



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de una instalación fotovoltaica y estudio de la
viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de
una comunidad de regantes situada en La Zarza-Perrunal,
Huelva

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Agustí Cabrera, Agustí

Tutor/a: Roldán Blay, Carlos

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

Agradecimientos

“Quiero aprovechar para agradecer a mi familia y amigos por apoyarme estos años.”

Resumen

El principal objetivo del trabajo de fin de máster se basa en un estudio de la viabilidad económica y en el diseño de una instalación fotovoltaica que cubra las necesidades energéticas del consumo eléctrico para el sistema de bombeo de agua correspondientes a la Comunidad de regantes Andevalo Minero, situada en La Zarza-Perrunal, Huelva.

En primera instancia, se realiza un análisis del actual consumo energético de la comunidad de regantes correspondientes al bombeo de agua. En él, se observa el consumo de los equipos de bombeo en los distintos periodos tarifarios a lo largo del año.

En segunda instancia, se pone el foco en la parte de la instalación fotovoltaica donde en primer lugar se realiza el dimensionado teniendo en cuenta el consumo energético calculado previamente y se estudia la potencia fotovoltaica a instalar donde se propone distintas alternativas de diseño. Con el fin de obtener la mayor rentabilidad, se analiza las distintas opciones donde se plantea distintos escenarios, autoconsumo sin vertido y con vertido a red.

Se establece como criterio de diseño la optimización del terreno agrario empleado y minimizar la distancia desde los módulos fotovoltaicos al punto de conexionado a red. Finalmente, se realiza un análisis económico para determinar la opción que presente mayor rentabilidad.

Palabras Clave: instalación fotovoltaica; comunidad de regantes; viabilidad económica; autoconsumo sin compensación de excedentes; autoconsumo con compensación de excedentes.

Resum

El principal objectiu del treball de fi de màster es basa en un estudi de la viabilitat econòmica i en el disseny d'una instal·lació fotovoltaica que cobreixi les necessitats energètiques del consum elèctric per al sistema de bombament d'aigua corresponents a la Comunitat de Regants Andevalo Miner, situada en La Zarza-Perrunal, Huelva.

En primera instància, es realitza una anàlisi de l'actual consum energètic de la comunitat de regants corresponents al bombament d'aigua. En ell, s'observa el consum dels equips de bombament en els diferents períodes tarifaris al llarg de l'any.

En segona instància, es posa el focus en la part de la instal·lació fotovoltaica on en primer lloc es realitza el dimensionament tenint en compte el consum energètic calculat prèviament i s'estudia la potència fotovoltaica a instal·lar on es proposa diferents alternatives de disseny. Amb la finalitat d'obtenir la major rendibilitat, s'analitza les diferents opcions on es planteja diferents escenaris, autoconsum sense abocament i amb abocament a xarxa.

S'estableix com a criteri de disseny l'optimització del terreny agrari emprat i minimitzar la distància des dels mòduls fotovoltaics al punt de connexió a xarxa. Finalment, es realitza una anàlisi econòmica per a determinar l'opció que presenti major rendibilitat.

Paraules Clau: instal·lació fotovoltaica; comunitat de regants; viabilitat econòmica; autoconsum sense compensació d'excedents; autoconsum amb compensació d'excedents.

Abstract

The main objective of the master's thesis is based on a study of the economic viability and the design of a photovoltaic installation to cover the energy needs of electricity consumption for the water pumping system corresponding to the Andevalo Minero Irrigation Community, located in La Zarza-Perrunal, Huelva.

Firstly, an analysis of the current energy consumption of the irrigation community for water pumping is carried out. In it, the consumption of the pumping equipment in the different tariff periods throughout the year is observed.

Secondly, the focus is placed on the photovoltaic installation where, firstly, the sizing is carried out taking into account the previously calculated energy consumption and the photovoltaic power to be installed is studied, where different design alternatives are proposed. In order to obtain the highest profitability, the different options are analysed, and different scenarios are proposed, self-consumption without discharge and with discharge to the grid.

The design criterion established is the optimisation of the agricultural land used and minimising the distance from the photovoltaic modules to the grid connection point. Finally, an economic analysis is carried out to determine the most profitable option.

Keywords: photovoltaic installation; irrigation community; economic viability; self-consumption without surplus compensation; self-consumption with surplus compensation.

Índice

MEMORIA

1	Objetivos	1
1.1	Motivación	1
1.2	Alcance	2
2	Antecedentes	3
2.1	Energías Renovables.....	3
2.2	Energía Solar Fotovoltaica.....	6
2.2.1	Global	9
2.2.2	España	10
2.2.3	Andalucía.....	11
2.3	Climatología.....	11
3	Normativa a tener en cuenta en Instalaciones Fotovoltaicas.....	15
3.1	Tarifa Eléctrica y Equipos de Medida	15
3.2	Instalación Fotovoltaica	15
3.3	Dimensionado del Cableado	16
4	Comunidad de regantes Andevalo Minero	17
4.1	Estudio de la Demanda Eléctrica.....	18
4.2	Datos del Suministro para el cual se va a realizar el Diseño	18
4.2.1	Coste Factura Eléctrica.....	19
4.2.2	Consumo Mensual.....	19
4.2.3	Consumo Diurno y Nocturno.....	20
4.3	Optimización Energética y Apuesta por Renovables	20
4.4	Condiciones de Diseño de la Instalación Fotovoltaica	21
5	Diseño Instalación Fotovoltaica	23
5.1	Potencia Diseño de la Instalación Fotovoltaica.....	24
5.2	Simulación del Diseño de la Instalación Fotovoltaica mediante <i>PVGIS</i>	26
5.3	Módulo Fotovoltaico	28
5.3.1	Número de Paneles Necesarios para la Instalación	28
5.4	Inversor	29
5.4.1	Corrección de Temperatura y Parámetros del Módulo Fotovoltaico	29

5.4.2	Elección del Inversor	31
5.4.3	Sistema de monitorización.....	32
5.4.4	Cálculo del Número de Paneles en Serie y en Paralelo.....	32
5.4.4.1	Inversor de 350 kW	32
5.4.4.2	Inversor de 250 kW	34
5.4.5	Resumen configuración inversores	36
5.4.6	<i>Performance Ratio</i> —Índice de rendimiento de la instalación fotovoltaica	37
5.5	Estructura.....	37
5.6	Cálculo de la Distancia Mínima entre Paneles para Evitar Sombreado	38
5.7	Diseños de la instalación fotovoltaica.....	40
5.7.1	Diseño A	41
5.7.2	Diseño B.....	42
5.7.3	Elección del diseño a implementar	43
5.8	Cálculo de la parte de la instalación eléctrica.....	44
5.8.1	Contador.....	44
5.8.2	Centro de transformación	45
5.8.3	Cableado de corriente continua.....	45
5.8.3.1	Cableado desde Módulo hasta inversor 350 kW	46
5.8.3.2	Cableado desde Módulo hasta inversor 250 kW	47
5.8.3.3	Resumen secciones del cableado de corriente continua	49
5.8.4	Cableado de corriente alterna	50
5.8.4.1	Cableados inversores a centro de transformación	50
5.8.4.2	Cableado centro de transformación hasta punto de conexionado del suministro.....	54
5.8.4.3	Resumen cableado alterna.....	56
5.9	Cálculo de la Puesta a Tierra de la Instalación Fotovoltaica	56
5.10	Cálculo de las protecciones de corriente continua	57
5.11	Cálculo de las protecciones de corriente alterna.....	59
5.11.1	Interruptor automático	59
5.11.1.1	Inversor de 350 kW	59
5.11.1.2	Inversor de 250 kW	59
5.11.1.3	Cuadro general de baja tensión previo al transformador	60
5.11.2	Interruptor automático diferencial	61

5.11.3	Protección contra sobretensiones	61
5.12	Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica	61
6	Simulación del diseño mediante <i>PvSyst</i>	63
6.1	Pérdidas del Sistema Fotovoltaico	63
6.1.1	Pérdidas por el Nivel de Irradiancia	64
6.1.2	Pérdidas por Temperatura	65
6.1.3	Pérdidas por Degradación Inducida por la Luz.....	66
6.1.4	Pérdidas por ángulo de incidencia y por orientación.....	67
6.1.5	Pérdidas por el Rendimiento del Inversor.....	68
6.1.6	Pérdidas por Polvo y Suciedad	68
6.1.7	Variación según la calidad del módulo.....	68
6.1.8	Pérdida por Envejecimiento	69
6.2	Pérdidas de la Instalación Eléctrica.....	69
6.2.1	Pérdidas de Conexionado.....	69
6.2.2	Pérdidas Óhmicas en el Cableado	70
6.2.3	Pérdidas en el cableado de alterna	70
6.2.4	Pérdidas debidas al transformador de media tensión	71
6.2.5	Pérdidas debidas la línea de alta tensión.....	71
6.3	Funcionamiento de la instalación fotovoltaica	71
7	Legalización y tramitación de la instalación fotovoltaica.....	73
7.1	Tramitaciones para la ejecución de la instalación fotovoltaica	73
7.2	Legalización de la instalación fotovoltaica	73
8	Diagrama Gantt de la instalación fotovoltaica.....	75
9	Resumen del Presupuesto.....	77
10	Financiación.....	78
11	Análisis Económico.....	79
12	Nuevos Criterios para la Gestión de la Demanda	83
12.1	Situación Actual.....	83
12.2	Implementación de los Nuevos Criterios	83
13	Conclusión	87
14	Bibliografía	89
15	Diseño de la Instalación Fotovoltaica.....	1
15.1.	Potencia de diseño de la instalación fotovoltaica.....	1

15.2.	Simulación del Diseño de la Instalación Fotovoltaica mediante <i>PVGIS</i>	1
15.3.	Módulo Fotovoltaico	2
15.3.1.	Número de Paneles Necesarios para la Instalación	2
15.4.	Inversor	3
15.4.1.	Cálculo del Número de Paneles en Serie y en Paralelo.....	4
15.4.1.1.	Inversor de 350 kW	4
15.4.1.2.	Inversor de 250 kW	4
15.4.2.	Resumen configuración inversores	5
15.4.3.	<i>Performance Ratio</i> -Índice de rendimiento de la instalación fotovoltaica	5
15.5.	Estructura	6
15.6.	Cálculo de la Distancia Mínima entre Paneles para Evitar Sombreado	6

Índice de Figuras

Figura 1 Porcentaje potencia instalada de cada energía respecto total renovable instalada en todo el mundo. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).....	4
Figura 2 Porcentaje potencia instalada de cada energía respecto total renovable instalada en España. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).....	5
Figura 3 Proporción de los diferentes tipos de energías renovables en todo el mundo en 2021. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).....	5
Figura 4 Proporción de los diferentes tipos de energías renovables en España en 2021. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).....	6
Figura 5 Efecto fotoeléctrico de forma esquemática. Fuente: Areatecnología.....	7
Figura 6 Evolución del Precio/Watio del módulo fotovoltaico desde 1976 hasta 2019. Fuente: Propia con datos de Our World in Data.....	8
Figura 7 Radiación solar incidente en todo el mundo. Fuente: PVGIS.....	8
Figura 8 Evolución de la potencia instalada en energía solar fotovoltaica en todo el mundo. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).....	9
Figura 9 Gráfica de la potencia instalada por año en España. Fuente: Propia con datos de UNEF y de Red Eléctrica de España.....	10
Figura 10 Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en cada Comunidad Autónoma. Fuente: UNEF y Red Eléctrica de España.....	11
Figura 11 Irradiación global promedia en La Zarza-Perrunal. Fuente: Propia con datos de la Agencia Andaluza de la Energía.....	12
Figura 12 Temperatura promedio en Huelva. Fuente: Propia con datos de AEMET.....	13
Figura 13 Imagen de la ubicación del sistema de bombeo de la Comunidad de regantes y del embalse de Olivargas. Fuente: Cadena Ser.....	17
Figura 14 Ficha descriptiva de la ubicación de la instalación fotovoltaica. Fuente: Sede Catastro.....	18
Figura 15 Coste mensual de la factura eléctrica del suministro. Fuente: Propia.....	19
Figura 16 Consumo promedio mensual durante un año. Fuente: Propia.....	19
Figura 17 Consumo diurno frente a nocturno en un año. Fuente: Propia.....	20
Figura 18 Ubicación disponible para la instalación fotovoltaica. Fuente: Google maps.....	22
Figura 19 Esquema simplificado instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Google.....	23

Figura 20 Horas Sol Pico para cada inclinación del panel fotovoltaico. Fuente: Propia con datos de PVGIS.	25
Figura 21 Simulación instalación fotovoltaica mediante PVGIS. Fuente: PVGIS.....	27
Figura 22 Estructura modelo Alrután para módulos fotovoltaicos hincado a suelo. Fuente: Sunsupport.	38
Figura 23 Esquema para el cálculo de la distancia mínima para evitar sombreado. Fuente: Propia.	39
Figura 24 Plano del registro catastral del espacio disponible para la instalación fotovoltaica, ver plano 1. Fuente: Google Maps.	41
Figura 25 Diseño A propuesto para la ubicación de la instalación fotovoltaica, ver plano 3. Fuente: Propia.	42
Figura 26 Diseño B propuesta para la ubicación de la instalación fotovoltaica, ver plano 4. Fuente: Propia.	43
Figura 27 Intensidad máxima admisible para cables fotovoltaicos. Fuente: UNE-EN 50618.	46
Figura 28 Valores de conductividad según el material y la temperatura del conductor. Fuente: UNE-HD 60364-5-52.....	47
Figura 29 Secciones de cable que se comercializa. Fuente: Fabricante.....	47
Figura 30 Intensidad máxima admisible para cables de conductores con cobre en instalación enterrada. Fuente: ITC-BT-07 (RD842/2002, 2 de agosto).	52
Figura 31 Intensidad máxima admisible para conductores de aluminio directamente enterrados (servicio permanente). Fuente: ITC-LAT-06	55
Figura 32 Pérdidas de la instalación fotovoltaica según simulación realizada en PvSyst. Fuente: PvSyst.	64
Figura 33 Curva I-V-P del módulo fotovoltaico Jinko Solar, JKM540M-72HL4. Fuente: Ficha técnica del módulo proporcionada por el fabricante.	65
Figura 34 Temperatura promedio máxima en Huelva. Fuente: Propia a partir de datos de AEMET.	66
Figura 35 Rendimiento módulo fotovoltaico en función del ángulo de azimut y del ángulo de inclinación. Fuente: IDAE.	67
Figura 36 Rendimiento lineal del módulo fotovoltaico Jinko Solar, JKM540M-72HL4. Fuente: Ficha técnica del módulo proporcionada por el fabricante.	69
Figura 37 Resultados principales de la simulación realizada en PvSyst acerca de la instalación fotovoltaica propuesta. Fuente: PvSyst.	71
Figura 38 Subestación más cercana según la red de Endesa. Fuente: Endesa.	74
Figura 39 Diagrama Gantt de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.	75
Figura 40 Resumen presupuesto del proyecto de la instalación fotovoltaica. Fuente: Anexo Presupuestos.....	77

Figura 41 Flujo de caja acumulado a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.	80
Figura 42 Proporción de autoconsumo y consumo de red con instalación fotovoltaica propuesta. Fuente: Propia.	81
Figura 43 Potencia generada y consumida sin nuevo criterio para el día 17 de agosto. Fuente: Propia.	84
Figura 44 Potencia generada y consumida con nuevo criterio para el 17 de agosto. Fuente: Propia.	84
Figura 45 Potencia generada y consumida sin nuevo criterio para el día 20 de diciembre. Fuente: Propia.	85
Figura 46 Potencia generada y consumida con nuevo criterio para el 20 de diciembre. Fuente: Propia.	85
Figura 47 Simulación instalación fotovoltaica, diseño B mediante PVGIS. Fuente: PVGIS.	2
Figura 48 Estructura flotante para módulo fotovoltaico de marca Isigener. Fuente: Isigener.	6

Índice de Tablas

Tabla 1 Facturación según tipo de equipo de medida empleado por distribuidora. Fuente: Propia.	15
Tabla 2 Distribución de periodos tarifarios para la tarifa 6.1TD. Fuente: Propia	18
Tabla 3 Coste de la factura eléctrica de la Comunidad de regantes. Fuente: Propia.	21
Tabla 4 Consumo total y mensual en un año. Fuente: Propia.	26
Tabla 5 Características módulos fotovoltaicos de diferentes tipos de célula. Fuente: Propia a partir de datos de los fabricantes.	28
Tabla 6 Propuesta inversores para la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia a partir de datos de los fabricantes.	31
Tabla 7 Resumen configuración inversores de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia	36
Tabla 8 Diferencias en los presupuestos. Fuente: Propia.	43
Tabla 9 Características del transformador de tensión en ubicación instalación. Fuente: Propia.	45
Tabla 10 Características del transformador de tensión en el punto de suministro. Fuente: Propia.	45
Tabla 11 Resumen de las caídas de tensión en los diferentes conductores. Fuente: Propia.	49
Tabla 12 Resumen cableado alterna de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.	56
Tabla 13 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18 (RD842/2002, 2 de agosto) del REBT.....	56
Tabla 14 Factor de corrección de temperatura ambiente. Fuente: ITC-BT-06 del REBT.	57
Tabla 15 Factores de corrección agrupación de cables aislados instalados al aire. Fuente: ITC-BT-06 del REBT.....	57
Tabla 16 Factores de corrección de la resistividad del terreno. Fuente: ITC-BT-06 del REBT. ...	57
Tabla 17 Intensidades admisibles al aire para conductor de cobre y a 40°C. Fuente: ITC-BT-19 del REBT.	58
Tabla 18 Resumen mensual del consumo total, generación, autoconsumo, excedentes y demanda de la red. Fuente: Propia.....	79
Tabla 19 Resumen de costes y ahorros anuales. Fuente: Propia.....	80
Tabla 20 VAN y flujo de caja de la instalación fotovoltaica de potencia pico 997,92 kWp para un horizonte de inversión de 6 años. Fuente: Propia.	80
Tabla 21 Cálculos de VAN del proyecto. Fuente: Propia.....	81
Tabla 22 Tiempo de retorno y tasa interna de retorno del proyecto. Fuente: Propia.	81
Tabla 23 Resumen configuración inversores de la instalación fotovoltaica diseño B. Fuente: Propia	5

Memoria

1 Objetivos

El principal objetivo de este proyecto es el estudio económico y diseño de una instalación fotovoltaica para conocer su viabilidad económica para la Comunidad de regantes Andevalo Minero situada en La Zarza-Perrunal, Huelva. En primer lugar, se va a analizar la demanda de consumo que tiene el suministro en cuestión para poder realizar a posteriori un correcto diseño del dimensionado de una instalación fotovoltaica.

A continuación, se definen los siguientes objetivos específicos para poder alcanzar el objetivo general del proyecto:

- I. Estudiar los orígenes de las energías renovables.
- II. Profundizar en el uso de las energías renovables, más concretamente en la energía fotovoltaica tanto a nivel global como a nivel estatal.
- III. Estudiar la normativa y el marco legal del autoconsumo de energía eléctrica en España.
- IV. Analizar la tarifa eléctrica que entró en vigor el 1 de junio de 2021.
- V. Dimensionar la instalación fotovoltaica para cubrir la demanda de consumo del suministro según las características del suministro.
- VI. Analizar las distintas propuestas de diseño.
- VII. Analizar los trámites que se deberán llevar a cabo para poder ejecutar la instalación.
- VIII. Realizar un presupuesto de la instalación propuesta.
- IX. Realizar un estudio de la viabilidad económica acerca del diseño finalmente escogido, en el que se realice el cálculo de VAN, TIR y del periodo de retorno de la inversión.
- X. Definir el método de financiación de la instalación en base a la capacidad económica actual y futura de la Comunidad de regantes.
- XI. Presentar los resultados obtenidos acerca del estudio y diseño de la instalación fotovoltaica a la Comunidad de regantes.

Una vez realizados todos los objetivos, se va a comprender en mayor detalle las energías renovables, en especial la energía solar fotovoltaica y la necesidad de un cambio en el consumo acorde a las nuevas condiciones de facturación eléctrica y con el objetivo de reducir costes en la factura eléctrica de la Comunidad de regantes, así como ayudar a reducir el efecto invernadero.

1.1 Motivación

La motivación que llevó al alumno a realizar el trabajo de fin de máster han sido distintos argumentos sobre los cuales se van a detallar a continuación. El principal argumento fue que con la creciente subida de precios de la energía eléctrica junto con los efectos que se están experimentando en el mundo debido al efecto invernadero, la energía fotovoltaica está en pleno crecimiento exponencial lo cual es una apuesta segura de futuro. Otro de los motivos fue el interés en energías renovables y más concretamente en energía solar fotovoltaica que despierta en el alumno que no despiertan otras especialidades. La Comunidad de regantes sobre la cual se realiza el estudio de diseño de la instalación fotovoltaica está muy interesada en el trabajo de fin de máster, para tener una idea más clara acerca de la viabilidad económica de la instalación, con el fin de reducir costes en la factura eléctrica, y además poder contribuir a la reducción del efecto invernadero, así como para poder emplear parte de terrenos que dispone la empresa de uso forestal que no pueden ser actualmente empleados para la explotación agrícola de cultivo.

1.2 Alcance

En cuanto al alcance del trabajo de fin de máster, se va a realizar un análisis de la demanda de consumo de las cargas en el suministro más significativo de la comunidad de regantes correspondiente al sistema de bombeo, para poder realizar un estudio de diseño de una instalación fotovoltaica, se calculará el número de paneles de la instalación, así como su disposición, la potencia instalada, la sección del cableado desde el módulo fotovoltaico hasta el punto de conexionado y la puesta a tierra para la parte de corriente continua. También se elegirá el tipo de módulo fotovoltaico, el tipo de inversor y el tipo de estructura para dicha instalación. Además, se incluirá en el presupuesto la gestión de los residuos generados en la instalación fotovoltaica y también se realizará la adecuación del centro de transformación.

En este trabajo de fin de máster, no se va a realizar un estudio geotécnico del suelo en el que se analice el tipo de suelo, ni se realicen los cálculos de la estructura soporte con el suelo.

2 Antecedentes

2.1 Energías Renovables

Las energías renovables son aquellas fuentes de energía que emplean recursos inagotables en nuestro planeta y que se renuevan de forma natural para la producción de energía. Otro término importante es recurso limpio. Los recursos limpios son aquellos recursos que no producen contaminación, es decir, no liberan gases de efecto invernadero. Entre las energías renovables a destacar por su peso dentro del sector de las energías renovables está la energía hidráulica, la eólica, la solar, la geotérmica y la biomasa.

De acuerdo con los objetivos definidos por las Naciones Unidas, se encuentran dos objetivos relacionados con las energías renovables de especial interés, el objetivo 7.2 dice así “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas” (Naciones Unidas, Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, Septiembre 2015). Otro objetivo que destacar es el objetivo 13, “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos” (Naciones Unidas, Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, Septiembre 2015) donde se establece que el principal objetivo es la reducción de la contaminación para poder combatir el cambio climático, reduciendo las emisiones de gases que fomentan el efecto invernadero y poder tener un mundo más limpio y sostenible.

Muchas son las ventajas que tiene el uso de energías renovables de entre las que más destacan, son las siguientes:

- Fuentes inagotables de energía.
- Reducen la dependencia energética de combustibles fósiles que son los mayores contribuyentes al efecto invernadero.
- Energía descentralizada por lo que se tiene un mejor acceso a la energía. Se reducen tanto costes como pérdidas por transporte y distribución de la energía eléctrica desde el punto de generación al punto de consumo para los casos en los que se emplee la energía renovable de forma aislada. Es por ello, por lo que resulta de gran interés especialmente para los pueblos aislados o de difícil acceso, ya que, de esta forma, permite realizar una pequeña instalación para poder abastecer al pueblo de necesidades básicas como son la electricidad o el agua caliente.
- Beneficios económicos: las previsiones indican que las energías renovables ayudarán a mejorar los índices económicos de aquellos países deficitarios en combustibles fósiles ya que no deberán de importar materia prima de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica, debido a que se generaría energía por fuente inagotable. Cabe destacar que, con los recientes sucesos mundiales, el precio por combustibles fósiles se ha encarecido y las previsiones muestran un indicio a una subida en los precios.
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero: las energías renovables son consideradas como energías limpias, no emiten gases de efecto invernadero o tienen balance “cero” como es el caso de la energía biomasa, por lo que se la considera una solución frente al impacto ambiental que están generando las emisiones de gases de efecto invernadero producidas mayormente por los combustibles fósiles.

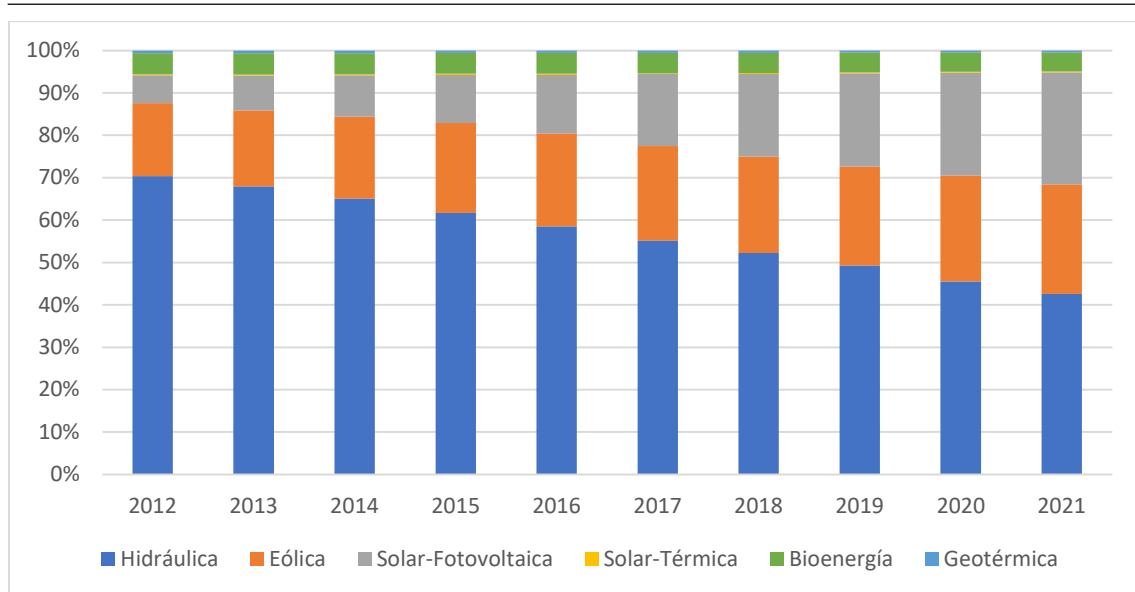


Figura 1 Porcentaje potencia instalada de cada energía respecto total renovable instalada en todo el mundo. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).

En la Figura 1 se observa la evolución de la potencia instalada de las distintas tecnologías de fuentes de energías renovables a lo largo de los años desde 2012 hasta 2021 donde se observa como ciertas tecnologías adquieren una mayor cuota de potencia instalada mientras que otras tecnologías ven su cuota disminuida. También se puede observar el peso de los diferentes tipos de energías, por ejemplo, las energías eólica y fotovoltaica, cuya potencia instalada se ha incrementado en mayor medida en los últimos diez años hasta el punto en que en el año 2021 representan entre ambas mayor porcentaje de potencia instalada en renovables que energía hidráulica cuya cuota de potencia instalada era casi el doble en el año 2012. La conclusión que se puede extraer de estos datos es la gran importancia y cuota que están teniendo las energías eólicas y solar fotovoltaica y cuya tendencia es a que sigan aumentando su porcentaje de potencia instalada en el futuro próximo.

Cabe mencionar que tecnologías como la bioenergía, así como la solar térmica y la geotérmica, han mantenido su cuota durante los últimos 10 años, por lo que no se ha aumentado en gran medida su potencia instalada frente a otras tecnologías como la solar fotovoltaica o la eólica.

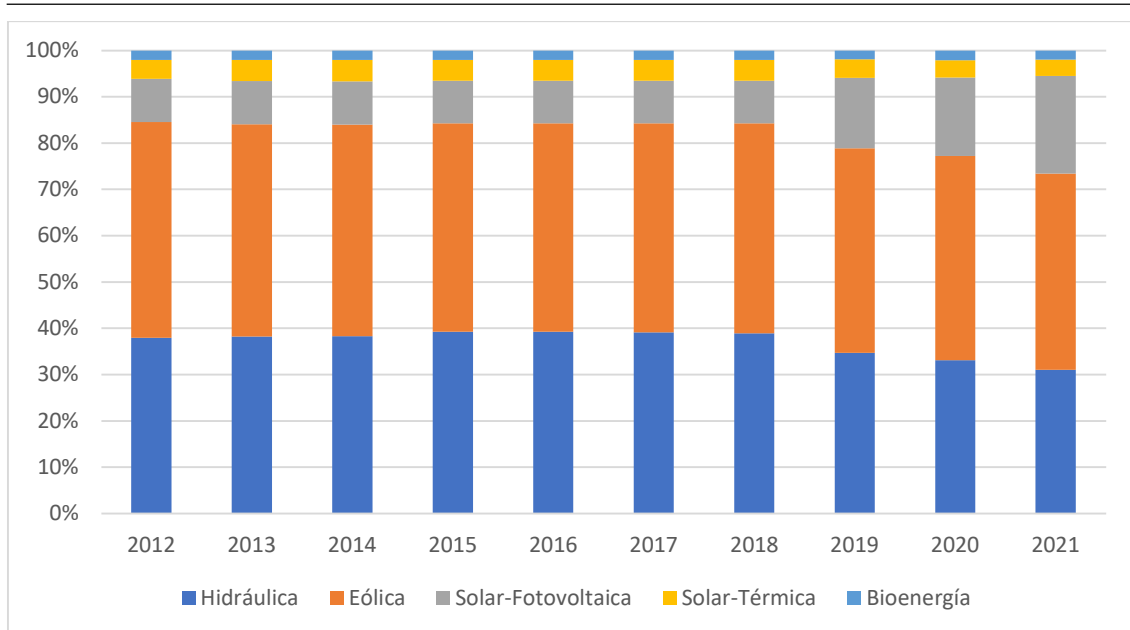


Figura 2 Porcentaje potencia instalada de cada energía respecto total renovable instalada en España. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).

Análogamente al análisis realizado sobre el mundo entero, analizando el caso concreto de España, se observa en la Figura 2, como la potencia instalada correspondiente a la energía solar fotovoltaica ha aumentado su cuota considerablemente en comparación a otro tipo de energías renovables. Concretamente en 2019 fue cuando realmente aumento la potencia instalada que fue un incremento de casi un 50% más respecto al año anterior debido a que en 2018 se anuló el famoso impuesto al sol lo cual produjo un aumento en las inversiones en instalaciones solares fotovoltaicas. Cabe resaltar que en España según los datos proporcionados por (IRENA, 2022), no hay potencia instalada en referencia a la energía geotérmica lo cual resulta un dato bastante revelador.

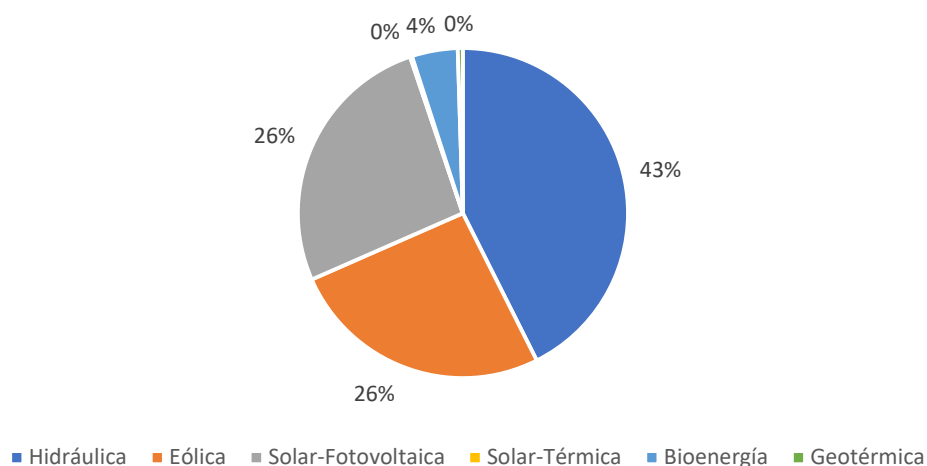


Figura 3 Proporción de los diferentes tipos de energías renovables en todo el mundo en 2021. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).

Analizando la potencia instalada de las diferentes energías renovables en todo el mundo en el último año, 2021, tal y como se puede ver en la Figura 3, se puede ver como la energía renovable con mayor potencia instalada en el mundo es la energía hidráulica con un peso de un 43%

(IRENA, 2022), seguido por la energía eólica y solar fotovoltaica con un peso del total de 26% (IRENA, 2022) en ambos casos y luego está la bioenergía con un 4%. Cabe destacar que tanto la energía solar térmica como la energía geotérmica tienen un porcentaje de 0% (IRENA, 2022) ya que su potencia instalada en el último año es prácticamente despreciable frente a los demás tipos de energías renovables.

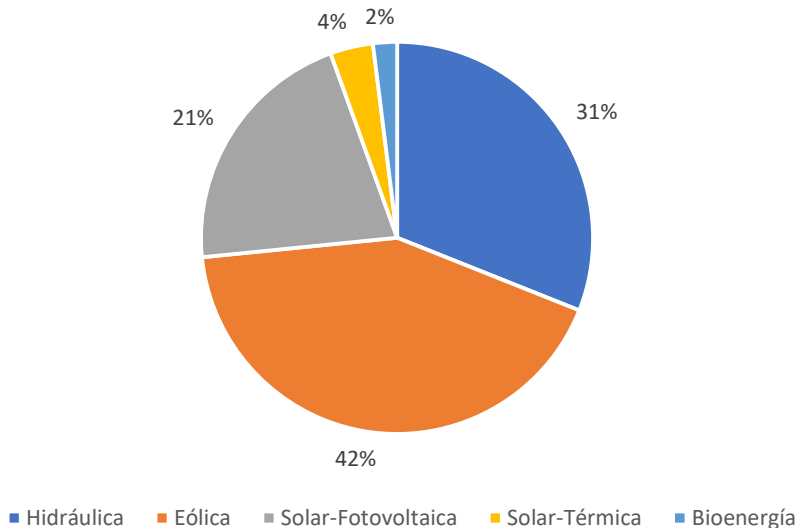


Figura 4 Proporción de los diferentes tipos de energías renovables en España en 2021. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).

A raíz de los datos analizados anteriormente con respecto a la Figura 3, se observan diferencias en la Figura 4, donde se analiza el porcentaje de potencia instalada de cada tipo de energía renovable frente al total de potencia instalada de energía renovable en España en el último año, 2021. En cuanto a las principales diferencias, destacan la cuota de porcentaje con respecto a la energía eólica, un porcentaje bastante superior en comparación a todo el mundo con un peso de un 46% (IRENA, 2022). Otra de las principales diferencias radica en la cuota de potencia instalada con respecto a la energía hidráulica con un 31% (IRENA, 2022) considerablemente inferior al porcentaje con respecto al mundo entero. Por otro lado, la energía solar fotovoltaica con un 21% (IRENA, 2022) se puede observar un parecido a la cuota con respecto a todo el mundo. Por último, la energía geotérmica tal y como se ha mencionado anteriormente no aparece en los datos proporcionados por (IRENA, 2022) y la energía solar térmica tiene mayor cuota que la bioenergía en España a diferencia de todo el mundo.

2.2 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella energía que aprovecha los fotones provenientes de la radiación solar y mediante el efecto fotoeléctrico transforma la energía contenida en los protones en energía eléctrica. Profundizando más en el efecto fotoeléctrico (Figura 5), para que tenga lugar, se necesita un material semiconductor para que la radiación solar al incidir sobre él provoque que se liberen electrones y que salten de una capa a otra para así obtener en presencia de un campo eléctrico, una corriente continua.

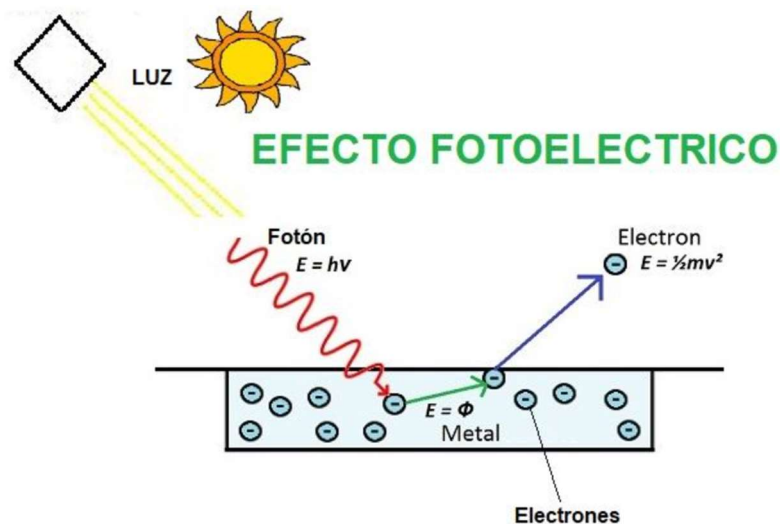


Figura 5 Efecto fotoeléctrico de forma esquemática. Fuente: Areatecnología.

Tal y como se ha comentado anteriormente, la energía solar fotovoltaica, lleva experimentando un crecimiento grande en los últimos años, lo cual se traduce en un aumento en la potencia instalada. En la actualidad, la energía solar fotovoltaica, sigue la misma tendencia alcista de los últimos años. En cuanto a los motivos principales, destacan dos causas por encima de las demás, una de las causas son las políticas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero implantadas tanto a nivel mundial como nacional. Otra de las causas es la constante mejora de las tecnologías en la fabricación de componentes para instalaciones fotovoltaicas lo cual está provocando que haya más competencia en cuanto a los componentes fotovoltaicos, reduciendo así su coste de adquisición y como consecuencia, la barrera de entrada de la inversión se ve reducida. Este último punto es un factor clave ya que las constantes mejoras en los materiales empleados en el sector fotovoltaico han producido una diferencia significativa entre el precio por watio que había a los inicios frente al que hay en la actualidad tal y como se puede observar en la Figura 6.

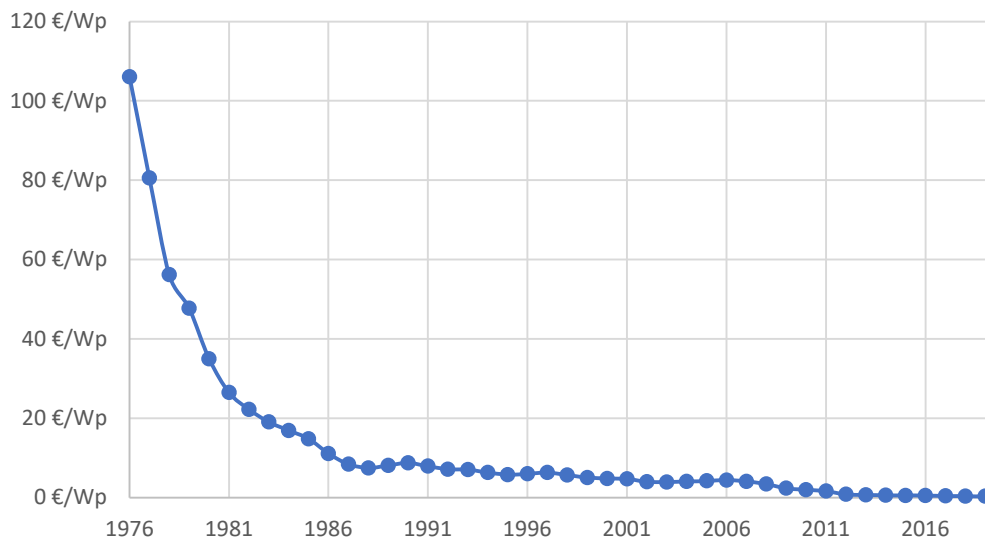


Figura 6 Evolución del Precio/Watio del módulo fotovoltaico desde 1976 hasta 2019. Fuente: Propia con datos de Our World in Data.

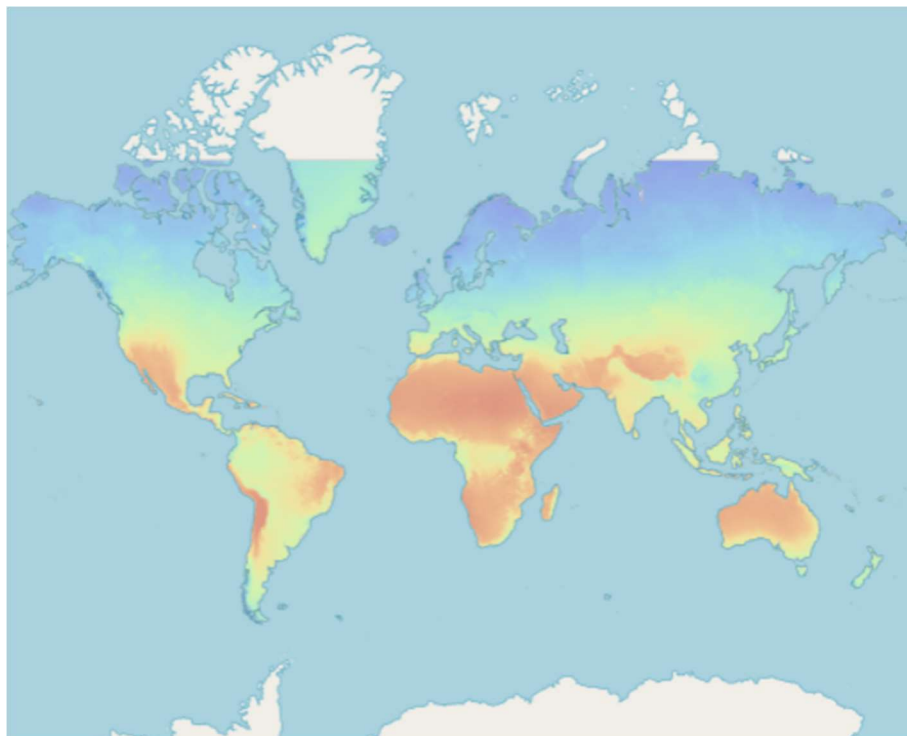


Figura 7 Radiación solar incidente en todo el mundo. Fuente: PVGIS.

Volviendo a la definición de energía solar fotovoltaica, el input de esta tecnología y que posteriormente se transforma en energía eléctrica debido al efecto fotovoltaico es la radiación solar. A mayor radiación solar, se obtendrá mayor energía eléctrica por lo que resulta un punto clave a analizar. La radiación solar depende a su vez de la localización en la que se encuentre, de modo general, cuanto más próximo al ecuador esté la instalación, mayor radiación solar se obtendrá. En la Figura 7, se puede observar la radiación solar incidente en todo el mundo donde para España se puede ver como en el sur se obtiene mayor radiación solar que en el norte, por lo que, para una misma potencia instalada, se obtendrá mayor energía eléctrica en el sur que en el norte de España.

2.2.1 Global

A nivel global, tal y como se ha comentado anteriormente, la energía solar fotovoltaica ha cobrado mayor importancia en el mundo de las energías renovables. En estos momentos, el país líder mundial en el mercado de la energía solar fotovoltaica es China, con aproximadamente un 36% (IRENA, 2022) de la energía fotovoltaica producida en todo el mundo. Además, no solo destaca por tener la mayor potencia instalada de todo el mundo sino por ser el mayor fabricante de componentes fotovoltaicos, como por ejemplo los módulos fotovoltaicos y los inversores. En la actualidad, los fabricantes de componentes fotovoltaicos de la región de China son los principales productores y comercializadores, aunque poco a poco están apareciendo nuevos fabricantes europeos, aunque calidad-precio siguen un escalón por debajo de las marcas de fabricantes de China.

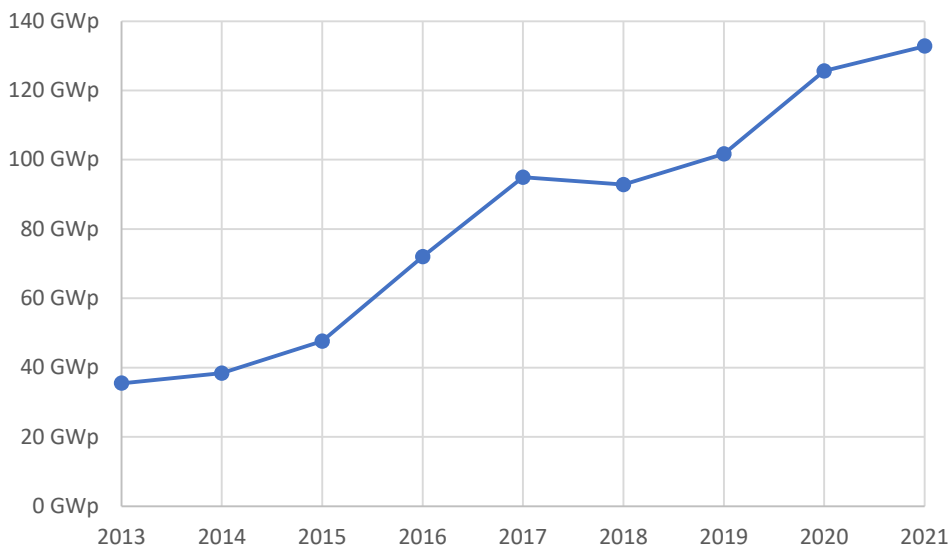


Figura 8 Evolución de la potencia instalada en energía solar fotovoltaica en todo el mundo. Fuente: Propia con datos de IRENA (2022), Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).

Como se puede ver en la Figura 8, a nivel global, la energía solar fotovoltaica ha ido creciendo con el paso de los años de forma constante, es por ello por lo que las previsiones son a seguir con la tendencia alcista y seguir con el aumento de la potencia instalada. Esta tendencia alcista demuestra el especial interés que hay en estos momentos en este tipo de energía renovable.

En cuanto a tipos de instalaciones solares fotovoltaicas, existen dos tipos de instalaciones:

- Conectadas a la red: instalaciones que conectan tanto con las cargas como con el punto de conexión de la red eléctrica. Entre las características de este tipo de instalaciones se encuentra la necesidad de transformar la corriente continua generada por el módulo fotovoltaico en corriente alterna para su posterior uso o para el vertido a red. Dentro de las instalaciones conectadas a la red se distinguen dos tipos, las de autoconsumo con excedentes, las de autoconsumo sin excedentes o vertido cero y las de vertido directo a red.
- Aisladas de la red: instalaciones que no están conectadas a la red y que precisan de un sistema de baterías para el almacenamiento de la energía producida. La principal utilidad que tiene este tipo de instalaciones es el poder llevar electricidad a aquellos

lugares de difícil acceso o en los que la conexión a red sea complicada de realizarse por distancia al punto de conexionado.

2.2.2 España

A nivel nacional la energía solar fotovoltaica es uno de los países de la Unión Europea que más horas de sol tiene, lo que implica una mayor irradiación anual, que se traduce en una mayor producción de energía eléctrica debido a energía solar fotovoltaica y es por ello por lo que es uno de los países que mayor potencia instalada tiene dentro del panorama europeo.

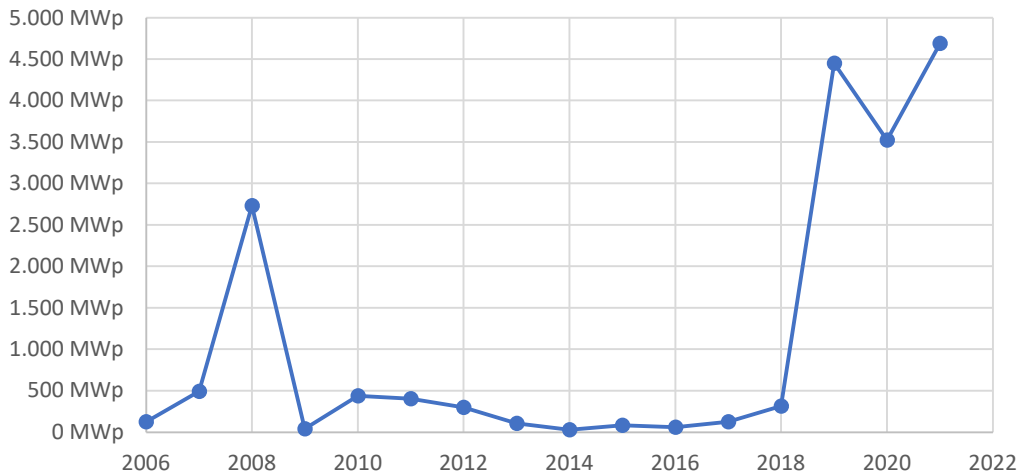


Figura 9 Gráfica de la potencia instalada por año en España. Fuente: Propia con datos de UNEF y de Red Eléctrica de España.

Tal y como se puede observar en la Figura 9, en 2008 la potencia instalada fue muy elevada y es por ello por lo que fue uno de los países que mayor potencia instalada tenía en un solo año, pero debido a las políticas legislativas que se llevaron a cabo dicha proyección se vio frenada drásticamente y que se puede observar en la Figura 9 desde 2009 hasta 2018 la potencia instalada era mucho menor.

Por otro lado, se puede apreciar en la Figura 9 como a partir de 2018 volvió a haber un crecimiento muy grande con respecto a años anteriores. Tal y como se comentó anteriormente, debido a las nuevas políticas implantadas en España, al no estar en vigor el famoso impuesto al sol, propició un crecimiento exponencial en la potencia instalada a partir de ese año y que en la actualidad se siguen teniendo datos de un alto crecimiento.

Cabe resaltar que el año pasado, 2021, se volvió a superar el récord de potencia instalada y todo apunta a que este año se vuelva a superar dicho récord ya que el aumento del importe en la factura eléctrica está obligando a los grandes consumidores a invertir en instalaciones fotovoltaicas para poder por lo menos autoconsumir la energía producida y con ello reducir sus costes en la factura eléctrica.

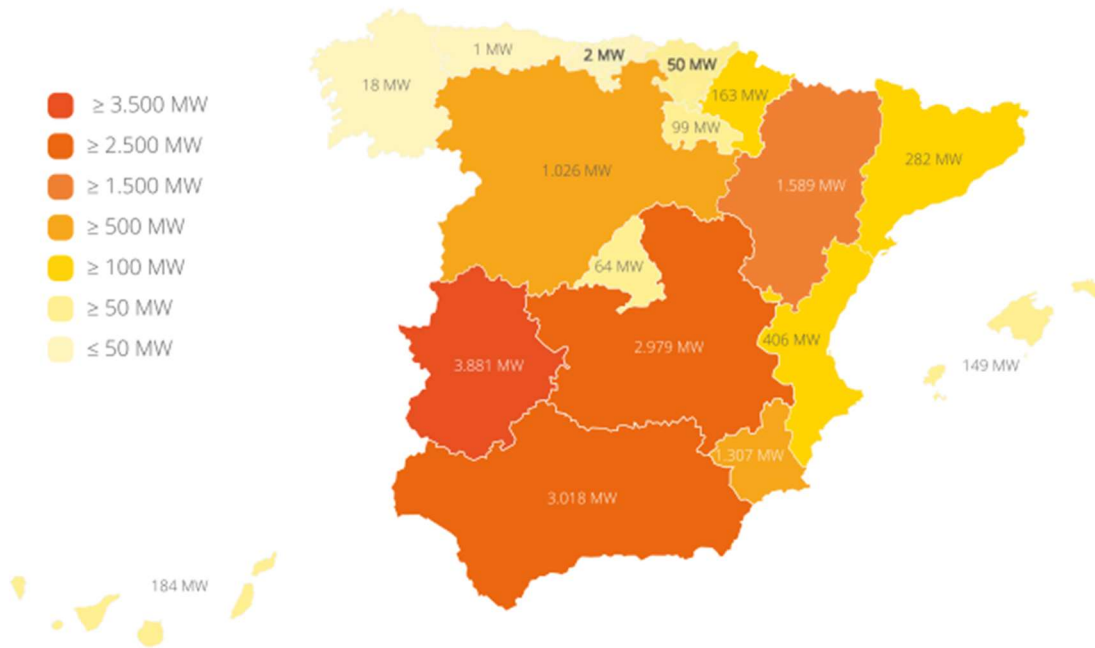


Figura 10 Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en cada Comunidad Autónoma. Fuente: UNEF y Red Eléctrica de España.

Como se puede observar en la Figura 10, la Comunidad Autónoma que mayor potencia tiene instalada con datos de 2021 es Extremadura seguida de Andalucía y Castilla la Mancha. Todas ellas comparten la característica de estar situadas más al sur por lo que se encuentran más cerca del ecuador y como se ha comentado anteriormente la radiación solar es mayor.

2.2.3 Andalucía

En Andalucía, la potencia instalada en el año 2021 es de unos 375MW (UNEF, 2022) lo cual supone un 8% de la potencia instalada de España.

En cuanto a los objetivos a destacar que se marca Andalucía, recientemente salió un informe acerca de la estrategia energética de Andalucía para 2030 (Junta de Andalucía, 2022). En él, se establecen los siguientes objetivos relevantes:

- “Meta 1.2 Aporte a partir de fuentes de energía renovable de, al menos, el 42% del consumo final bruto de energía”
- “Meta 1.3 Incremento de la generación de origen renovable hasta suponer, al menos, el 75% del mix eléctrico”

Para poder incentivar a la población de Andalucía a llegar al objetivo, el sector de la energía solar fotovoltaica en Andalucía es un sector que está recibiendo ayudas en forma de subvenciones. Actualmente se previene que la Junta de Andalucía, va a destinar unos 30 millones de euros para fomentar la mejora energética con tecnología solar fotovoltaica.

2.3 Climatología

La climatología en España propicia favorablemente el uso de la energía solar, simplemente hay que ver la potencia instalada con respecto a instalaciones fotovoltaicas que existen en nuestro

país, y más concretamente en Andalucía, siendo la comunidad autónoma con mayor potencia solar fotovoltaica instalada del país.

Uno de los principales parámetros climatológicos es la irradiación, hay una gran cantidad de irradiación por metro cuadrado en el territorio, lo que se traduce en una gran captación de energía solar y por ende energía eléctrica tal y como se puede observar en la Figura 11.

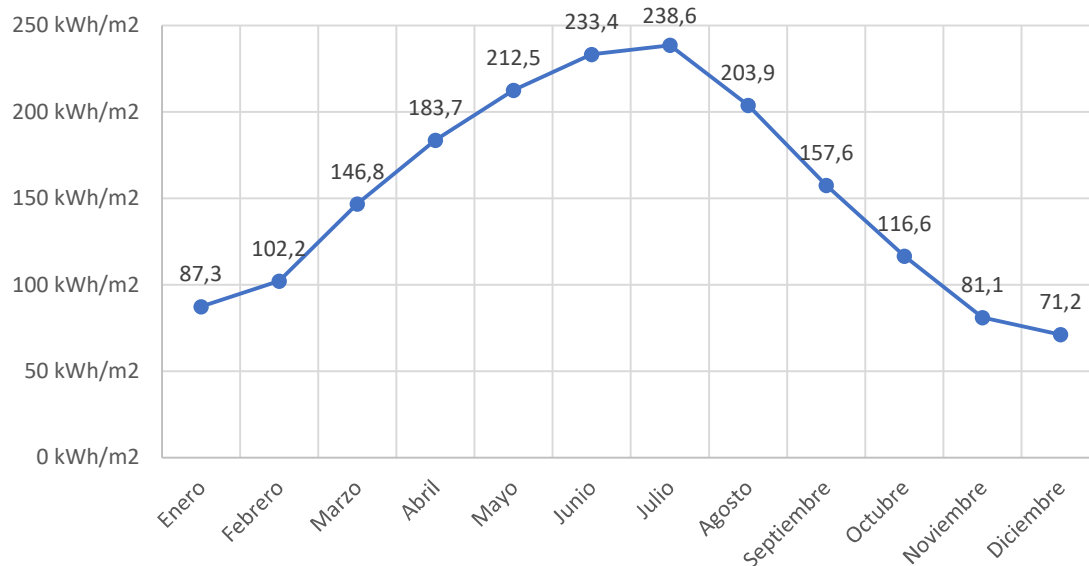


Figura 11 Irradiación global promedio en La Zarza-Perrunal. Fuente: Propia con datos de la Agencia Andaluza de la Energía.

Otro parámetro importante para tener en cuenta es la temperatura promedio anual, el cual está alrededor de los 18,2 °C en la localidad de La Zarza-Perrunal, un valor próximo a 25°C que sería la temperatura en condiciones estándar y sobrepasando dicha cantidad se incurriría en pérdidas por temperatura. Tal y como se puede observar en la Figura 12, la temperatura promedio de cada mes a lo largo de un año cualquiera suele ser inferior a la temperatura en condiciones estándar (25°C) por lo que se incurrirá en menores pérdidas por temperatura. Tanto en el mes de Julio como en el de agosto, la temperatura promedio es mayor a 25°C, por lo que se incurrirán en pérdidas por temperatura, aunque cabe destacar, que se verán compensadas por la mayor cantidad de irradiación solar incidente tal y como se ha visto anteriormente.

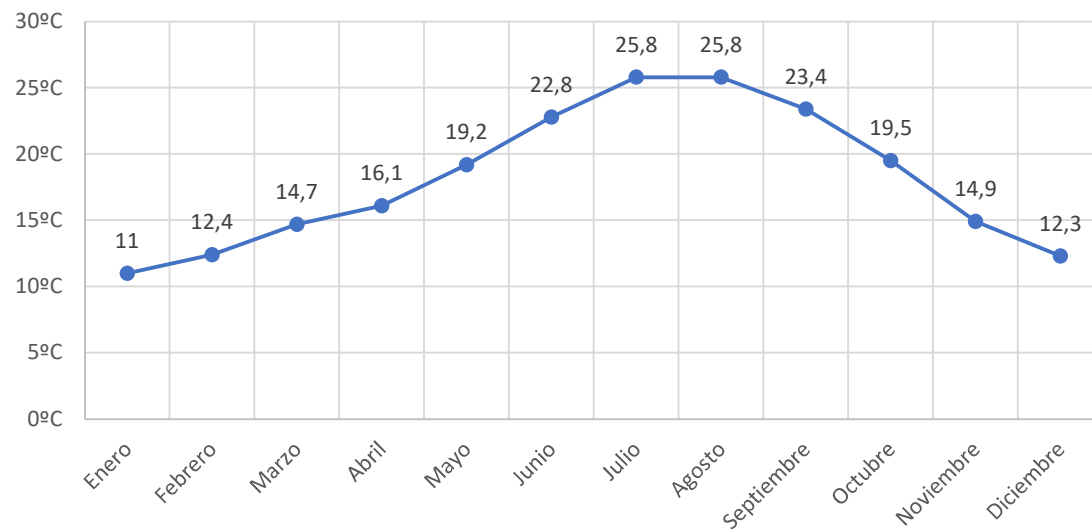


Figura 12 Temperatura promedio en Huelva. Fuente: Propia con datos de AEMET.

3 Normativa a tener en cuenta en Instalaciones Fotovoltáicas

3.1 Tarifa Eléctrica y Equipos de Medida

La normativa tarifaria pertinente debe tener en cuenta la nueva normativa tarifaria (BOE 1066 núm.21, 15 de enero) con la nueva estructura de las nuevas tarifas, periodos y penalizaciones que entró en vigor el día 1 de junio de 2021.

Según (RD1110/2007, 24 de agosto), la facturación según los tipos de equipo de medida para los diferentes tipos de suministro son los mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1 Facturación según tipo de equipo de medida empleado por distribuidora. Fuente: Propia.

Tipo	Tipo de medida	Potencia (kW)	Potencia demandada
1	Telegestión	≥ 10.000	Cuatohorarias
2	Manual/Telegestión/Telemedida	>450	Cuatohorarias
3	Manual/Telegestión/Telemedida	>50 y ≤ 450	Cuatohorarias
4	Telemedida	>15 y ≤ 50	Maxímetro
5	Telemedida	≤ 15	ICP o Máxímetros

Cabe puntualizar que para los suministros de tipo 2, en el caso de que no dispongan de un equipo capaz de medir cuarto-horarias, se factura la potencia demandada en base al registro de máxímetros, lo que supone que el gasto sea mayor ya que en la factura eléctrica el cobro se realizará por la potencia máxima registrada cada hora mientras que en la cuarto-horaria se registra el máximo cada cuarto de hora. En base a lo comentado anteriormente, es recomendable disponer de un contador con medida en cuarto-horaria para abaratar costes en la factura eléctrica.

En cuanto a los contadores, deberán cumplir con la normativa ITC-BT-16 (RD842/2002, 2 de agosto), en el que el grado de protección mínimo que deben cumplir para instalaciones de tipo interior son tanto IP40 como IK09 de acuerdo con la norma UNE 20.234 y UNE EN 50.102. Además, según ITC-BT-07 (RD842/2002, 2 de agosto), los dispositivos de lectura de los equipos de medida deberán estar instalados a una altura comprendida entre 0,7 metros y 1,8 metros respecto del suelo.

3.2 Instalación Fotovoltáica

La normativa con respecto a las instalaciones fotovoltaicas, tiene en cuenta lo siguiente, para realizar el punto de conexionado a la red, según el Artículo 3 (RD1663/2000, 29 de septiembre), se debe solicitar a la empresa distribuidora el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto en el que se detallará información de la empresa que lo solicita, características técnicas de la instalación, protección y elementos de conexión pasivos y el esquema unifilar de la instalación.

Otra normativa importante a tener en cuenta:

- Sector eléctrico, (Ley 54/1997, 27 de noviembre).
- Norma UNE-EN-62466, para sistemas fotovoltaicos conectados a red.

- Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, (RD1663/2000, 29 de septiembre).
- Se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, (RD1955/2000, 1 de diciembre).
- Reglamento electrotécnico para baja tensión, (RD842/2002, 2 de agosto), REBT.
- Código técnico de la edificación, (RD314/2006, 17 de marzo), CTE.
- Actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, (RD661/2007, 25 de mayo).
- Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, (RD1110/2007, 24 de agosto).
- Protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, artículo 11 (RD1663/2000, 29 de septiembre).
- Puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, artículo 12 (RD1663/2000, 29 de septiembre).

Otro aspecto importante para las instalaciones fotovoltaicas es su mantenimiento. Dicho mantenimiento se debe realizar y consta de dos tipos de mantenimientos, el mantenimiento correctivo y el mantenimiento predictivo. En cuanto al plan de mantenimiento preventivo, es aquel que abarca aquellas tareas como son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y aquellas actividades que permitan mantener la instalación dentro de los límites aceptables de las condiciones de funcionamiento, protección y durabilidad de la instalación. Por otro lado, el plan de mantenimiento correctivo abarca aquellas operaciones de sustitución de equipos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación durante su vida útil.

El mantenimiento debe de ser realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora y para instalaciones de potencia superiores a 100 kWp se debe realizar el mantenimiento semestralmente mientras que para instalaciones menores a 100 kWp, se debe realizar una vez al año como mínimo tal y como se especifica en la normativa.

3.3 Dimensionado del Cableado

En cuanto a la normativa del cableado, según la ITC-BT-07 (RD842/2002, 2 de agosto), para el cableado enterrado, cables con tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV deberán cumplir los requisitos especificados en la parte correspondiente de la Norma UNE-HD-603 donde la sección del cable no será inferior a 6 mm^2 para conductores de cobre y a 16 mm^2 para conductores de aluminio. Además, para las canalizaciones directamente enterradas la profundidad hasta la parte inferior del cable no será menor de 0,6 metros en acera, ni de 0,8 metros en calzada.

Según la ITC-BT-40 (RD842/2002, 2 de agosto), los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%.

En cuanto al cableado de continua en sí, según IDAE, todo el cableado en continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE-21123.

4 Comunidad de regantes Andevalo Minero

La Comunidad de regantes Andevalo Minero incluye los municipios de El Cerro de Andévalo, La Zarza-Perrunal y Calañas. La Comunidad de regantes cuenta con dos concesiones de aguas y autorización ambiental para conceder suministro de agua a 1.553 hectáreas y un total de 6,78 millones de metros cúbicos de agua al año. El agua de la Comunidad de regantes proviene del embalse de Olivargas. Se prevé que se pueda llegar a ampliar la concesión del suministro de agua a 2.883 hectáreas, lo cual se traduciría en mayor consumo de energía eléctrica debido al aumento en el bombeo de agua.



*Figura 13 Imagen de la ubicación del sistema de bombeo de la Comunidad de regantes y del embalse de Olivargas.
Fuente: Cadena Ser.*

La parcela donde se va a llevar a cabo el proyecto de la instalación fotovoltaica es la parcela con referencia catastral 21017A002000030000XA, y con coordenadas UTM huso 692088,54; 4175147,28. Por otro lado, la parcela donde está ubicado el suministro del sistema de bombeo para la comunidad de regantes tiene como referencia catastral 21004A005000960000TY.



Figura 14 Ficha descriptiva de la ubicación de la instalación fotovoltaica. Fuente: Sede Catastro

4.1 Estudio de la Demanda Eléctrica

A partir del 1 de junio de 2021 entró en vigor el cambio de normativa respecto a las tarifas eléctricas, actualmente, el suministro tiene una tarifa 6.1TD. La distribución de periodos tarifarios para la tarifa 6.1TD son los mostrados en la Tabla 2. El periodo que más nos interesa es el P6 puesto que es el periodo más económico también conocido como el periodo valle.

Tabla 2 Distribución de periodos tarifarios para la tarifa 6.1TD. Fuente: Propia

	LABORABLES												S-D y FESTIVOS* ANUAL	
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE		
0-1	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1-2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2-3	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3-4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4-5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5-6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6-7	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7-8	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8-9	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6	P6
9-10	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
10-11	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
11-12	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
12-13	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
13-14	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
14-15	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6	P6
15-16	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6	P6
16-17	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6	P6
17-18	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6	P6
18-19	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
19-20	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
20-21	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
21-22	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6	P6
22-23	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6	P6
23-24	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6	P6

4.2 Datos del Suministro para el cual se va a realizar el Diseño

Para poder realizar un correcto diseño de una instalación fotovoltaica, se debe conocer los datos de partida como son el coste reflejado en la factura eléctrica de un año entero, así como el consumo horario de un año para poder determinar le demanda de consumo del suministro en cuestión. Con estos datos, se analizará en primer lugar el coste mensual de la factura eléctrica

durante un año. En segundo lugar, se analizará el consumo mensual del suministro durante un año y finalmente, se analizará el consumo diurno frente al nocturno para tener una clara idea de cuando realiza el consumo la Comunidad de regantes.

4.2.1 Coste Factura Eléctrica

Tal y como se ha comentado anteriormente, se va a analizar el importe de la factura eléctrica puesto que es uno de los motivos principales por el cual se plantea la realización de una instalación fotovoltaica, con el fin de poder reducir los costes asociados a la factura eléctrica de la Comunidad de regantes.

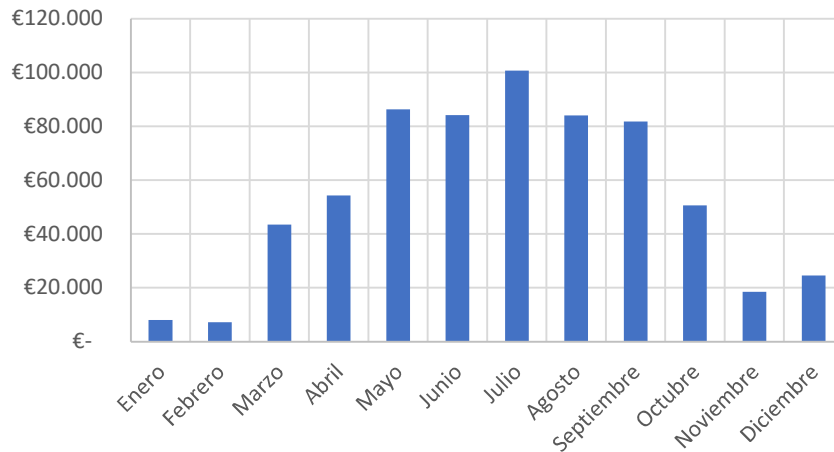


Figura 15 Coste mensual de la factura eléctrica del suministro. Fuente: Propia.

Tal y como se puede observar en la Figura 15, resalta a la vista como la estación donde se tiene la mayor parte del importe de la factura eléctrica es la de verano. El importe de la factura eléctrica de verano representa un 76% frente al 24% del invierno.

4.2.2 Consumo Mensual

Seguidamente, se analiza el consumo mensual para poder analizar con mayor detalle en qué meses se realiza mayor consumo y en qué meses se realiza un menor consumo.

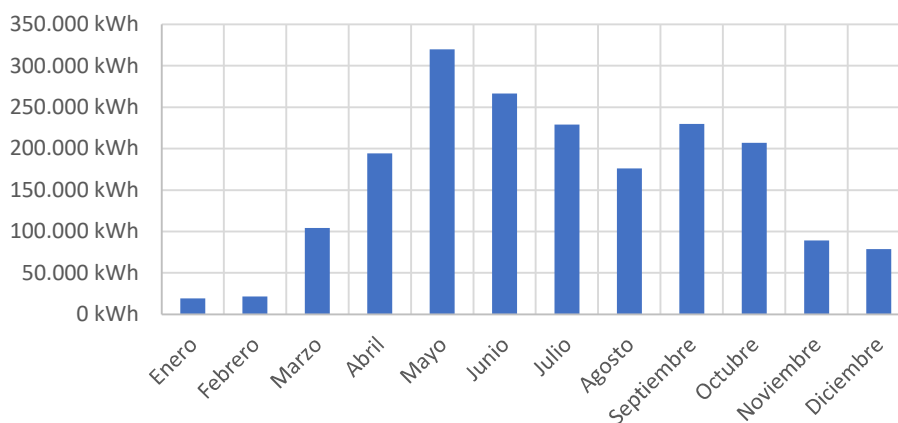


Figura 16 Consumo promedio mensual durante un año. Fuente: Propia.

Viendo los resultados obtenidos en la Figura 16, se puede observar claramente que se produce un mayor consumo en verano en comparación con invierno, debido a diferentes motivos.

Uno de los motivos son las precipitaciones, ya que suelen ocurrir con mayor frecuencia en invierno en comparación a verano, concretamente, en verano suelen ocurrir un 27% (AEMET, 1984-2010) del número de días con precipitación con respecto al año entero, mientras que en invierno un 73% (AEMET, 1984-2010). Teniendo en cuenta este dato y teniendo en consideración que el consumo se emplea para el suministro de agua a la finca agrícola, hace que el consumo sea menor cuando hay precipitaciones en comparación a cuando no hay precipitaciones. Otro motivo por el cual haya tanta diferencia y también relacionado con el destino final del consumo de la energía eléctrica, son las temperaturas, donde en verano al haber mayor temperatura que en invierno, el consumo de agua por parte del cultivo es claramente mayor.

4.2.3 Consumo Diurno y Nocturno

Para analizar el consumo diurno frente al nocturno, se va a analizar en primer lugar para un día tipo y en segundo lugar de forma anual para así poder observar si la Comunidad de regantes consume en un intervalo de tiempo determinado por necesidad como serían las fábricas convencionales o si por el contrario tiene más libertad y puede repartir el consumo diario tanto por el día como por la noche y con ello tener mayor flexibilidad en cuanto a la demanda de consumo.

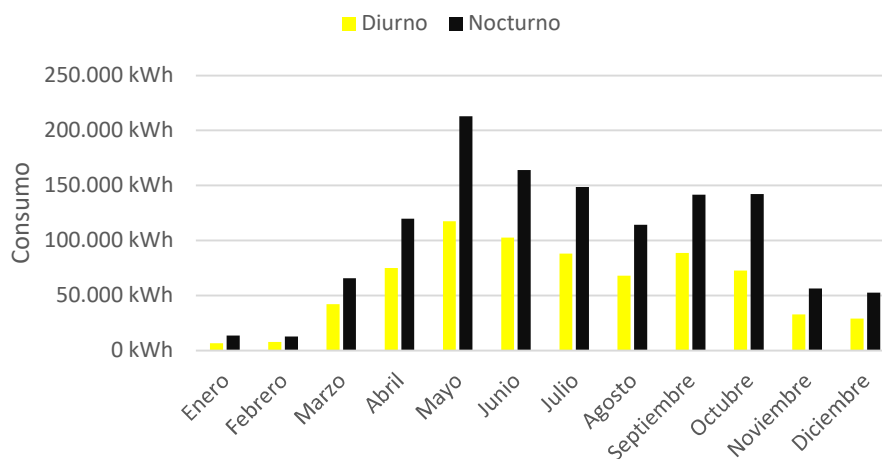


Figura 17 Consumo diurno frente a nocturno en un año. Fuente: Propia.

Viendo los resultados obtenidos tanto la Figura 17 como observando las facturas eléctricas del suministro donde la mayor parte del consumo se realiza en periodo P6, se puede observar que la mayoría del consumo se realiza en horario nocturno en vez de en horario diurno, ello es debido a que la Comunidad de regantes con el fin de abaratar costes en la factura eléctrica y siempre que no afecte al desarrollo del cultivo, prima el consumo en horas valle, donde la mayoría de horas valle son en horario nocturno.

4.3 Optimización Energética y Apuesta por Renovables

Teniendo en cuenta los gastos que tiene la Comunidad de regantes debidos al importe de la factura eléctrica, Tabla 3, la Comunidad de regantes valoraba la idea de realizar un estudio de la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica en el suministro de mayor consumo de la finca como prueba piloto y que en un futuro y de seguir adelante sirviese de cara al estudio de los otros suministros de la finca y de esta forma poder optimizar la energía y poder abaratar

costes a mayor escala. Es por ello por lo que surge la opción de realizar el trabajo de fin de máster para tener una valoración más concreta acerca de la repercusión económica de la instalación fotovoltaica en la factura eléctrica y por ende en los gastos de la empresa.

Tabla 3 Coste de la factura eléctrica de la Comunidad de regantes. Fuente: Propia.

Mes	Importe
Enero	8.023,95 €
Febrero	7.171,69 €
Marzo	43.524,22 €
Abril	54.252,67 €
Mayo	86.279,33 €
Junio	84.192,50 €
Julio	100.635,83 €
Agosto	83.993,30 €
Septiembre	81.705,15 €
Octubre	50.584,61 €
Noviembre	18.442,63 €
Diciembre	24.515,96 €
Anual	643.321,84 €

4.4 Condiciones de Diseño de la Instalación Fotovoltaica

En cuanto se contactó con la comunidad de regantes para comentar la idea de poder realizar el trabajo de fin de máster acerca del diseño de una instalación fotovoltaica, a la comunidad de regantes le resultó muy interesante la idea. Teniendo en cuenta el gran consumo del sistema de bombeo, la comunidad de regantes se plantea la posibilidad de realizar la instalación fotovoltaica con el fin de reducir considerablemente el importe de la factura eléctrica. Es por ello por lo que el terreno más próximo al punto de suministro resulta de gran interés para realizar la instalación.

Con el fin de ajustarse a la idea que tienen desde la comunidad de regantes, se comentaron los criterios de diseño a seguir para el diseño de la instalación fotovoltaica entre los que destacan los siguientes:

- Cercanía al punto de conexión de la red para evitar pérdidas y sobrecostes del cableado.
- Cercanía al punto del suministro de mayor consumo, al consumo de cargas.
- Espacio suficiente para ubicar toda la instalación fotovoltaica.
- Evitar en la medida de lo posible, realizar transformación del terreno y en caso de tener que hacerlo, realizar la mínima transformación posible.

Una vez marcados los criterios de diseño por parte de la comunidad de regantes, teniendo en cuenta el espacio disponible, se llegó a un consenso en cuanto a la ubicación de la instalación fotovoltaica en la parcela contigua al punto de suministro, Figura 18. Las razones por las que se optó por el espacio escogido fueron acordes con los criterios de diseño comentados anteriormente.

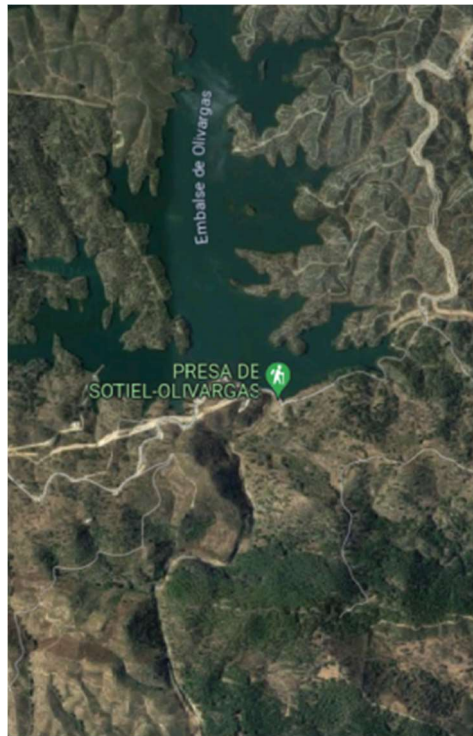


Figura 18 Ubicación disponible para la instalación fotovoltaica. Fuente: Google maps.

5 Diseño Instalación Fotovoltaica

La definición de una instalación fotovoltaica es aquella en la que se transforma los fotones de luz procedentes de la radiación solar en corriente continua. Existen dos tipologías de instalaciones, las conectadas a red y las aisladas de la red. Para las instalaciones aisladas, dicha corriente continua suministra al conjunto de baterías. Por otro lado, para las instalaciones conectadas a la red, dicha corriente continua se transforma en corriente alterna la que posteriormente se autoconsume y el restante se suministra a la red, en caso de que sea una instalación con inyección a red, o solo se autoconsume y no se inyecta nada a red para el caso de las instalaciones con inyección cero.

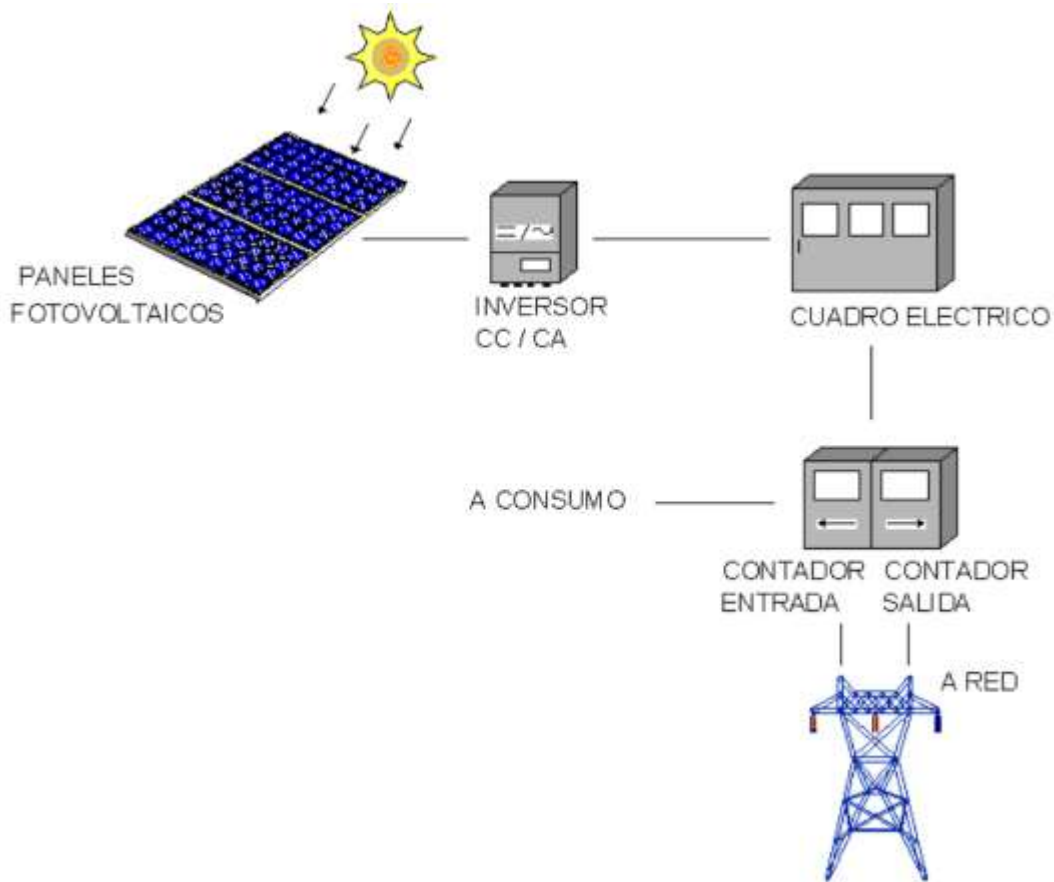


Figura 19 Esquema simplificado instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Google.

En cuanto al diseño de una instalación fotovoltaica, el primer paso es determinar las horas sol pico para posteriormente poder calcular la potencia de diseño de la instalación, teniendo en cuenta el consumo del suministro. Seguidamente, una vez conocida la potencia de diseño de la instalación fotovoltaica, se deberá elegir el módulo fotovoltaico que se va a emplear en la instalación.

El siguiente paso es calcular el número de módulos fotovoltaicos que se van a emplear en la instalación de acuerdo con el espacio disponible y la potencia de diseño como objetivo. Posteriormente, se calculará la potencia pico de la instalación fotovoltaica que vendrá determinada por el número de paneles que se instalarán y la potencia del módulo fotovoltaico.

El tercer paso es seleccionar el inversor en función de la potencia de entrada al inversor. Después, se realizarán los cálculos para poder determinar la configuración del inversor donde se determinará el número de paneles por *string* (número de paneles en serie) y el número de *strings* (número de líneas en paralelo) de acuerdo con la corriente y la tensión que puede soportar proveniente de los módulos fotovoltaicos. En la elección del inversor, un parámetro importante en beneficio del inversor es el número de entradas MPP que tenga ya que, a mayor número de entradas, mayor número de *strings* por lo que puede significar que no se deban usar cajas de conexiones para agrupar *strings*. Además, cada entrada MPP tiene una curva de potencia independiente lo cual resulta muy útil cuando por ejemplo se quiere instalar un parte de los módulos a una inclinación y otra a otra o unos con una orientación y otros con otra, ya que la curva de potencia de unos no afecta a los otros.

El cuarto paso es determinar el *layout* (disposición de los paneles) de la instalación.

El último paso es realizar el cálculo correspondiente a la parte de la instalación eléctrica. En ella, se determinará la sección mínima del cableado tanto desde el módulo fotovoltaico hasta el inversor y posteriormente, se calculará la puesta a tierra de la parte de continua de la instalación fotovoltaica, así como las protecciones necesarias de acuerdo con la normativa pertinente.

5.1 Potencia Diseño de la Instalación Fotovoltaica

En cuanto a la potencia de diseño de la instalación fotovoltaica, tiene como criterio cubrir toda la demanda de consumo diurno ya que es el periodo tarifario más caro. Además, también se pretende cubrir parte del consumo nocturno para así reducir el importe en la factura eléctrica. Mediante este criterio de diseño, la instalación no quedará sobredimensionada por lo que el ahorro en el importe de la factura eléctrica será mayor teniendo en cuenta que la instalación en cuestión es con vertido cero por lo que el exceso de producción no se ve retribuida económicamente. Si por el contrario el diseño de esta fuese para cubrir el consumo en verano al ser muchísimo mayor al de invierno, la instalación quedaría sobredimensionada ya que en los meses donde el consumo fuese mucho menor a la producción, no se aprovecharía toda la energía generada y por lo tanto no se aprovecharía. Para una instalación de autoconsumo sin vertido a red dicha energía quedaría desaprovechada totalmente mientras que en una instalación de autoconsumo con compensación de excedentes dichos excedentes serían compensados económicamente, pero a un precio bastante inferior al de mercado por lo que el periodo de amortización sería mayor. Por otro lado, basarse en el consumo de invierno tampoco sería una buena opción debido a que el ahorro sería muy pequeño ya que el mayor gasto se produce en verano por lo tanto la amortización quedaría muy lejana.

Tras lo comentado anteriormente, se procede con el dimensionado de la instalación. Tal y como se ha comentado anteriormente, el primer paso es calcular las horas sol pico en la ubicación elegida para la inclinación y el azimut óptimos para la instalación. Por ello, se va a realizar el análisis de la inclinación óptima según la curva de carga del suministro para poder obtener la inclinación óptima que produzca una mayor cantidad de horas solar pico para cubrir los meses de mayor consumo. Ya que a mayor número de horas sol pico promedio para el periodo de mayor consumo se obtendrá una menor potencia de diseño necesaria para poder cubrir el consumo del suministro.

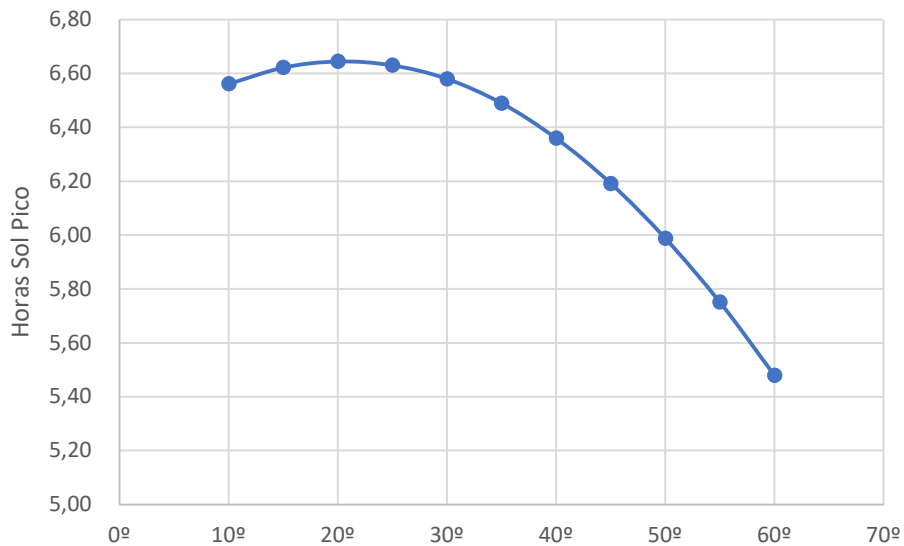


Figura 20 Horas Sol Pico para cada inclinación del panel fotovoltaico. Fuente: Propia con datos de PVGIS.

Tal y como se puede observar en la Figura 20, para el caso en cuestión, analizando las horas sol pico desde una inclinación de 10 grados hasta 60 grados y en base a la irradiación obtenida en los meses de abril hasta octubre, la inclinación que proporciona mayor horas sol pico es una inclinación de 20 grados.

Por lo tanto, para una inclinación de 20 grados, se tiene 6,64 horas sol pico promedio por lo que la potencia de diseño de la instalación fotovoltaica se obtiene mediante el uso de la expresión (1).

$$Potencia\ diseño = \frac{Consumo\ energético\ \left(\frac{kWh}{día}\right)}{HSP\ Promedio\ \left(\frac{horas}{día}\right) \cdot (0,8^*)} = \frac{\bar{E}}{HSP \cdot (0,8^*)} \quad (1)$$

Donde:

- Potencia diseño (kW): Potencia de diseño de la instalación fotovoltaica.
- Consumo energético $\left(\frac{kWh}{día}\right)$: consumo promedio energético, Tabla 4, 5.304,32 kWh.
- HSP $\left(\frac{hor}{día}\right)$: Horas solar pico promedio para las condiciones de diseño, 6,64.

$$Potencia\ diseño = \frac{5304,32}{6,64 \cdot (0,80^*)} = 997,82\ kW \quad (2)$$

*: el término 0,8 se emplea debido a que se suponen unas pérdidas de la instalación fotovoltaica de un 20% ya que es el caso más desfavorable sin tener en cuenta las pérdidas por sombreado.

Tabla 4 Consumo total y mensual en un año. Fuente: Propia.

Enero	19.306 kWh
Febrero	21.723 kWh
Marzo	104.173 kWh
Abril	194.463 kWh
Mayo	319.693 kWh
Junio	266.644 kWh
Julio	228.914 kWh
Agosto	176.220 kWh
Septiembre	229.918 kWh
Octubre	207.190 kWh
Noviembre	89.112 kWh
Diciembre	78.720 kWh
Anual	1.936.076 kWh/año
Promedio diario	5.304 kWh/día

Tras los resultados obtenidos en la expresión (2), el objetivo es dimensionar la instalación para una potencia diseño de 997,82 kW a falta de ver si se puede disponer en el espacio disponible.

5.2 Simulación del Diseño de la Instalación Fotovoltaica mediante PVGIS

Mediante el programa PVGIS, se realizará una simulación con los datos básicos de diseño de la instalación fotovoltaica como son la potencia de diseño, la inclinación óptima, así como el azimut óptimo que en este caso es de 0°, sur.

PVGIS, en terminología anglosajona *Photovoltaic Geographical Information System* es una herramienta proporcionada por el servicio de ciencia y conocimiento de la Comisión Europea que permite realizar simulaciones de instalaciones fotovoltaicas (conectadas a red, aisladas y con seguimiento solar), así como conseguir parámetros relevantes horarios, diarios como mensuales de todo 1 año, como temperaturas, irradiaciones, humedad Es una de las herramientas más usadas en el sector de la fotovoltaica puesto que con una simple configuración se puede obtener grosso modo una simulación de la producción de la instalación fotovoltaica. Tiene una reputación intachable puesto que, al ser proporcionada por la Comisión Europea, tiene un prestigio muy valorado en el sector de la fotovoltaica sobre la que se han realizado muchísimos ajustes para poder lograr la mayor precisión posible. Además, suele realizar una simulación a la baja, por lo que, salvo pérdidas por sombreado, se deberían alcanzar incluso sobrepasar los valores de producción.

En cuanto al trasfondo de la energía solar, hay que hacer hincapié en los siguientes conceptos:

- Radiación solar: Es la energía emitida por el sol que se propaga por unidad de superficie. Unidades: W/m^2 .
- Irradiación: Es la radiación que incide en un determinado periodo de tiempo, sobre una superficie determinada. Unidades: Wh/m^2 .
- Inclinación: ángulo que forma entre la superficie incidente y el suelo. Donde inclinación igual a 0° la superficie incidente está en paralelo al suelo y una inclinación de 90°, la superficie incidente está en perpendicular con el suelo.

- Azimut: desviación del sur de la proyección del rayo solar sobre el suelo. Donde el ángulo azimut varia desde -180° (oeste) a 180° (este).
- Condiciones óptimas: solución que permite obtener la mayor rentabilidad durante un año natural. Por ejemplo, para una instalación fotovoltaica donde el consumo es más o menos constante durante el año, el ángulo de inclinación óptimo es 35° , debido a que en invierno el sol está más bajo que en verano, por lo que, para obtener la máxima generación para un año natural, teniendo en cuenta la diferente inclinación del sol a lo largo del año se obtiene un ángulo de inclinación óptimo de 35° . Además, teniendo en cuenta que el sol sale por el este y se pone en el oeste, un panel con orientación sur conseguirá mayor número de horas sol en 1 día que un panel que está en orientación este u oeste. En cuanto al azimut óptimo, en España por estar más cerca del hemisferio norte, implica que la orientación óptima (azimut óptimo) sea tal que el panel esté orientado al sur, por ello, el azimut óptimo es 0° al sur. Para la instalación en cuestión, el azimut óptimo coincide con el sur mientras que la inclinación óptima teniendo en cuenta las condiciones de diseño y los cálculos obtenidos en el apartado anterior, la inclinación óptima debe de ser de 20° .

Una vez calculada la potencia de diseño de la instalación, se va a realizar una simulación mediante PVGIS, acerca de la potencia de diseño obtenida en la expresión (2).

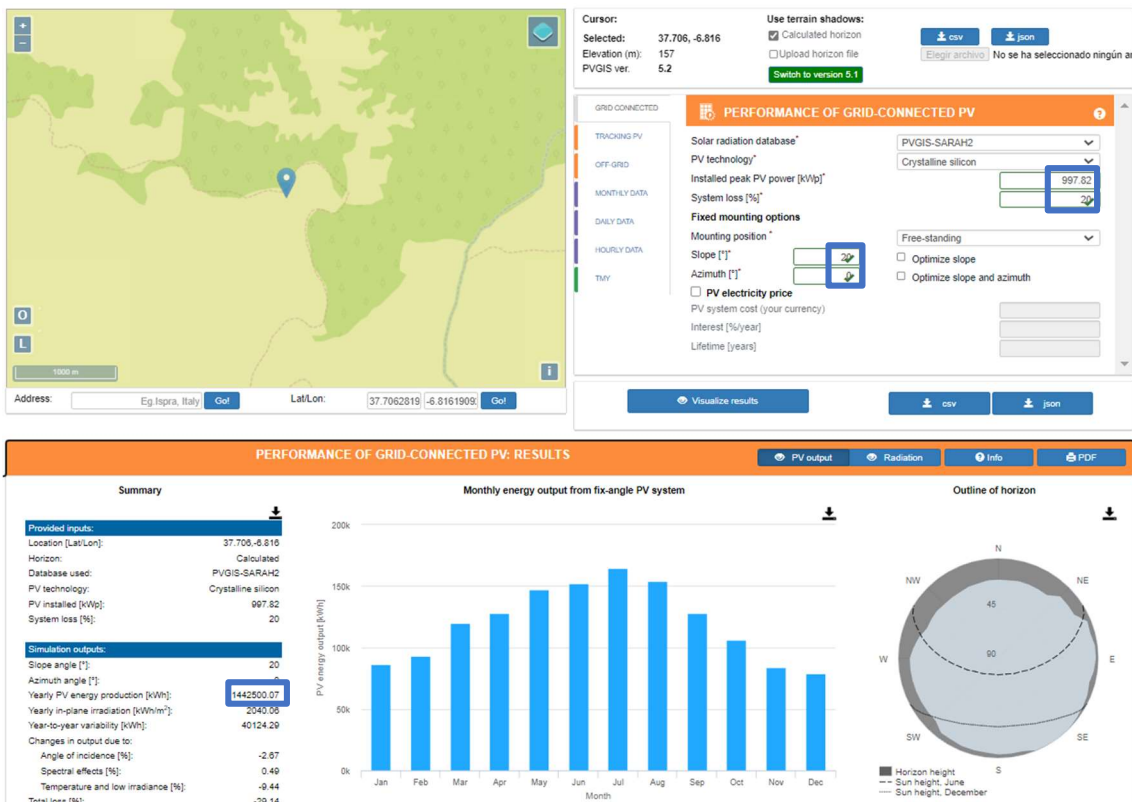


Figura 21 Simulación instalación fotovoltaica mediante PVGIS. Fuente: PVGIS.

Viendo los resultados obtenidos en la Figura 21, se puede observar como para una potencia pico de unos 997,82 kWp, una inclinación de 20 grados y orientación sur, se obtiene un valor de producción anual de 1.442.500,07 kWh/año.

5.3 Módulo Fotovoltaico

En la actualidad, los módulos fotovoltaicos más utilizados en el mercado por su relación potencia, precio y rendimiento son los módulos con células de silicio monocristalino, no obstante, se va a realizar una comparativa entre tres módulos fotovoltaicos de diferentes tipos de células, uno de silicio monocristalino, otro de silicio policristalino y finalmente uno de telurio de cadmio, una tecnología que está en desarrollo y que aún no tiene mucha cuota de mercado. Las características de dichos módulos son las mostradas en la Tabla 5.

Tabla 5 Características módulos fotovoltaicos de diferentes tipos de célula. Fuente: Propia a partir de datos de los fabricantes.

Marca	Jinko	MaysunSolar	First Solar
Modelo	JKM540M-72HL4	MS375P-72H	FS-6450
Potencia W	540	375	450
€	209,00 €	232,62 €	
€/Wp	0,39 €	0,62 €	- €
Eficiencia	20,94%	18,62%	18,20%
Vmpp	40,70	39,00	186,80
Imp	13,27	9,62	2,41
Isc	13,85	10,01	2,57
Voc	49,42	47,80	221,10
Tipo de Célula	Monocristalina	Policristalino	Telurio de Cadmio
Peso	28,90	23	34,5
Dimensiones	2274x1134x35	2008 x 1002 x 35	2009 x 1232 x 49
Nº de células	144	144	264

A raíz de los resultados obtenidos en la Tabla 5, por eficiencia y por tener una menor relación precio/potencia y mayor eficiencia, así como mayor potencia, se elige el módulo de la marca *Jinko Solar* el modelo JKM540M-72HL4 de silicio monocristalino.

5.3.1 Número de Paneles Necesarios para la Instalación

Con la potencia de diseño de la instalación calculada anteriormente y en base al panel escogido, el módulo fotovoltaico de la marca *Jinko Solar* concretamente el modelo JKM540M-72HL4 con una potencia de 540W (0,54kW), se calcula el número de paneles necesarios para alcanzar dicha potencia de diseño, mediante la expresión (3).

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{P_{\text{diseño instalación}}}{P_{\text{módulo}}} \quad (3)$$

Donde:

- N° paneles: número de paneles de la instalación fotovoltaica.
- $P_{\text{diseño instalación}}$ (kW): Potencia obtenida anteriormente en la expresión (2), 997,82 kW
- $P_{\text{módulo}}$ (kW): Potencia del módulo fotovoltaico, 0,54 kW.

$$\text{Número de paneles} = \frac{997,82}{0,540} = 1847,83 \text{ paneles} \approx 1848 \text{ paneles} \quad (4)$$

A raíz de los resultados obtenidos, se puede concluir que el número de paneles necesarios para la instalación es de 1848 paneles.

Para el cálculo de la potencia pico de la instalación, viene determinado por la potencia del módulo fotovoltaico elegido, así como por el número de paneles. La potencia pico de la instalación vendrá dada por la expresión (5).

$$P_{pico} = n^{\circ}paneles \cdot P_{panel} \quad (5)$$

Donde:

- P_{pico} (kW): Potencia pico de la instalación fotovoltaica.
- $n^{\circ}paneles$: número de módulos fotovoltaicos instalados, 1848 paneles.
- P_{panel} (kW): Potencia del módulo fotovoltaico, 0,54 kW.

$$P_{pico} = 1848 \cdot 0,54 = 997,92 \text{ kW} \quad (6)$$

Por lo tanto, según la expresión (6), la potencia pico de la instalación es de 997,92 kWp.

5.4 Inversor

Para la elección del inversor, así como para calcular el número de inversores necesarios, se deben corregir los parámetros de entrada del inversor (los parámetros de los módulos fotovoltaicos) acorde a las temperaturas máximas y mínimas que puedan establecerse en la ubicación.

5.4.1 Corrección de Temperatura y Parámetros del Módulo Fotovoltaico

El primer paso para corregir los parámetros del módulo fotovoltaico es corregir las temperaturas máximas y mínimas para posteriormente corregir la tensión MPP, la tensión de cortocircuito, la intensidad MPP y la intensidad de cortocircuito ya que los datos proporcionados en la ficha técnica del fabricante están en condiciones estándar (STC) (25°C) por lo tanto hay que reajustar dichos parámetros para que se acerque a la realidad. Según los datos históricos consultados, en la ubicación escogida se ha registrado una temperatura máxima registrada es de unos 43,9°C (AEMET, 1984-2010) y una temperatura mínima de unos -10°C (AEMET, 1984-2010). Por lo tanto, para corregir la temperatura del panel será -10°C y la temperatura máxima del panel vendrá determinada por la expresión (7).

$$T_{panel-max} = T_{max} + Irradiancia_{STC} \cdot \frac{T_{nominal} - T_{ambiente-NOCT}}{Irradiancia_{NOCT}} \quad (7)$$

Donde:

- $T_{panel-max}$ (°C): Temperatura del módulo fotovoltaico.
- T_{max} (°C): Temperatura máxima registrada en Huelva, 43,9°C.
- $Irradiancia_{STC}$ ($\frac{kW}{m^2}$): Irradiancia en condiciones estándar, 1 kW/m².
- $Irradiancia_{NOCT}$ ($\frac{kW}{m^2}$): Irradiancia en condiciones NOCT, 0,8 kW/m².

- $T_{nominal}$ (°C): Temperatura nominal del módulo fotovoltaico, 45°C.
- $T_{ambiente-NOCT}$ (°C): Temperatura ambiente en condiciones NOCT, 20°C.

$$T_{panel-max} = 43,9 + 1 \cdot \frac{45 - 20}{0,8} = 75,15 \text{ °C} \quad (8)$$

Según la expresión (8), la temperatura del panel máxima es de 75,15°C.

El segundo paso es calcular los parámetros fuera de las condiciones estándar. Para obtener dichos parámetros, se emplea la expresión (9) para calcular la tensión del módulo para el punto de máxima potencia; la expresión (13) para calcular la tensión en circuito abierto en función de la temperatura mínima del panel y la expresión (15) para calcular la intensidad del módulo en función de la temperatura mínima del módulo.

$$Vmpp_{Tmin} = Vmpp_{STC} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100} (T_{panel-min} - T_{STC})\right) \quad (9)$$

Donde:

- $Vmpp_{Tmin}$ (V): Tensión del módulo para el punto de máxima potencia.
- $Vmpp_{STC}$ (V): Tensión mpp del módulo en condiciones estándar STC, 40,70 V.
- β (%/K): Coeficiente de temperatura de Voc, -0,28%/K.
- $T_{panel-min}$ (°C): Temperatura mínima del módulo, -10°C.
- T_{STC} (°C): Temperatura en condiciones estándar (STC), 25°C.

$$Vmpp_{Tmin} = 40,70 \cdot \left(1 + \frac{-0,28}{100} (-10 - 25)\right) = 44,69 \text{ V} \quad (10)$$

$$Vmpp_{Tmax} = Vmpp_{STC} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100} (T_{panel-max} - T_{STC})\right) \quad (11)$$

Donde:

- $Vmpp_{Tmax}$ (V): Tensión del módulo para el punto de mínima potencia.

$$Vmpp_{Tmax} = 40,70 \cdot \left(1 + \frac{-0,28}{100} (75,15 - 25)\right) = 34,98 \text{ V} \quad (12)$$

$$Voc_{Tmin} = Voc_{STC} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100} (T_{panel-min} - T_{STC})\right) \quad (13)$$

Donde:

- Voc_{Tmin} (V): Tensión en circuito abierto para el punto de máxima potencia.
- Voc_{STC} (V): Tensión en circuito abierto en condiciones estándar STC, 49,42 V.

$$V_{ocTmin} = 49,42 \cdot \left(1 + \frac{-0,28}{100} (-10 - 25) \right) = 54,26 \text{ V} \quad (14)$$

$$I_{scTmax} = I_{scSTC} \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100} (T_{panel-max} - T_{STC}) \right) \quad (15)$$

Donde:

- I_{scTmax} (A): Intensidad de cortocircuito para el punto de máxima potencia.
- I_{scSTC} (A): Intensidad de cortocircuito en condiciones estándar STC, 13,85 A.
- α (%/K): Coeficiente de temperatura de Isc, 0,048%/K.

$$I_{scTmax} = 13,85 \cdot \left(1 + \frac{0,048}{100} (75,15 - 25) \right) = 14,18 \text{ V} \quad (16)$$

5.4.2 Elección del Inversor

En cuanto a la elección del inversor, se proponen inversores de potencia entorno a los 250 kW ya que tiene mejores prestaciones como el tamaño, eficiencia y número de MPPTs que los inversores grandes de 900 kW donde la mayoría tiene entre 1 y 5 MPPTs.

Seguidamente, se proponen una serie de inversores de distintas marcas entre las que se va a elegir el inversor a emplear en la instalación fotovoltaica.

Tabla 6 Propuesta inversores para la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia a partir de datos de los fabricantes.

Marca	Huawei	SOFAR	Sungrow	Sungrow
Modelo	SUN2000-185KTL	255KTL-HV	SG350HX	SG250HX
Potencia kW	185	255	350	250
€	8.019,88 €	11.095,85 €	11.796,82 €	9.427,30 €
€/Wp	0,04 €	0,04 €	0,03 €	0,04 €
Eficiencia	98,69%	98,70%	98,80%	98,80%
Nº MPPTs	9	12	12	12
Entradas/MPPT	2	2	2	2
Vmpp max	1500	1500	1500	1500
Vmpp min	500	500	500	600
Impp	26	30	40	30
Isc	40	50	60	50
Voc	550	550	550	600
Temperatura	"-25 hasta +60"	"-30 hasta +60"	"-30 hasta +60"	"-30 hasta +60"
Peso	84	99	116	99
Dimensiones	1035x700x365	1100,5x713,5x368	1136x870x361	1051x660x363

Teniendo en cuenta los datos recopilados de la Tabla 6, todos los inversores tienen prestaciones muy similares. En este caso, se va a optar por el inversor de la marca *Sungrow*, el modelo SG350HX que cuenta con 12 MPPTs y cuyo precio por watio pico es inferior en comparación con

los demás además de contar con gran experiencia y tener gran prestigio dentro del sector fotovoltaico.

Una vez elegido el inversor en cuestión, se debe de realizar el cálculo del número de inversores necesario para la instalación fotovoltaica. Dicho cálculo se realiza mediante la expresión (17).

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{P_{\text{pico diseño}}}{P_{\text{nom inv}}} \quad (17)$$

Donde:

- $N^{\circ} \text{ inversores}$: número de inversores necesarios.
- $P_{\text{pico diseño}}$: Potencia pico de diseño, 997,92 kW.
- $P_{\text{nom inv}}$: Potencia nominal del inversor elegido, 350 kW.

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{997,92}{350} = 2,85 \text{ inversores} \quad (18)$$

A raíz del resultado obtenido en la expresión (18), se tiene que el número de inversores necesarios para la instalación fotovoltaica son 3. Teniendo en cuenta que hacen falta 3 inversores, se opta por emplear dos inversores de 350kW y un inversor de 250 kW. En este caso, se empleará para el de 250kW, el inversor de la misma marca, el modelo SG250HX, de forma que la potencia nominal de la instalación será de 950kW, por lo que quedará ligeramente sobredimensionada con respecto a la potencia nominal, aunque teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación, se permite dicho sobredimensionamiento.

5.4.3 Sistema de monitorización

En base al modelo de inversor elegido, se procede a la selección del sistema de monitorización de la instalación. En este caso, se han escogido los dispositivos Logger1000 y EMU200A de la marca *Sungrow* que mediante RS485, se comunica con el inversor para poder registrar las principales variables de la instalación fotovoltaica y así poder realizar una correcta operación y mantenimiento de la instalación.

La monitorización de los principales parámetros, producción, demanda de la red, autoconsumo y excedentes recogidos por los dispositivos de monitorización, se podrán visualizar en la plataforma de monitorización iSolarCloud, donde se recogen los datos instantáneos, así como los datos históricos y además se pueden consultar de forma remota en cualquier momento.

5.4.4 Cálculo del Número de Paneles en Serie y en Paralelo

Una vez escogido el inversor, a partir de la corrección de los parámetros del módulo realizada previamente y teniendo en cuenta los datos del inversor sacados de la ficha técnica del fabricante, se procede a calcular el número máximo de paneles en serie (número de paneles por *string*). Para ello, se realiza el cálculo de máxima tensión en circuito abierto que se puede dar en un panel, expresión (19) y también el cálculo de máxima tensión que se da en el módulo para el punto de máxima potencia, expresión (21).

5.4.4.1 Inversor de 350 kW

En primer lugar, se van a realizar los cálculos para el inversor de 350 kW.

Se emplea la expresión (19) para realizar el cálculo del número máximo de módulos en serie para la tensión de cortocircuito.

$$V_{ocTmax} \cdot n^{\circ} \text{módulos en serie}_{max} < V_{ocinversor} \quad (19)$$

Donde:

- $n^{\circ} \text{módulos serie}_{max}$: número de módulos en serie por *string*.
- V_{ocTmax} (V): Tensión máxima en circuito abierto del módulo fotovoltaico, 54,26 V.
- $V_{ocinversor}$ (V): Tensión máxima del inversor, 1500 V.

$$54,26 \cdot n^{\circ} \text{módulos serie}_{max} < 1500 \quad (20)$$
$$n^{\circ} \text{módulos serie}_{max} < \frac{1500}{54,26} = 27,64 \rightarrow 27 \text{ módulos}$$

Se emplea la expresión (21) para realizar el cálculo del número mínimo de módulos en serie para la tensión de MPPT.

$$V_{mppTmin} \cdot n^{\circ} \text{módulos serie}_{min} > V_{mppmin inversor} \quad (21)$$

Donde:

- $n^{\circ} \text{módulos serie}_{min}$: número de módulos en serie por *string*.
- $V_{mppTmin}$ (V): Tensión mínima del módulo fotovoltaico, 44,69 V.
- $V_{mppmin inversor}$ (V): Tensión mínima del inversor, 500 V.

$$44,69 \cdot n^{\circ} \text{módulos serie}_{min} > 500 \quad (22)$$
$$n^{\circ} \text{módulos serie}_{min} > \frac{500}{44,69} = 11,19 \rightarrow 12 \text{ módulos}$$

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de las ecuaciones (20) y (22), se concluye que el número de paneles debe estar comprendido en el siguiente rango: $12 \leq n^{\circ} \text{módulos en serie} \leq 27$, por lo que se eligen 27 paneles en serie por cada *string*.

El siguiente paso es realizar el cálculo para obtener el número de *strings* (conjunto de paneles en serie conectados en paralelo), mediante la expresión (23). También se obtiene el número de *strings* en paralelo mediante la expresión (25).

$$I_{sc \text{ máx}} \cdot n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} < I_{sc \text{ inversor}} \quad (23)$$

Donde:

- $n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}}$: máximo número de *strings* en paralelo por MPPT.
- $I_{scTmáx}$ (A): Intensidad en circuito abierto máxima, 14,18 A.
- $I_{sc \text{ inversor}}$ (A): Intensidad en circuito abierto del inversor, 40 A.

$$14,18 \cdot n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} < 40 \rightarrow n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} < \frac{40}{14,18} = 2,82 \approx 2 \quad (24)$$

Por lo tanto, para que se cumpla la condiciones se necesitan un máximo de 2 *strings* por MPPT.

Para el cálculo del número de *strings* por inversor, se emplea la expresión (25).

$$n^{\circ} \text{strings} = n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} \cdot n^{\circ} \text{MPPTs} \quad (25)$$

Donde:

- $n^{\circ} \text{strings}$: número de *strings* por inversor.
- $n^{\circ} \text{MPPTs}$: número de MPPTs que dispone el inversor, 12.

$$n^{\circ} \text{strings} = 2 \cdot 12 = 24 \text{ strings} \quad (26)$$

Teniendo en cuenta lo obtenido en las expresiones (20) y (26), se realiza el cálculo del número de módulos por inversor mediante la expresión (27).

$$n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{350 \text{ kW}}} = n^{\circ} \text{módulos serie} \cdot n^{\circ} \text{strings} \quad (27)$$

Donde:

- $n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{350 \text{ kW}}}$: número de módulos por inversor.

$$n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{350 \text{ kW}}} = 27 \cdot 24 = 648 \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}} \quad (28)$$

Finalmente, según la expresión (28) se tiene que el número de módulos por inversor es de 648 por lo que la configuración final para el inversor de 350 kW es de 648 módulos, con 24 *strings*, 2 *strings* en paralelo por MPPT y con 27 módulos por *string*.

5.4.4.2 Inversor de 250 kW

En segundo lugar, se van a realizar los cálculos para el inversor de 250 kW.

Se emplea la expresión (29) para realizar el cálculo del número máximo de módulos en serie para la tensión de cortocircuito.

$$V_{ocTmax} \cdot n^{\circ} \text{módulos en serie}_{max} < V_{ocinversor} \quad (29)$$

Donde:

- $n^{\circ} \text{módulos serie}_{max}$: número de módulos en serie por *string*.
- V_{ocTmax} (V): Tensión máxima en circuito abierto del módulo fotovoltaico, 54,26 V.
- $V_{ocinversor}$ (V): Tensión máxima del inversor, 1500 V.

$$54,26 \cdot n^{\circ} \text{módulos serie}_{max} < 1500 \quad (30)$$

$$n^{\circ} \text{módulos serie}_{max} < \frac{1500}{54,26} = 27,64 \rightarrow 27 \text{ módulos}$$

Se emplea la expresión (31) para realizar el cálculo del número mínimo de módulos en serie para la tensión de MPPT.

$$V_{mpp_{T_{\min}}} \cdot n^{\circ} \text{módulos serie}_{min} > V_{mpp_{\min} \text{ inverter}} \quad (31)$$

Donde:

- $n^{\circ} \text{módulos serie}_{min}$: número de módulos en serie por *string*.
- $V_{mpp_{T_{\min}}}$ (V): Tensión mínima del módulo fotovoltaico, 44,69 V.
- $V_{mpp_{\min} \text{ inverter}}$ (V): Tensión mínima del inversor, 600 V.

$$44,69 \cdot n^{\circ} \text{módulos serie}_{min} > 600 \quad (32)$$

$$n^{\circ} \text{módulos serie}_{min} > \frac{600}{44,69} = 13,43 \rightarrow 14 \text{ módulos}$$

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de las ecuaciones (30) y (32), se concluye que el número de paneles debe estar comprendido en el siguiente rango: $14 \leq n^{\circ} \text{módulos en serie} \leq 27$.

El siguiente paso es realizar el cálculo para obtener el número de *strings* (conjunto de paneles en serie conectados en paralelo), mediante la expresión (33). También se obtiene el número de *strings* en paralelo mediante la expresión (48).

$$I_{sc \text{ máx}} \cdot n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} < I_{sc \text{ inverter}} \quad (33)$$

Donde:

- $n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}}$: máximo número de *strings* en paralelo por MPPT.
- $I_{sc_{T_{\max}}}$ (A): Intensidad en circuito abierto máxima, 14,18 A.
- $I_{sc \text{ inverter}}$ (A): Intensidad en circuito abierto del inversor, 30 A.

$$14,18 \cdot n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} < 30 \rightarrow n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} < \frac{30}{14,18} = 2,12 \approx 2 \quad (34)$$

Por lo tanto, para que se cumpla la condiciones se necesitan un máximo de 2 *strings* por MPPT.

Para el cálculo del número de *strings* por inversor, se emplea la expresión (35).

$$n^{\circ} \text{strings} = n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} \cdot n^{\circ} \text{MPPTs} \quad (35)$$

Donde:

- $n^{\circ}strings$: número de *strings* por inversor.
- $n^{\circ}MPPTs$: número de MPPTs que dispone el inversor, 12.

$$n^{\circ}strings = 2 \cdot 12 = 24 \text{ strings} \quad (36)$$

Teniendo en cuenta lo obtenido en la expresión (28) y el número de módulos de la instalación, se realiza el cálculo del número de módulos por inversor mediante la expresión (50).

$$n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{250 \text{ kW}}} = n^{\circ} \text{módulos}_{\text{instalación}} - 2 \cdot n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{350 \text{ kW}}} \quad (37)$$

Donde:

- $n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{250 \text{ kW}}}$: número de módulos por inversor de 250 kW.
- $n^{\circ} \text{módulos}_{\text{instalación}}$: número de módulos totales de la instalación, 1848.

$$n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{250 \text{ kW}}} = 1848 - 2 \cdot 648 = 552 \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}} \quad (38)$$

Finalmente, según la expresión (38) se tiene que el número de módulos por inversor es de 648 por lo que la configuración final para el inversor de 250 kW es de 552 módulos, con 16 *strings* de 27 módulos y 5 *strings* de 24 módulos.

5.4.5 Resumen configuración inversores

Resumiendo, los cálculos obtenidos anteriormente y las configuraciones de los 3 inversores empleados en la instalación fotovoltaica queda recogida en la Tabla 7.

Tabla 7 Resumen configuración inversores de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia

Nº MPPT	INV 1-350 kW		INV 2-350 kW		INV 3-250 kW	
	Nº strings	Mód/String	Nº strings	Mód/String	Nº strings	Mód/String
1	2	27	2	27	2	27
2	2	27	2	27	2	27
3	2	27	2	27	2	27
4	2	27	2	27	2	27
5	2	27	2	27	2	27
6	2	27	2	27	2	27
7	2	27	2	27	2	27
8	2	27	2	27	2	27
9	2	27	2	27	2	24
10	2	27	2	27	1	24
11	2	27	2	27	1	24
12	2	27	2	27	1	24

5.4.6 *Performance Ratio*—Índice de rendimiento de la instalación fotovoltaica

El índice de rendimiento y en terminología anglosajona conocido como *Performance Ratio*, también conocido como proporción de rendimiento, es el porcentaje que expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica y se obtiene mediante la expresión (39).

$$PR = \frac{P_{pico}}{P_{inversor}} \cdot 100 \quad (39)$$

Donde:

- PR : Índice de rendimiento.
- P_{pico} (kW): Potencia pico de la instalación fotovoltaica, 997,92 kWp.
- $P_{inversor}$ (kW): Potencia del inversor, 950 kWn

$$PR = \frac{997,92}{950} = 1,05 \quad (40)$$

A raíz del resultado obtenido en la expresión (40), el índice de rendimiento total de la instalación es de 1,05 por lo que la instalación está ligeramente sobredimensionada. No obstante, no va a suponer ningún inconveniente ya que cualquier proyecto realizado se suele sobredimensionar hasta un índice de rendimiento de un 1,1 debido a las pérdidas que tiene las instalaciones fotovoltaicas y con el fin de ahorrar costes y con ello aumentar la rentabilidad obtenida de la instalación.

5.5 Estructura

Otro de los componentes importantes de la instalación fotovoltaica es la estructura de la instalación fotovoltaica. Existen distintos tipos de estructura los cuales se adaptan mejor a la tipología de la ubicación. Para el caso que concierne, teniendo en cuenta que se trata de un huerto solar ubicado en terreno de tierra y teniendo en cuenta el tipo de terreno según datos del catastro, se opta por emplear estructura hincada al suelo. Tal y como se ha comentado anteriormente, no es objeto de este trabajo de fin de máster realizar el cálculo estructural de la estructura ni tampoco realizar un estudio geotécnico del emplazamiento. No obstante, cualquier fabricante conocido de estructuras de módulos fotovoltaicos proporciona garantía e incluso pueden facilitar los cálculos de la estructura.

Se opta por la estructura hincada a suelo de la marca *Sunsupport*, el modelo *Alrután*, el cual dispone los módulos en 2V, dos módulos en vertical, uno encima de otro, tal y como se puede observar en la Figura 22.

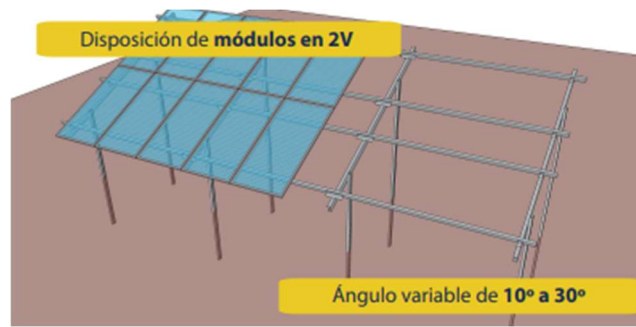


Figura 22 Estructura modelo Alrután para módulos fotovoltaicos tipo hincado a suelo. Fuente: Sunsupport.

5.6 Cálculo de la Distancia Mínima entre Paneles para Evitar Sombreado

Una parte muy importante a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica es la disposición de los módulos. Por ello, dependiendo del tipo de instalación, si es coplanar o inclinada, los módulos se podrán disponer contiguos o deberán guardar cierta distancia entre ellos.

Las instalaciones fotovoltaicas en coplanar son aquellas en las que los módulos fotovoltaicos están dispuestos paralelamente con la superficie, es por ello, por lo que no hace falta dejar ninguna distancia entre filas de paneles puesto que los módulos no generan sombra entre ellos. No obstante, en instalaciones se suele dejar un mínimo de 0,5 metros entre filas para reducir las pérdidas por temperatura, así como para permitir pasillos para realizar el mantenimiento de la propia instalación.

Otro tipo de instalaciones son las instalaciones fotovoltaicas inclinadas. En este tipo de instalaciones, se debe de dejar una distancia mínima entre módulos para así evitar el sombreado entre ellos y evitar pérdidas por sombreado. Dicha distancia mínima se puede calcular dependiendo de lo que se quiera permitir, tanto si no se quiere sombreado en el día más desfavorable del año, como permitir 1-2 horas de sombreado en el día más desfavorable del año. Donde el día más desfavorable del año, es el del solsticio de invierno, el 21 de diciembre que es cuando el sol se encuentra más bajo y por lo tanto la distancia para evitar sombreado será mayor.

En este caso, se va a realizar la disposición de los módulos de forma que no haya ningún sombreado en los módulos para el solsticio de invierno por ello, se calculará la distancia entre módulos (d_2) según la Figura 23 y la expresión (49).

En cuanto a la orientación de los módulos, tal y como se ha comentado anteriormente, se va a emplear la estructura de hincado en el suelo y por lo tanto la orientación de los módulos será en vertical. En cuanto a la disposición de estos, también se ha comentado que se disponen en 2V, dos módulos en vertical uno “encima” de otro. Además, teniendo en cuenta el valor calculado de la inclinación óptima para las coordenadas donde estaría situada la instalación y para cubrir el consumo que tiene el suministro en cuestión, se obtiene un valor óptimo de 20° . Por lo tanto, partiendo de los datos de entrada, se debe calcular la distancia mínima entre filas de estructuras mediante la expresión (47) para evitar el sombreado entre ellas, el cual produciría pérdidas en la instalación fotovoltaica.

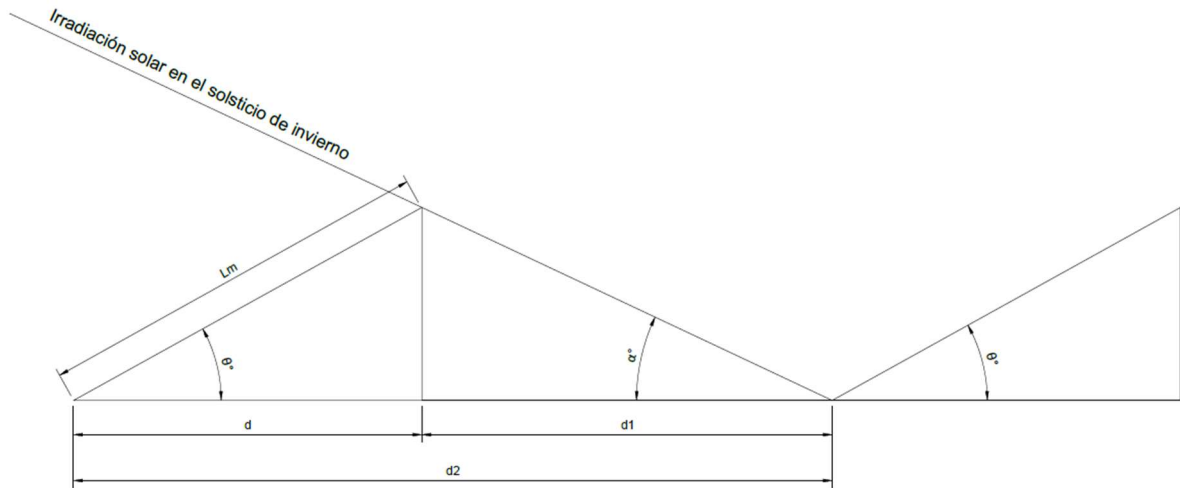


Figura 23 Esquema para el cálculo de la distancia mínima para evitar sombreado. Fuente: Propia.

El primer paso es calcular el ángulo en solsticio de invierno para la ubicación de la instalación fotovoltaica según la expresión (43) para la cual previamente se deberá de calcular la declinación según la expresión (41).

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n) \right) \quad (41)$$

Donde:

- δ (°): declinación según el día del año.
- n : día del año, en este caso el día del solsticio de invierno, 21 de diciembre, 355.

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(\frac{360}{365} \cdot (284 + 355) \right) = -23,45^\circ \quad (42)$$

$$\text{sen}(\alpha) = \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) \quad (43)$$

Donde:

- α (°): ángulo en solsticio de invierno.
- ϕ : latitud según la ubicación de la instalación, $37,71^\circ$.
- ω : ángulo de hora del sol, en solsticio de invierno 12:00, 0° .

$$\begin{aligned} \text{sen}(\alpha) &= \text{sen}(-23,45) \cdot \text{sen}(37,71) + \cos(-23,45) \cdot \cos(37,71) \cdot \cos(0) \\ \text{sen}(\alpha) &= 0,48 \rightarrow \alpha = 28,84^\circ \end{aligned} \quad (44)$$

El segundo paso es calcular la altura del panel mediante la expresión (45).

$$d = L_m \cdot \cos(\theta) \quad (45)$$

Donde:

- d (m): distancia de la proyección del módulo en el suelo.
- L_m (m): longitud de los módulos fotovoltaicos (2V), $L_m = 2 \cdot 2,274 + 0,1 = 4,648$ m.
- θ ($^\circ$): ángulo de inclinación, 20° .

$$d = L_m \cdot \cos(\theta) = 4,648 \cdot \cos(20) = 4,368 \text{ m} \quad (46)$$

Seguidamente, se calcula la distancia entre paneles para evitar el sombreado mediante la expresión (47).

$$d_1 = \frac{L_m \cdot \text{sen}(\theta)}{\tan(\alpha)} \quad (47)$$

Donde:

- d_1 : distancia entre paneles para evitar el sombreado entre el final de una fila y el inicio de la siguiente.

$$d_1 = \frac{L_m \cdot \text{sen}(\theta)}{\tan(\alpha)} = \frac{4,648 \cdot \text{sen}(20)}{\tan(28,84)} = 2,887 \text{ m} \quad (48)$$

A raíz de los resultados obtenidos de la expresión (48), se puede determinar la distancia entre filas de unos 2,89 metros o lo que es lo mismo una distancia entre inicio de panel e inicio del panel de la siguiente fila según la expresión (49).

$$d_2 = d_1 + d \quad (49)$$

Donde:

- d_2 (m): distancia entre inicio panel de una fila y el inicio del panel de la siguiente fila.

$$d_2 = 2,89 + 4,37 = 7,26 \text{ m} \quad (50)$$

Finalmente, se obtiene una distancia entre filas de 2,89 metros y una distancia entre inicio de fila y fin de fila de unos 7,26 metros.

5.7 Diseños de la instalación fotovoltaica

En cuanto al diseño de la instalación fotovoltaica, se plantean 2 diseños diferentes, el primero de ellos, el diseño A, es una instalación convencional en suelo mientras que el segundo diseño, el diseño B se plantea con sistema de flotación sobre el embalse. Cabe resaltar que, para el diseño A, al tratarse de suelo de tierra se debería realizar un estudio geotécnico para la evaluación del terreno y más teniendo en cuenta el tipo de estructura que se utiliza, pero no es objeto de este trabajo de fin de máster. En cuanto al diseño B, cabe resaltar que se debería de realizar el cálculo de vaciado máximo según previsiones de años anteriores para poder calcular

la longitud del sistema de flotación para que no haya ningún problema en épocas de volúmenes muy bajos de agua del embalse que tampoco son objeto de este fin de máster.

El espacio disponible para ubicar la instalación fotovoltaica está recogido en el plano 1 del plano del registro catastral tal y como se observa en la Figura 24.

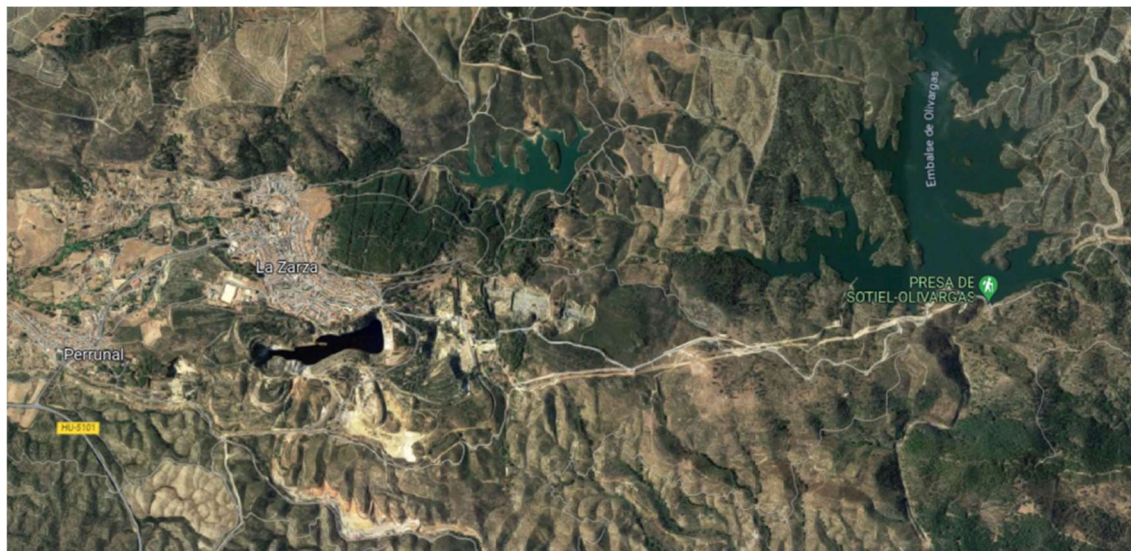


Figura 24 Plano del espacio disponible para la instalación fotovoltaica, ver plano 1. Fuente: Google Maps.

5.7.1 Diseño A

Tal y como se ha comentado anteriormente, el primer diseño de la instalación fotovoltaica se plantea como una instalación convencional, sobre suelo. Dicha instalación se plantea en la parcela contigua a la parcela donde se ubica el suministro debido a que la inversión a realizar en el acondicionamiento del terreno será menor y además se encuentra cerca del punto de suministro tal y como se puede ver en la Figura 25, ver planos 2 y 3.

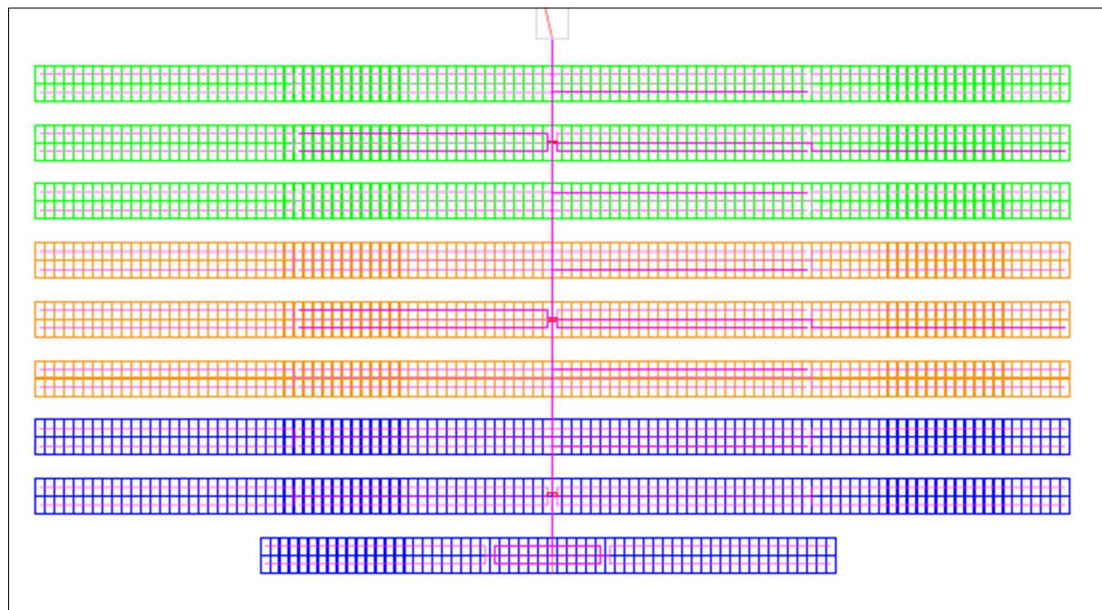


Figura 25 Diseño A propuesto para la ubicación de la instalación fotovoltaica, ver plano 3. Fuente: Propia.

5.7.2 Diseño B

Por otro lado, se propone el diseño de otra tipología de instalación con el fin de utilizar espacio disponible y no ocupar suelo. Para la realización del diseño B, se ha optado por poner los paneles con un sistema de flotación de forma que se aproveche el espacio del embalse, tal y como se puede ver en la Figura 26 del plano 4. Para este diseño en cuestión, el número de módulos fotovoltaicos debe ser superior al diseño A debido a que la tipología de la estructura, el sistema de flotación solo permite inclinaciones de hasta 12 grados por lo que la producción será inferior a la obtenida con una inclinación de 20 grados en comparación con el diseño A. Por ello, teniendo en cuenta una inclinación de 12 grados, el número de horas sol pico será 6,56 horas de promedio diarias por lo que la potencia pico de la instalación deberá de ser de unos 1006,12 kWp por lo que el número de módulos fotovoltaicos serían 1863 módulos, dichos cálculos están recogidos en el anexo Diseño B.

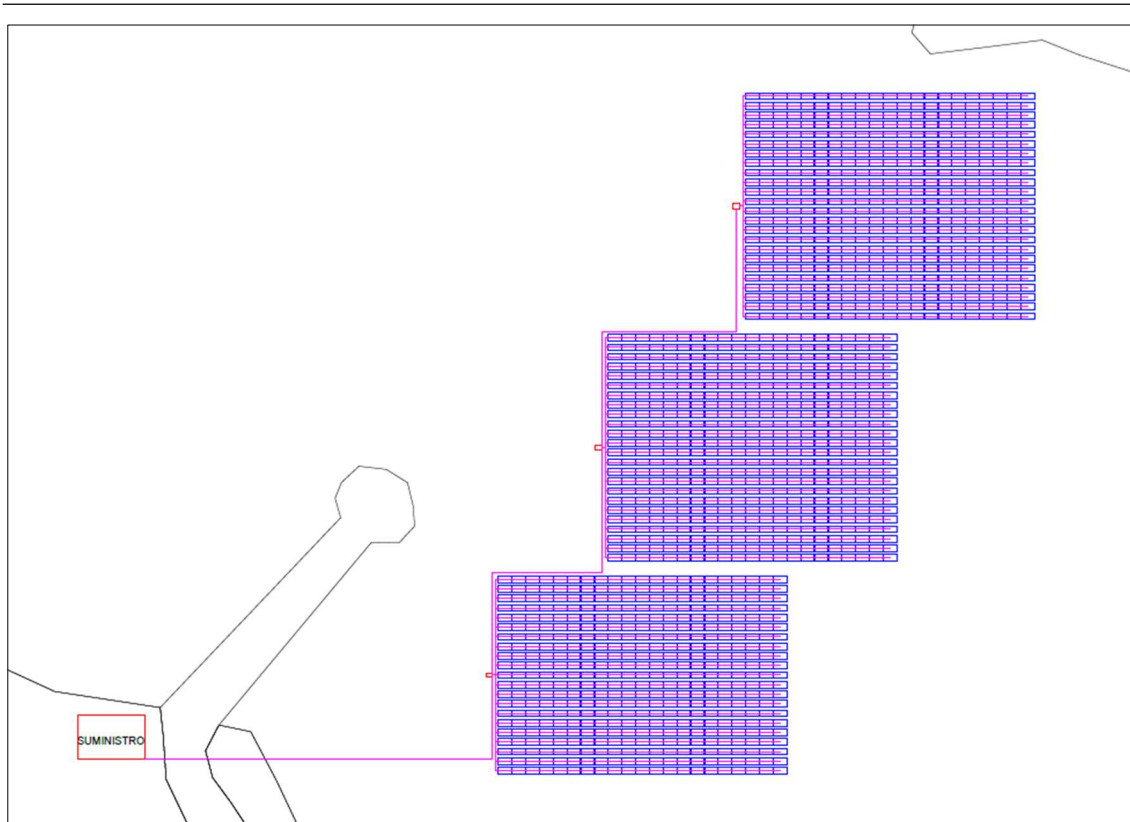


Figura 26 Diseño B propuesta para la ubicación de la instalación fotovoltaica, ver plano 7. Fuente: Propia.

5.7.3 Elección del diseño a implementar

Una vez mostrados los diseños planteados para la instalación fotovoltaica en la que se emplean dos tecnologías diferentes, se procede a realizar la elección del diseño final a implementar en base al presupuesto que tendría dependiendo de una tipología u otra. Para ello, se debe de analizar las diferencias entre una tipología y otra que son las que marquen la diferencia en el presupuesto final de la instalación.

Las principales diferencias entre una y otra en cuanto al presupuesto total de la instalación son los contenidos en la Tabla 8. Para la obtención de los presupuestos al alza se basan en los precios unitarios sacados del generador de precios de CYPE y las mediciones son mediciones sacadas grosso modo y al alza ya que el principal objetivo es realizar un análisis rápido y no en detalle ya que se alargaría el trabajo de fin de máster.

Tabla 8 Diferencias en los presupuestos. Fuente: Propia.

Concepto	Diseño A	Diseño B
Desbroce y acondicionamiento del terreno	64.074,05 €	- €
Estructura	262.748,64 €	410.256,00 €
Cableado eléctrico	181.129,47 €	159.584,35 €
Módulos fotovoltaicos	- €	5.453,84 €
Sistema de seguridad vallado y videovigilancia	31.920,90 €	- €
Total	539.873,06 €	575.294,19 €

A raíz de los resultados obtenidos en la Tabla 8, se observa una diferencia de presupuestos entre un diseño y otro de unos 35.421,13 €. Por lo tanto, se opta por el diseño A, al disponer de un presupuesto inferior por lo que el periodo de amortización será inferior y con ello la rentabilidad mayor.

5.8 Cálculo de la parte de la instalación eléctrica

Una parte muy importante en el diseño de una instalación fotovoltaica es la parte de la instalación eléctrica, ya que es la encargada de transportar la energía eléctrica generada hasta la red, así como a los consumos del suministro. Además, también recoge las protecciones necesarias de la línea para evitar que haya daños a los equipos, a la red e incluso a las personas.

En cuanto a la parte de la instalación eléctrica, destacan los siguientes componentes, el contador, el cableado de corriente continua, el cableado de corriente alterna y las protecciones tanto en continua como en alterna, así como la adecuación del centro de transformación.

Teniendo en cuenta el diseño final de la instalación, el diseño A, el primer cálculo a realizar es el del cableado tanto de la parte de continua como la parte de alterna. El segundo cálculo se realizará para la puesta a tierra de la instalación y finalmente se realizará el cálculo de las protecciones necesarias.

5.8.1 Contador

Una parte fundamental de la instalación con vertido a red es el contador, ya que es el encargado de comunicar a la empresa distribuidora como comercializadora pertinente tanto la energía que entra (la que se inyecta a red) como la que sale (energía de consumo). Por el contrario, en instalaciones aisladas, así como instalaciones con inyección cero, no resulta relevante el contador ya que no se inyecta energía a la red.

Para el diseño en cuestión, teniendo en cuenta que es una instalación con vertido a red, la instalación debe contar con un contador bidireccional y para este caso concreto y debido a las tarifas eléctricas del reglamento que entró en vigor el 1 de junio de 202, se instalara un contador bidireccional que permite medir la potencia en curvas cuarto-horarias para evitar el sobrecoste por potencia con la medición en máxímetros.

En cuanto a la elección del contador, partiendo de los datos de partida de tarifa 6.1 TD y que las potencias contratadas para cada periodo es 25 kW para P1, 350 kW para los periodos P2, P3, P4, P5 y 945 kW en P6. Se opta por el contador de la marca Circutor. Es un contador homologado por las empresas distribuidoras Endesa e Iberdrola por lo que es perfectamente compatible y, por lo tanto, se puede cambiar el contador que se tiene actualmente por este que es bidireccional y cambiarlo a propiedad del cliente, ahorrando en facturas venideras el importe de 41,17€ en alquiler del contador. Dicho cambio se puede solicitar a distribuidora y cumple con las normativas pertinentes por lo que no pueden oponerse a realizar el cambio de contador. Entre las principales características que tiene dicho contador reside en los puertos que tiene de lectura tanto el puerto RS232 como el puerto RS485 los cuales permiten un servicio de telemedida. Adicionalmente, el contador también cuenta con relés, que, en caso de configurarlos previamente a la instalación, se puede configurar el accionamiento de los relés según el periodo tarifario. Un ejemplo claro de aplicación sería la posibilidad de accionar las bombas para el bombeo de agua solo en periodos valle (00:00 a 08:00).

5.8.2 Centro de transformación

En este apartado, se va a realizar un análisis rápido de la adecuación del centro de transformación a la instalación fotovoltaica diseñada. La línea de evacuación de media tensión conectará el transformador con el punto de suministro.

En cuanto al centro de transformación de la instalación fotovoltaica, esta se ubicará en la zona donde se realizará la instalación fotovoltaica. Por ello, se deberá de seleccionar un transformador que realice el paso de 800V, salida de los inversores a 15kV de la línea de tensión que irá desde la instalación fotovoltaica hacia el suministro del sistema de bombeo de la comunidad de regantes. En cuanto al transformador de tensión, teniendo en cuenta que las tensiones del secundario convencionales suelen ser de 400V o 420V, se deberá de pedir un transformador a medida con las características mostradas en la Tabla 9.

Tabla 9 Características del transformador de tensión en ubicación instalación. Fuente: Propia.

Potencia nominal	1000 kVA
Tensión asignada primaria	15kV
Tensión asignada secundaria	800V
Tipología	Transformador hermético de llenado integral

Adicionalmente, teniendo en cuenta la tipología de la instalación, se deberá de colocar otro centro de transformación en el punto de suministro para bajar de media/alta tensión a baja tensión. Sin embargo, en este caso, se empleará un centro de transformación comercial con las características de la Tabla 10.

Tabla 10 Características del transformador de tensión en el punto de suministro. Fuente: Propia.

Potencia nominal	1000 kVA
Tensión asignada primaria	15kV
Tensión asignada secundaria	400V
Tipología	Transformador hermético de llenado integral

5.8.3 Cableado de corriente continua

El primer cálculo que realizar será para obtener la sección del cableado de corriente continua. Dichos cálculos deberán cumplir con el criterio más desfavorable entre el criterio de máxima corriente admisible y el criterio de caída de tensión máxima según el reglamento y la normativa pertinente.

En cuanto al tipo de cableado, se decide emplear cableado de cobre puesto que presenta diferentes ventajas frente al aluminio, entre las que destacan las siguientes, necesita una sección menor, mayor resistencia, alta durabilidad y mayor rendimiento.

5.8.3.1 Cableado desde Módulo hasta inversor 350 kW

Criterio de máxima corriente admisible

El criterio de máxima corriente admisible establece la necesidad de asegurar que el cable soporte un 125% de la máxima intensidad que se puede generar en el cable, expresión (51).

$$I_{string_d} \geq 1,25 \cdot I_{SC_{Tm\acute{a}x}} \quad (51)$$

Donde:

- I_{string_d} (A): Corriente del *string* más desfavorable
- $I_{SC_{Tm\acute{a}x}}$ (A): Corriente de cortocircuito máxima a temperatura máxima, 13,85 A.

$$I_{string} \geq 1,25 \cdot 13,85 = 17,31 \text{ A} \quad (52)$$

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

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

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

Figura 27 Intensidad máxima admisible para cables fotovoltaicos. Fuente: UNE-EN 50618.

Teniendo en cuenta la Figura 27, y lo obtenido en la expresión (52), la sección del cable fotovoltaico según el criterio de máxima corriente admisible debe ser de 1,5 mm².

Criterio de caída de tensión máxima

El criterio de caída de tensión máxima, tal y como establece la normativa pertinente comentada anteriormente, la caída de tensión no puede superar el 1%. Por lo tanto, teniendo en cuenta dicha premisa, se calcula la sección mínima mediante la expresión (53) y para un conductor de cobre termoestable a 90°C al ser el caso más desfavorable siendo el tramo de mayor longitud.

TEMPERATURA DEL CONDUCTOR			
	20 °C	TERMOPLÁSTICOS 70 °C	TERMOESTABLES 90 °C
Cu	58,00	48,47	45,49
Al	35,71	29,67	27,8

Figura 28 Valores de conductividad según el material y la temperatura del conductor. Fuente: UNE-HD 60364-5-52.

$$S \geq \frac{2 \cdot L \cdot P_{string} \cdot 100}{\Delta U \cdot \sigma \cdot U_{n_{STC}}^2} \quad (53)$$

Donde:

- S (mm^2): Sección del conductor.
- L (m): Longitud máxima del conductor, 72 m.
- P_{string} (W): Potencia del *string*, $27 \cdot 540 = 14580$ W.
- ΔU (%): Caída de tensión máxima, 1%.
- σ ($m/\Omega \cdot mm^2$): Conductividad del conductor de cobre a 90°C Figura 28.
- $U_{n_{STC}}$ (V): Tensión para el punto de máxima potencia en condiciones estándar, $27 \cdot 40,7 = 1098,9$ V.

	mm ²
	1,5
	2,5
	4
	6
	10
	16
	25
	35
	50
	70
	95
	120
	150
	185
	240
	300

Cobre

Figura 29 Secciones de cable que se comercializa. Fuente: Fabricante.

$$S \geq \frac{2 \cdot 72 \cdot 14580 \cdot 100}{1 \cdot 45,5 \cdot 1098,9^2} = 3,82 \text{ mm}^2 \rightarrow 4 \text{ mm}^2 \quad (54)$$

Por lo tanto, según la expresión (54) y teniendo en cuenta las secciones de cableado que se comercializan recogidas en la Figura 29, según el criterio de caída de tensión máxima, la sección del conductor del módulo a la caja de conexiones debe ser de 4 mm^2 , recuadro azul.

Finalmente, teniendo en cuenta el criterio más desfavorable, siendo el criterio de máxima caída de tensión, la sección del cableado de continua debe ser de 4 mm^2 .

5.8.3.2 Cableado desde Módulo hasta inversor 250 kW

Criterio de máxima corriente admisible

Análogamente al cálculo realizado para el inversor de 350 kW, se realiza el cálculo para el inversor de 250 kW. Teniendo en cuenta que el módulo fotovoltaico es el mismo, la corriente máxima será la misma que la obtenida para el inversor de 350 kW, 17,31 A. Por lo tanto, la sección del cable fotovoltaico según el criterio de máxima corriente admisible debe ser de 1,5 mm².

Criterio de caída de tensión máxima

Similarmente al cálculo realizado para el inversor de 350 kW, se realiza el cálculo de la sección del cableado para la caída de tensión máxima para el caso más desfavorable siendo el tramo de mayor longitud, mediante la expresión empleada anteriormente, (53).

Sin embargo, en este caso, el número de módulos por *string* cambia de 27 módulos a 24 para 5 *strings*. Por lo que la potencia del *string* vendrá dada por la expresión (55).

$$P_{string} = n^{\circ} \text{módulos}_{string} \cdot P_{\text{módulo}} \quad (55)$$

Donde:

- $n^{\circ} \text{módulos}_{string}$: número de módulos por *string*, 24.

$$P_{string} = 24 \cdot 540 = 12960 \text{ W} \quad (56)$$

En cuanto a la tensión del *string*, también se debe de realizar el cálculo de la tensión del *string*, mediante la expresión (57).

$$U_{n_STC} = n^{\circ} \text{módulos}_{string} \cdot U_{\text{módulo STC}} \quad (57)$$

Donde:

- $U_{\text{módulo STC}}$ (V): tensión máxima del módulo en condiciones STC, 40,70 V.

$$U_{n_STC} = 24 \cdot 40,7 = 976,8 \text{ V} \quad (58)$$

Finalmente, se obtiene la sección mínima del conductor mediante expresión (53).

$$S \geq \frac{2 \cdot 72 \cdot 12960 \cdot 100}{1 \cdot 45,5 \cdot 976,8^2} = 4,30 \text{ mm}^2 \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \quad (59)$$

Tras lo obtenido en la expresión (59) y teniendo en cuenta las secciones de cableado que se comercializan recogidas en la Figura 29, según el criterio de caída de tensión máxima, la sección del conductor del módulo a la caja de conexiones debe ser de 6 mm², recuadro verde.

Por lo tanto, teniendo en cuenta el criterio más desfavorable, siendo el criterio de máxima caída de tensión, la sección del cableado de continua debe ser de 6 mm².

5.8.3.3 Resumen secciones del cableado de corriente continua

Una vez determinada la sección del cableado de continua para el tramo más desfavorable, el tramo más largo, y sabiendo que la máxima caída de tensión no será superada, empleando la misma sección del cableado para el resto de los conductores se obtienen las caídas de tensiones de los distintos tramos. En la Tabla 11 se recoge la sección, longitud y caída de tensión de los distintos *string*, donde se puede observar como la caída máxima de tensión es de 0,96%.

Tabla 11 Resumen de las caídas de tensión en los diferentes conductores. Fuente: Propia.

Línea	Longitud	$\Delta V\%$	Sección
L1-MPPT1-E1	72 m	0,96%	4 mm ²
L1-MPPT1-E2	72 m	0,96%	4 mm ²
L1-MPPT2-E1	41 m	0,54%	4 mm ²
L1-MPPT2-E2	39 m	0,52%	4 mm ²
L1-MPPT3-E1	41 m	0,54%	4 mm ²
L1-MPPT3-E2	39 m	0,52%	4 mm ²
L1-MPPT4-E1	72 m	0,96%	4 mm ²
L1-MPPT4-E2	72 m	0,96%	4 mm ²
L1-MPPT5-E1	65 m	0,97%	4 mm ²
L1-MPPT5-E2	65 m	0,97%	4 mm ²
L1-MPPT6-E1	33 m	0,44%	4 mm ²
L1-MPPT6-E2	33 m	0,44%	4 mm ²
L1-MPPT7-E1	33 m	0,44%	4 mm ²
L1-MPPT7-E2	33 m	0,44%	4 mm ²
L1-MPPT8-E1	65 m	0,86%	4 mm ²
L1-MPPT8-E2	65 m	0,86%	4 mm ²
L1-MPPT9-E1	72 m	0,96%	4 mm ²
L1-MPPT9-E2	72 m	0,96%	4 mm ²
L1-MPPT10-E1	41 m	0,54%	4 mm ²
L1-MPPT10-E2	39 m	0,52%	4 mm ²
L2-MPPT1-E1	72 m	0,96%	4 mm ²
L2-MPPT1-E2	72 m	0,96%	4 mm ²
L2-MPPT2-E1	41 m	0,54%	4 mm ²
L2-MPPT2-E2	39 m	0,52%	4 mm ²
L2-MPPT3-E1	41 m	0,54%	4 mm ²
L2-MPPT3-E2	39 m	0,52%	4 mm ²
L2-MPPT4-E1	72 m	0,96%	4 mm ²
L2-MPPT4-E2	72 m	0,96%	4 mm ²
L2-MPPT5-E1	65 m	0,86%	4 mm ²
L2-MPPT5-E2	65 m	0,86%	4 mm ²
L2-MPPT6-E1	33 m	0,44%	4 mm ²
L2-MPPT6-E2	33 m	0,44%	4 mm ²
L2-MPPT7-E1	33 m	0,44%	4 mm ²
L2-MPPT7-E2	33 m	0,44%	4 mm ²
L2-MPPT8-E1	65 m	0,86%	4 mm ²
L2-MPPT8-E2	65 m	0,86%	4 mm ²
L2-MPPT9-E1	72 m	0,96%	4 mm ²

L2-MPPT9-E2	72 m	0,96%	4 mm ²
L2-MPPT10-E1	41 m	0,54%	4 mm ²
L2-MPPT10-E2	39 m	0,52%	4 mm ²
L3-MPPT1-E1	72 m	0,64%	6 mm ²
L3-MPPT1-E2	72 m	0,64%	6 mm ²
L3-MPPT2-E1	41 m	0,36%	6 mm ²
L3-MPPT2-E2	41 m	0,36%	6 mm ²
L3-MPPT3-E1	41 m	0,36%	6 mm ²
L3-MPPT3-E2	41 m	0,36%	6 mm ²
L3-MPPT4-E1	72 m	0,64%	6 mm ²
L3-MPPT4-E2	72 m	0,64%	6 mm ²
L3-MPPT5-E1	65 m	0,58%	6 mm ²
L3-MPPT5-E2	65 m	0,58%	6 mm ²
L3-MPPT6-E1	33 m	0,29%	6 mm ²
L3-MPPT6-E2	33 m	0,29%	6 mm ²
L3-MPPT7-E1	33 m	0,29%	6 mm ²
L3-MPPT7-E2	33 m	0,29%	6 mm ²
L3-MPPT8-E1	65 m	0,65%	6 mm ²
L3-MPPT8-E2	65 m	0,65%	6 mm ²
L3-MPPT9-E1	45 m	0,45%	6 mm ²
L3-MPPT9-E2	45 m	0,45%	6 mm ²
L3-MPPT10-E1	38 m	0,38%	6 mm ²
L3-MPPT11-E1	44 m	0,44%	6 mm ²
L3-MPPT12-E1	44 m	0,44%	6 mm ²
Máxima caída de tensión		0,97%	

5.8.4 Cableado de corriente alterna

El siguiente cálculo por realizar corresponde con el cableado de corriente alterna. Por ello, se deberá de realizar el cálculo del cableado correspondiente desde cada inversor hasta el centro de transformación. Posteriormente, se deberá de realizar el cálculo del centro de transformación hasta el punto de conexionado del suministro desde donde el cual ya irá hasta por la línea a la subestación de Calañas.

5.8.4.1 Cableados inversores a centro de transformación

Para obtener la sección del cableado de corriente alterna desde cada inversor hasta el centro de transformación, se deberá de cumplir con el criterio más desfavorable entre el criterio de máxima corriente admisible y el criterio de caída de tensión máxima según el reglamento y la normativa pertinente al igual que se ha realizado el cableado de continua.

5.8.4.1.1 Inversores de 350 kW

En el cálculo de la sección del cableado de los inversores de 350 kW, se va a realizar el dimensionado de la sección del inversor más desfavorable, el inversor 2 al ser el que tiene una mayor longitud de los dos.

En primer lugar, se deberá de calcular la intensidad máxima de salida del inversor, a partir de la potencia aparente mediante las expresiones (60) y (62).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (60)$$

Donde:

- S (kVA): Potencia aparente.
- P (kW): Potencia útil.
- Q (kVAr): Potencia reactiva, teniendo en cuenta que $\cos(\theta) \approx 1$, se desprecia Q .

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = P = 350 \text{ kVA} \quad (61)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (62)$$

Donde:

- S (kVA): Potencia aparente.
- P (kW): Potencia útil.
- Q (kVAr): Potencia reactiva, teniendo en cuenta que $\cos(\theta) \approx 1$, se desprecia Q .

$$I = \frac{350\,000}{\sqrt{3} \cdot 800} = 252,59 \text{ A} \rightarrow I_{\text{máx}} = 254 \text{ A por ser el más restrictivo} \quad (63)$$

Criterio de máxima corriente admisible

$$I_{\text{string}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{máx}} \quad (64)$$

Donde:

- I_{string} (A): Corriente de una rama.
- $I_{\text{máx}}$ (A): Corriente máxima de salida del inversor, 254 A.

$$I_{\text{string}} \geq 1,25 \cdot 254 = 317,5 \text{ A} \quad (65)$$

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	-	-	-

Figura 30 Intensidad máxima admisible para cables de conductores con cobre en instalación enterrada. Fuente: ITC-BT-07 (RD842/2002, 2 de agosto).

Según la Figura 30, y teniendo en cuenta la expresión (65), para el cableado del inversor de 350 kW hasta el transformador de tensión y según el criterio de máxima corriente admisible, la sección del cable debe ser de 95 mm² (recuadro azul).

Criterio de caída de tensión máxima

$$S \geq \frac{L \cdot P_{inv} \cdot 100}{\Delta U \cdot \sigma \cdot U_n^2} \quad (66)$$

Donde:

- S (mm²): Sección del conductor.
- L (m): Longitud máxima del conductor, 36 m.
- ΔU (%): Caída de tensión máxima, 0,5%.
- σ (m/Ω · mm²): Conductividad del conductor de cobre a 90°C Figura 28.
- U_n (V): Tensión de salida del inversor, 800 V.
- P_{inv} : Potencia de salida del inversor, 350.000 W.

$$S \geq \frac{36 \cdot 350\,000 \cdot 100}{0,5 \cdot 45,5 \cdot 800^2} = 86,54 \text{ mm}^2 \rightarrow 95 \text{ mm}^2 \quad (67)$$

Tras el resultado obtenido en la expresión (67), y según la Figura 29, la sección del conductor que cumpla el criterio de caída de tensión máxima es de 95 mm².

Por lo tanto, teniendo en cuenta la premisa de cumplir con ambos criterios, la sección mínima debe ser de al menos 95 mm². Además, teniendo en cuenta la normativa para cables enterrados en la que especifica que la sección del conductor de cobre debe ser mayor de 6 mm², por lo tanto, cumple sobradamente con la normativa pertinente.

5.8.4.1.2 Inversor de 250 kW

Análogamente, se deberá de calcular la intensidad máxima de salida del inversor, a partir de la potencia aparente mediante las expresiones (68) y (70).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (68)$$

Donde:

- S (kVA): Potencia aparente.
- P (kW): Potencia útil.
- Q (kVAr): Potencia reactiva, teniendo en cuenta que $\cos(\theta) \approx 1$, se desprecia Q .

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = P = 250 \text{ kVA} \quad (69)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (70)$$

Donde:

- S (kVA): Potencia aparente.
- P (kW): Potencia útil.
- Q (kVAr): Potencia reactiva, teniendo en cuenta que $\cos(\theta) \approx 1$, se desprecia Q .

$$I = \frac{250\,000}{\sqrt{3} \cdot 800} = 180,42 \text{ A} \rightarrow I_{\text{máx}} = 180,5 \text{ A por ser el más restrictivo} \quad (71)$$

Criterio de máxima corriente admisible

$$I_{\text{string}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{máx}} \quad (72)$$

Donde:

- I_{string} (A): Corriente de una rama.
- $I_{\text{máx}}$ (A): Corriente máxima de salida del inversor, 180,5 A.

$$I_{\text{string}} \geq 1,25 \cdot 180,5 = 225,63 \text{ A} \quad (73)$$

Según la Figura 30, y teniendo en cuenta la expresión (65), para el cableado del inversor de 250 kW hasta el transformador de tensión y según el criterio de máxima corriente admisible, la sección del cable debe ser de 70 mm^2 (recuadro verde).

Criterio de caída de tensión máxima

$$S \geq \frac{L \cdot P_{\text{inv}} \cdot 100}{\Delta U \cdot \sigma \cdot U_n^2} \quad (74)$$

Donde:

- S (mm^2): Sección del conductor.
- L (m): Longitud máxima del conductor, 57 m.
- ΔU (%): Caída de tensión máxima, 0,5%.
- σ ($m/\Omega \cdot mm^2$): Conductividad del conductor de cobre a 90°C Figura 28.
- U_n (V): Tensión de salida del inversor, 800 V.
- P_{inv} : Potencia de salida del inversor, 250.000 W.

$$S \geq \frac{57 \cdot 250\,000 \cdot 100}{0,5 \cdot 45,5 \cdot 800^2} = 97,87 \text{ mm}^2 \rightarrow 120 \text{ mm}^2 \quad (75)$$

Tras el resultado obtenido en la expresión (67), y según la Figura 29, la sección del conductor que cumpla el criterio de caída de tensión máxima es de 120 mm^2 .

Por lo tanto, teniendo en cuenta la premisa de cumplir con ambos criterios, la sección mínima debe ser de al menos 120 mm^2 . Además, teniendo en cuenta la normativa para cables enterrados en la que especifica que la sección del conductor de cobre debe ser mayor de 6 mm^2 , por lo tanto, cumple sobradamente con la normativa pertinente.

5.8.4.2 Cableado centro de transformación hasta punto de conexionado del suministro

Análogamente al cálculo realizado anteriormente, se procede a realizar el cálculo de la sección del cableado de forma que cumpla con el criterio más desfavorable entre el criterio de máxima corriente admisible y el criterio de caída de tensión máxima según el reglamento y la normativa pertinente. En este caso, se debe de realizar previamente el cálculo de la intensidad de línea posterior al centro de transformación, mediante la expresión (76).

$$I_{línea} = \frac{P_{transformador}}{\sqrt{3} \cdot U_{primario}} \quad (76)$$

Donde:

- $I_{línea}$ (A): Corriente de la línea.
- $P_{transformador}$ (kVA): Potencia del transformador de tensión, 1000 kVA.
- $U_{primario}$ (V): Tensión del primario del transformador de tensión, 15 kV.

$$I_{línea} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 38,49 \text{ A} \quad (77)$$

Una vez conocida la corriente de línea según la expresión (77), teniendo en cuenta que se tiene un valor muy pequeño, y con el objetivo de ahorrar costes de cableado se decide utilizar cableado de media tensión 12/20 kV de aluminio directamente enterrada hasta el punto de suministro, concretamente el cableado normalizado por Endesa al ser el distribuidor principal en la zona.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Figura 31 Intensidad máxima admisible para conductores de aluminio directamente enterrados (servicio permanente). Fuente: ITC-LAT-06

1. Criterio de máxima corriente admisible

$$I_{línea-admisibl} \geq 1,25 \cdot I_{línea} \quad (78)$$

Donde:

- $I_{línea-admisibl}$ (A): Corriente de línea admisible.
- $I_{línea}$ (A): Corriente de la línea, 38,49 A.

$$I_{string} \geq 1,25 \cdot 38,49 = 48,12 \text{ A} \quad (79)$$

Según la Figura 31, y teniendo en cuenta la expresión (79), para el cableado desde el transformador de tensión hasta el punto de suministro y la línea que va a la subestación, se tiene según el criterio de máxima corriente admisible, la sección del cable debe ser de 25 mm².

Criterio de caída de tensión máxima

$$S \geq \frac{L \cdot P_{total} \cdot 100}{\Delta U \cdot \sigma \cdot U_n^2} \quad (80)$$

Donde:

- S (mm²): Sección del conductor.
- L (m): Longitud máxima del conductor.
- ΔU (%): Caída de tensión máxima, 1%.
- σ (m/Ω · mm²): Conductividad del conductor de cobre a 90°C Figura 28.
- U_n (V): Tensión de salida del inversor, 800 V.
- P_{total} : Potencia de salida del inversor, 950 000 W.

$$S \geq \frac{723 \cdot 1\,000\,000 \cdot 100}{1 \cdot 45,5 \cdot 15\,000^2} = 7,06 \text{ mm}^2 \rightarrow 25 \text{ mm}^2 \quad (81)$$

Tras el resultado obtenido en la expresión (81), y según la Figura 31, la sección del conductor que cumpla el criterio de caída de tensión máxima es de 25 mm^2 .

Por lo tanto, teniendo en cuenta la premisa de cumplir con ambos criterios, la sección mínima debe ser de al menos 25 mm^2 . No obstante, la gama de fabricantes de cableado de alta tensión, la sección mínima que comercializan es de 95 mm^2 , por lo que se opta por emplear una sección de 95 mm^2 .

5.8.4.3 Resumen cableado alterna

Tras los cálculos realizados anteriormente, en la Tabla 12, se recogen las longitudes y las caídas de tensión entre los diferentes conductores.

Tabla 12 Resumen cableado alterna de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.

Línea	Longitud	$\Delta V\%$	Sección
LAC-INV1-CT	14 m	0,18%	95 mm ²
LAC-INV2-CT	36 m	0,46%	95 mm ²
LAC-INV3-CT	57 m	0,41%	120 mm ²
LAC-CT-S	723 m	0,07%	95 mm ²

5.9 Cálculo de la Puesta a Tierra de la Instalación Fotovoltaica

En este apartado, se va a diseñar los conductores de protección de la puesta a tierra con el objetivo de proteger a las personas frente a contactos indirectos, eliminando posibles corrientes de defecto que puedan surgir ante posibles fallos de aislamiento. Se entiende por contacto indirecto, aquel contacto con un elemento metálico que en condiciones normales no se encuentra bajo tensión.

En el lugar de la instalación fotovoltaica, se deberán conectar todas las masas metálicas de la instalación, marcos de todos los módulos, así como el inversor al neutro para así poder evitar que les afecten los posibles contactos indirectos. Teniendo en cuenta la tipología de la instalación, al tratarse de una instalación sobre suelo, se dispondrá de vallado perimetral de seguridad por lo que también se deberá de conectar con la puesta a tierra de la instalación.

La unión entre las distintas masas se realiza con conductor de cobre desnudo recocido de 35 mm^2 enterrado a unos 80 cm.

Tabla 13 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18 (RD842/2002, 2 de agosto) del REBT.

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

En primer lugar, se determina la sección mínima de los conductores de protección según el ITC-BT-18 (RD842/2002, 2 de agosto), Tabla 13. Teniendo en cuenta que la sección del conductor

que va desde el módulo fotovoltaico hasta el inversor tiene una sección de $6 \text{ mm}^2 < 16 \text{ mm}^2$, por lo tanto, la sección mínima de los conductores de protección debe ser de unos 6 mm^2 según la Tabla 13. En cuanto al cableado de alterna, al estar enterrado no hay posibilidad de que haya contacto indirecto.

5.10 Cálculo de las protecciones de corriente continua

Las protecciones de corriente continua están compuestas por un fusible, para la protección de sobreintensidades de forma que se realice una desconexión en caso de que la corriente supere un determinado valor debido a cortocircuitos o excesos de corriente, de esta forma, la entrada del inversor queda protegida.

En primer lugar, se debe de realizar el cálculo de la corriente admisible corregida, mediante la expresión X.

$$I_z = K_{T \text{ ambiente}} \cdot K_{\text{agrupación}} \cdot K_{\text{terreno}} \cdot K_{\text{resistividad}} \cdot I_{\text{admisible}} \quad (82)$$

Donde:

- I_z (A): Corriente admisible corregida.
- $K_{T \text{ ambiente}}$: Factor de corrección de la temperatura ambiente, 1 según la Tabla 14.
- $K_{\text{agrupación}}$: Factor de corrección de la agrupación de conductores, 0,75 según la Tabla 15.
- K_{terreno} : Factor de corrección del terreno, 1.
- $K_{\text{resistividad}}$: Factor de corrección de la resistividad, 1 según la Tabla 16.
- $I_{\text{admisible}}$ (A): Intensidad admisible, 49 A según la Tabla 17.

$$I_z = 1 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 49 = 34,3 \text{ A} \quad (83)$$

Tabla 14 Factor de corrección de temperatura ambiente. Fuente: ITC-BT-06 del REBT.

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78	
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67	

Tabla 15 Factores de corrección agrupación de cables aislados instalados al aire. Fuente: ITC-BT-06 del REBT.

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1	0,89	0,8	0,75

Tabla 16 Factores de corrección de la resistividad del terreno. Fuente: ITC-BT-06 del REBT.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K. m/W											
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80	
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66	
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69	

Tabla 17 Intensidades admisibles al aire para conductor de cobre y a 40°C. Fuente: ITC-BT-19 del REBT.

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes										
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR			2x XLPE o EPR		
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0.3D					3x PVC			2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D						3x PVC				3x XLPE o EPR
G		Cables unipolares separados mínimo D									3x PVC	3x XLPE o EPR
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
120				208	225	240	267	284	314	348	455	
150				236	260	278	310	338	363	404	525	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Para la instalación en cuestión, se opta por emplear un calibre de 16 A. Una vez elegido el calibre de protección, se debe emplear la expresión (84) para realizar la comprobación para conocer si es apto o no para la protección.

$$I_b < I_n < I_z \quad (84)$$

Donde:

- I_b (A): Corriente de la línea, 13,27 A.
- I_n (A): Calibre del fusible de protección, 16 A.
- I_z (A): Corriente admisible corregida, 34,3 A.

$$13,27 < 16 < 34,3 \rightarrow \text{CUMPLE} \quad (85)$$

Por lo tanto, según la expresión (85), el calibre escogido de 16 A cumple.

5.11 Cálculo de las protecciones de corriente alterna

Las protecciones de corriente alterna, están compuestas por un interruptor automático, un interruptor automático diferencial y un protector contra sobretensiones por cada inversor.

5.11.1 Interruptor automático

El interruptor automático tiene como función la desconexión de la línea para la protección frente a sobre intensidades, provocadas por sobrecargas pequeñas pero prolongadas o cortocircuitos. Las protecciones se deberán de poner en cada inversor de forma que se proteja cada inversor por separado.

5.11.1.1 Inversor de 350 kW

Para la obtención del calibre necesario, se deben cumplir las condiciones de las expresiones (86) y (88).

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z \quad (86)$$

Donde:

- I_2 (A): Corriente de la línea mayorada un 125% según establece normativa, 317,5 A.
- I_z (A): Corriente admisible corregida, 335 A.

$$317,5 < 1,45 \cdot 335 = 485,75 \rightarrow \text{CUMPLE} \quad (87)$$

$$I_b < I_n < I_z \quad (88)$$

Donde:

- I_b (A): Corriente de la línea, 254 A.
- I_n (A): Calibre de protección, 315 A.

$$254 < 315 < 335 \rightarrow \text{CUMPLE} \quad (89)$$

Por lo tanto, el calibre del interruptor automático deberá de ser de 315 A.

5.11.1.2 Inversor de 250 kW

Análogamente al procedimiento realizado para el inversor de 350 kW, según las expresiones (100) y (92).

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z \quad (90)$$

Donde:

- I_2 (A): Corriente de la línea mayorada un 125% según establece normativa, 225,63 A.

- I_z (A): Corriente admisible corregida, 380 A.

$$225,63 < 1,45 \cdot 380 = 551 \rightarrow CUMPLE \quad (91,)$$

$$I_b < I_n < I_z \quad (92)$$

Donde:

- I_b (A): Corriente de la línea, 180,5 A.
- I_n (A): Calibre de protección, 200 A.

$$180,5 < 200 < 380 \rightarrow CUMPLE \quad (93)$$

Por lo tanto, el calibre del interruptor automático deberá de ser de 200 A.

5.11.1.3 Cuadro general de baja tensión previo al transformador

Una vez calculadas las protecciones de los inversores, se procede a realizar el cálculo de la protección del cuadro general de baja tensión previo al centro de transformación. Por ello, se debe de realizar el cálculo para obtener el calibre del interruptor necesario para la instalación, así como el cálculo del poder de corte.

En primer lugar, se realizará el cálculo del poder de corte del interruptor automático del cuadro de baja tensión. El poder de corte del interruptor automático vendrá dado por la corriente de cortocircuito del transformador, por lo tanto, se procede a realizar el cálculo mediante la expresión (94), asumiendo una componente de tensión de cortocircuito del 6 %, la cual vendrá dada por el transformador a medida de 0,8/15 kV.

$$I_{cc} = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot \varepsilon_{cc} \cdot U_N} \quad (94)$$

Donde:

- I_{cc} (kA): Corriente de cortocircuito del cuadro de baja tensión.
- S_{trafo} (VA): Potencia aparente del transformador, 1.000.000 VA.
- ε_{cc} : Componente de tensión de cortocircuito, 6% = 0,06.
- U_N (V): Tensión nominal de línea, 800V.

$$I_{cc} = \frac{1.000.000}{\sqrt{3} \cdot 0,06 \cdot 800} = 12028,13 \text{ A} = 12,03 \text{ kA} \quad (95)$$

Seguidamente, se realiza el cálculo del calibre del interruptor automático, mediante las expresiones (96) y (98).

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z \quad (96)$$

Donde:

- I_2 (A): Corriente de la línea mayorada un 125% según establece normativa,
 $I_2 = (254 + 254 + 180,5) \cdot 1,25 = 860,63$ A.
- I_z (A): Corriente admisible corregida, 1.005 A (3 x 95mm², cuya admisible=335 A).

$$860,63 < 1,45 \cdot 1.005 = 1.457,25 \rightarrow CUMPLE \quad (97)$$

$$I_b < I_n < I_z \quad (98)$$

Donde:

- I_b (A): Corriente de la línea, 860,63 A.
- I_n (A): Calibre de protección, 1.000 A.

$$860,63 < 1.000 < 1.005 \rightarrow CUMPLE \quad (99)$$

5.11.2 Interruptor automático diferencial

El interruptor automático diferencial tiene como finalidad la de proteger a las personas de derivaciones de la parte de alterna por algún elemento de la instalación.

En cuanto al calibre del interruptor automático diferencial, deberá de ser de 400 A para el inversor de 350 kW y 250 A para el inversor de 250 kW, puesto que debe de ser superior al interruptor automático. En cuanto a la sensibilidad del diferencial, se opta por un diferencial con una sensibilidad de 300 mA. Teniendo en cuenta el calibre de los diferenciales elegidos, se deberá de construir el propio diferencial mediante un interruptor automático del mismo calibre, un transformador toroidal que conecte a un relé diferencial el cual realizará el disparo.

5.11.3 Protección contra sobretensiones

Una de las partes importantes de la instalación fotovoltaica y que muchas veces no se tiene en especial consideración son las protecciones contra sobretensiones, ya que la normativa no establece obligación de disponer de protecciones contra sobretensiones y lo establece como recomendación. Las sobretensiones son principalmente generadas por fenómenos atmosféricos como rayos y en menor medida por alteraciones en la red eléctrica por efectos inductivos o capacitivos. Teniendo en cuenta que no es de obligado cumplimiento y que el inversor elegido de la marca Sungrow ya tiene protección contra sobretensiones tanto en el lado de continua como en el de alterna por lo que no se va a emplear ningún dispositivo adicional.

5.12 Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica

En cuanto al esquema unifilar de la instalación fotovoltaica del diseño A, se encuentra en el documento de Planos.

6 Simulación del diseño mediante *PvSyst*

Una vez realizado el diseño de la instalación fotovoltaica, se procede con la simulación de este con el fin de obtener datos previstos acerca de generación, pérdidas y el funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Para ello, se realiza la simulación mediante el programa conocido a nivel mundial de simulación de instalaciones fotovoltaicas *PvSyst*.

En primer lugar, se van a analizar las pérdidas obtenidas del sistema fotovoltaico y posteriormente se van a analizar las pérdidas obtenidas de la instalación eléctrica.

Finalmente, se analizará el funcionamiento de la instalación mediante datos de generación, autoconsumo y consumo.

6.1 Pérdidas del Sistema Fotovoltaico

Las pérdidas del sistema fotovoltaico son aquellas debidas a la diferencia entre la energía proveniente del sol y la energía eléctrica. Es importante conocer las pérdidas para poder minimizarlas en la medida de lo posible y así obtener un mayor rendimiento en la instalación.

En apartados anteriores, concretamente en el apartado donde se ha realizado el cálculo para la potencia de diseño de la instalación, se han supuesto unas pérdidas de la instalación del 20%, o lo que es lo mismo un rendimiento de la instalación del 80%. El motivo principal es porque la mayoría de los módulos, los fabricantes pueden asegurar un rendimiento alrededor del 85% durante su vida útil de 25 años. A partir de dicho periodo, en términos de rentabilidad y teniendo en cuenta los avances tecnológicos, será muchísimo más rentable cambiar el módulo por uno nuevo antes que seguir con el mismo y más teniendo en cuenta que el módulo ya estará más que amortizado.

Para la instalación fotovoltaica en cuestión, tras realizar la simulación en el programa *PvSyst*, se pueden observar todas las pérdidas de la instalación en la Figura 32, donde se puede ver que se tiene unas pérdidas totales de un 13,75%.

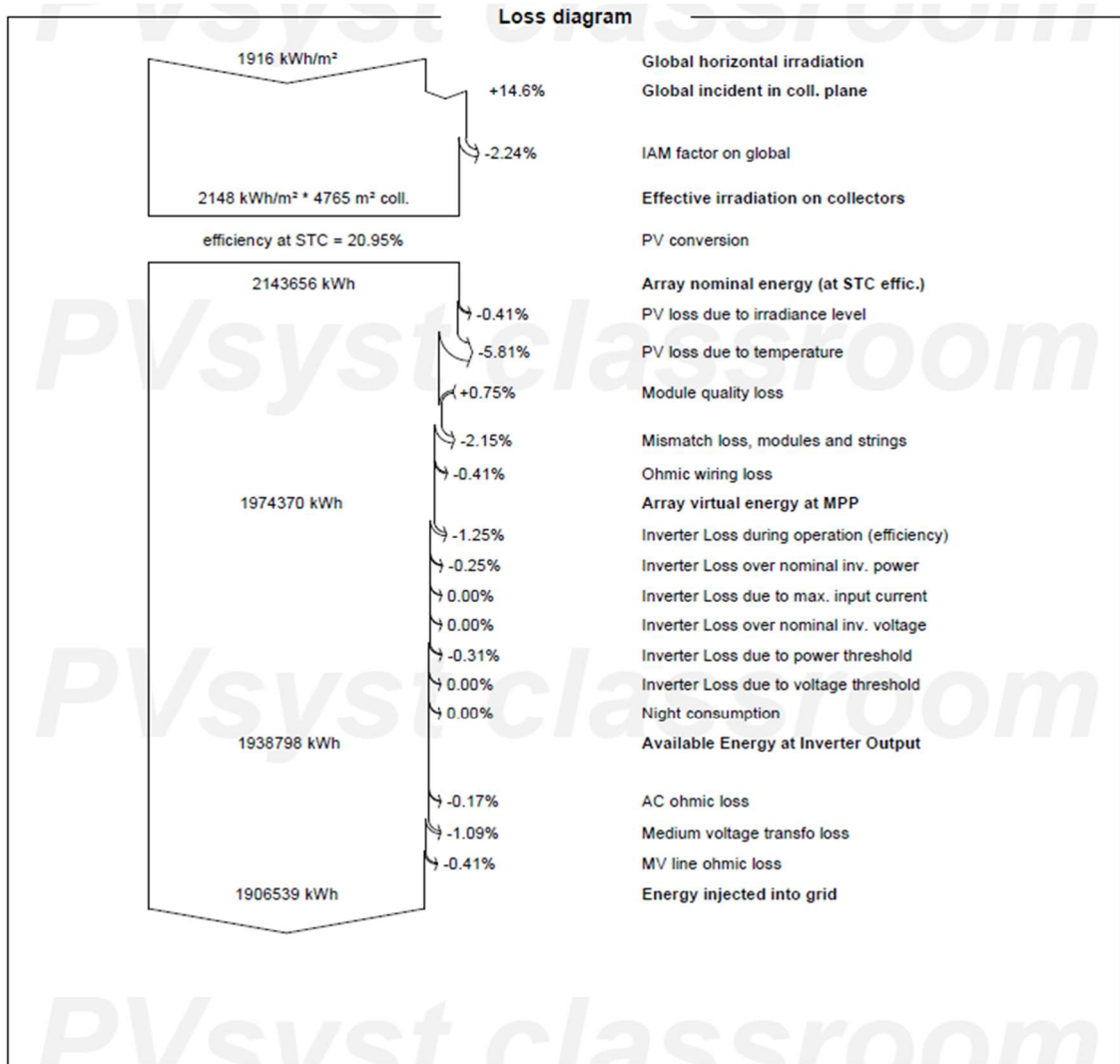


Figura 32 Pérdidas de la instalación fotovoltaica según simulación realizada en PvSyst. Fuente: PvSyst.

A continuación, se va a realizar el análisis de las distintas pérdidas referentes al sistema fotovoltaico entre las que se encuentran las pérdidas por nivel de irradiancia, las pérdidas por temperatura, las pérdidas por degradación inducida de la luz, las pérdidas por ángulo de incidencia y orientación, las pérdidas por rendimiento del inversor (convertor de corriente continua a corriente alterna), las pérdidas por polvo y suciedad, las pérdidas debidas a la calidad del módulo fotovoltaico y las pérdidas por envejecimiento del módulo.

6.1.1 Pérdidas por el Nivel de Irradiancia

Las pérdidas por nivel de irradiancia son las pérdidas debidas a la diferencia en irradiancia. En la ficha técnica de los módulos, se detalla la potencia generada por el módulo en condiciones estándar (STC). Dichas condiciones establecen una irradiancia de $1000 \frac{W}{m^2}$ que en la realidad la irradiancia no es constante ni a lo largo del día ni tampoco durante todos los días del año por lo que al no tener un valor de $1000 \frac{W}{m^2}$ se traducirán en pérdidas.

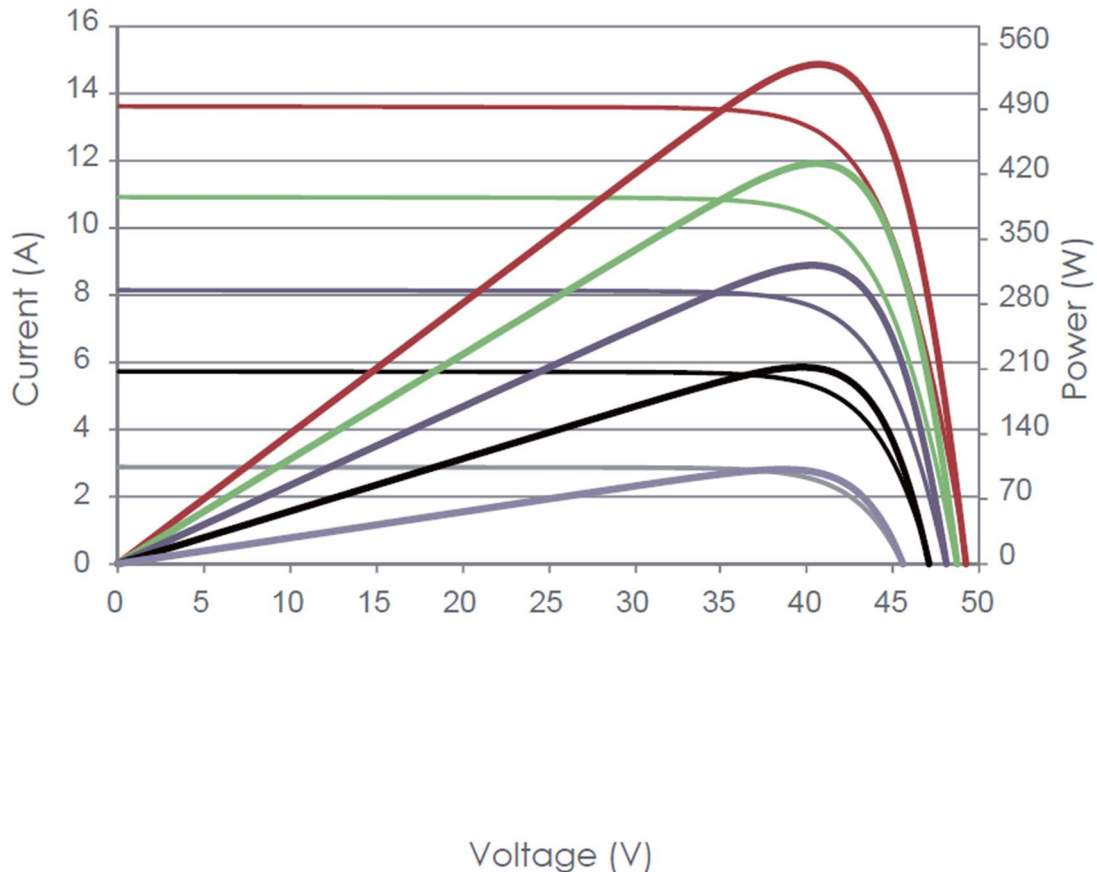


Figura 33 Curva I-V-P del módulo fotovoltaico Jinko Solar, JKM540M-72HL4. Fuente: Ficha técnica del módulo proporcionada por el fabricante.

Las pérdidas por irradiancia son proporcionadas por el fabricante y se encuentran en la ficha técnica del módulo tal y como se puede ver en la Figura 33. La Figura 33 muestra las curvas de tensión y de potencia para diferentes irradiancias, se tiene diferentes voltajes y potencias. Por lo tanto, para un voltaje de unos 30 V, para una irradiancia menor a las condiciones STC ($1000 \frac{W}{m^2}$), se obtiene una menor intensidad y potencia. Por ello la máxima potencia se obtiene en condiciones estándar para una intensidad y tensión nominal.

En cuanto a los datos obtenidos de la simulación en *PvSyst*, dichas pérdidas se estiman en un 0,41% (Figura 32).

6.1.2 Pérdidas por Temperatura

Las pérdidas por temperatura son las pérdidas producidas debidas al cambio en la temperatura ambiente que interactúa con las células del módulo, alterando así las condiciones estándar y modificando la potencia del módulo, caso similar a las pérdidas por irradiancia.

Según la ficha técnica del módulo proporcionada por el fabricante, la pérdida de potencia es del $-0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ de incremento en la temperatura de operación respecto a la temperatura en condiciones estándar, STC (25°C). Por lo tanto, suponiendo una misma irradiación en el mes de julio y en el mes de marzo, las pérdidas por temperatura serán mayores en julio que en marzo debido a la mayor diferencia de temperatura respecto de la estándar.

Las pérdidas por temperatura se calculan mediante la expresión (100).

$$Pérdidas_{P_{Nom}} = \gamma \cdot (T_{panel} - T_{STC}) \quad (100)$$

Donde:

- $Pérdidas_{P_{Nom}}$ (%): Pérdidas de potencia nominal del módulo por temperatura.
- γ ($\frac{\%}{^\circ C}$): Coeficiente de temperatura de la potencia máxima del módulo, $-0,35\%/^\circ C$.
- T_{panel} ($^\circ C$): Temperatura del módulo fotovoltaico, $45^\circ C$
- T_{STC} ($^\circ C$): Temperatura en condiciones estándar, $25^\circ C$.

$$Pérdidas_{Potencia_{Nom}} = -0,35 \cdot (45 - 25) = -7 \% \quad (101)$$

El resultado obtenido de la expresión (101) es negativo puesto que se trata de una pérdida de potencia.

Por otro lado, *PvSyst* estima las pérdidas por temperatura en un 5,81% Figura 32.

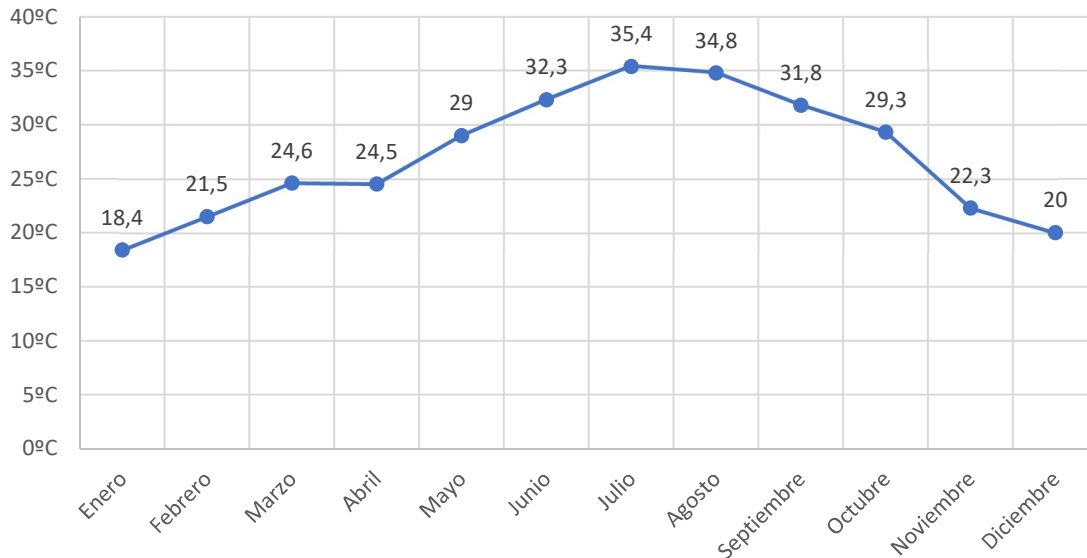


Figura 34 Temperatura promedio máxima en Huelva. Fuente: Propia a partir de datos de AEMET.

Como se puede observar en la Figura 34, en seis meses se supera la temperatura estándar ($25^\circ C$) por lo tanto, las pérdidas por temperatura tendrán un peso mayor a otras instalaciones en los que no se alcance dicha temperatura.

6.1.3 Pérdidas por Degradación Inducida por la Luz

Las pérdidas por degradación inducida por la luz en los paneles fotovoltaicos de silicio aparecen durante los primeros meses de uso debido a la irradiación solar incidente, ya que provoca el fenómeno que se conoce como *Light-Induced Degradation* (LID) donde las reacciones químicas en las células de silicio entre el boro y oxígeno. En la actualidad, la gran mayoría de los módulos fotovoltaicos de silicio están dopados con boro.

En los resultados obtenidos mediante la simulación de *PvSyst*, las pérdidas por degradación inducida por la luz se estiman en un 2,24% Figura 32.

6.1.4 Pérdidas por ángulo de incidencia y por orientación

Las pérdidas por ángulo de incidencia y por orientación son debidas a la reflexión de la radiación solar incidente tanto en la primera capa del módulo fotovoltaico, como en la cubierta protectora del cristal que son las más significativas, así como en la segunda capa del módulo y la capa encapsulante de etil-vinilo-acetileno (EVA).

Las pérdidas debidas al ángulo de incidencia tienen en consideración las pérdidas generadas por el hecho de que los rayos del sol no sean perpendiculares a la superficie el módulo en todo momento. Dichas pérdidas están expresadas en la expresión (102).

$$\text{Inclinación} = \beta \cdot (\delta - \varphi) \quad (102)$$

Donde:

- *Inclinación* (°): Inclinación del módulo fotovoltaico.
- β (°): Grado de inclinación para el cumplimiento de las pérdidas.
- δ (°): Latitud normalizada, obtenida del gráfico de pérdidas por inclinación según azimut.
- φ (°): Latitud real.

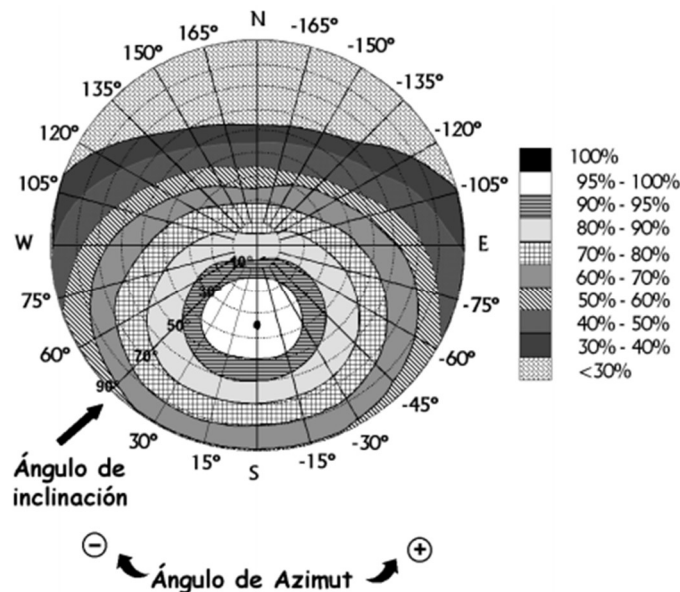


Figura 35 Rendimiento módulo fotovoltaico en función del ángulo de azimut y del ángulo de inclinación. Fuente: IDAE.

Las pérdidas debidas a la orientación del módulo tienen una gran importancia ya que, teniendo en cuenta la trayectoria del sol a lo largo del día, sale del este y se pone al oeste por el lado del sur, si la orientación del módulo es norte, el módulo no captará radiación solar directa, solo difusa por lo que las pérdidas serán considerables. Por otro lado, si la orientación es este, las pérdidas serán considerables ya que solo captará la radiación solar directa desde que sale el sol hasta un poco más tarde de medio día, caso parecido a orientación oeste, donde solo captará radiación solar directa desde un poco antes de medio día hasta que se pone el sol. Por lo tanto,

para una orientación sur, 0°, se tendrá una mayor exposición a la radiación solar a lo largo del día por lo que las pérdidas por orientación se verán minimizadas considerablemente tal y como se puede observar en la Figura 35.

Además, tal y como se puede ver en la Figura 35, las pérdidas por orientación e inclinación son muy importantes para tener en cuenta ya que pueden llegar a suponer el 100% de pérdidas. Es por ello por lo que hay que intentar minimizarlas en la medida de lo posible.

6.1.5 Pérdidas por el Rendimiento del Inversor

Las pérdidas por rendimiento del inversor son debidas al voltaje que el generador fotovoltaico entrega al punto de conexionado de la red. Dichas pérdidas están establecidas en la ficha técnica de los inversores de la marca Sungrow. Para el modelo SG350HX, según el fabricante se tiene una eficiencia máxima de un 99,02 % lo que supone unas pérdidas de un 0,98 %. Además, el fabricante establece una eficiencia europea de un 98,8 % lo cual suponen unas pérdidas de un 1,2 %. Por otro lado, para el otro modelo utilizado en la instalación, el modelo SG250HX, según el fabricante se tiene una eficiencia máxima de un 99 % lo que supone unas pérdidas de un 1 %. Además, el fabricante establece una eficiencia europea de un 98,8 % lo cual suponen unas pérdidas de un 1,2 %.

Análogamente, tras la simulación realizada en *PvSyst*, se estiman unas pérdidas totales en la instalación debido a los inversores de un 1,81 %.

6.1.6 Pérdidas por Polvo y Suciedad

Otra de las pérdidas más importantes a tener en cuenta puesto que se pueden reducir y por el gran impacto que pueden tener son las pérdidas por polvo y suciedad las cuales pueden provocar que el módulo no trabaje a su rendimiento y que se vea mermada la producción. Las pérdidas por polvo y suciedad en tiempo de lluvia están alrededor del 0%, ya que la propia lluvia limpia la suciedad y el polvo que reside en la superficie del módulo. Por el contrario, en instalaciones situadas cerca de las carreteras o en huertos donde mucho polvo se deposita en los módulos, si no se aplican medidas para limpiar dicha suciedad, pueden provocar unas pérdidas alrededor del 6% (Energético, 11/02/2021).

Es por ello por lo que se deben aportar medidas para reducir dichas pérdidas ya que son pérdidas que se pueden evitar. Uno de los principales métodos son los mantenimientos preventivos donde además de revisar el correcto funcionamiento de la instalación, también se realizan limpiezas de los módulos. La recomendación suele depender de la magnitud la instalación que suele variar entre una y dos limpiezas al año para instalaciones de no muy alta potencia y de tres a cuatro limpiezas al año para las instalaciones de mayor potencia.

El polvo y la suciedad inducen en pérdidas ya que al fin y al cabo están generando sombras en el módulo fotovoltaico que comentado anteriormente genera unas pérdidas por sombreado como por conexionado.

6.1.7 Variación según la calidad del módulo

La variación según la calidad del módulo viene facilitada por el fabricante en la ficha técnica del módulo. La variación en cuestión no es más que una tolerancia que al igual que en cualquier proceso productivo de piezas, por ejemplo, cualquier medida tiene una tolerancia a la hora de evaluar sus dimensiones. El fabricante determina dicha variación en 0~ + 3%, por lo que, al ser

mayor de 0, no se puede considerar como una pérdida si no como una ganancia. Análogamente, tras la simulación realizada con *PvSyst*, dicha ganancia está estimada en un 0,75 % según la Figura 32.

6.1.8 Pérdida por Envejecimiento

Las pérdidas por envejecimiento son debidas a la disminución en el rendimiento del módulo producidas por la degradación del módulo con el paso de los años. Dichas pérdidas son proporcionadas por el fabricante de los módulos y está contenido en las fichas técnicas.

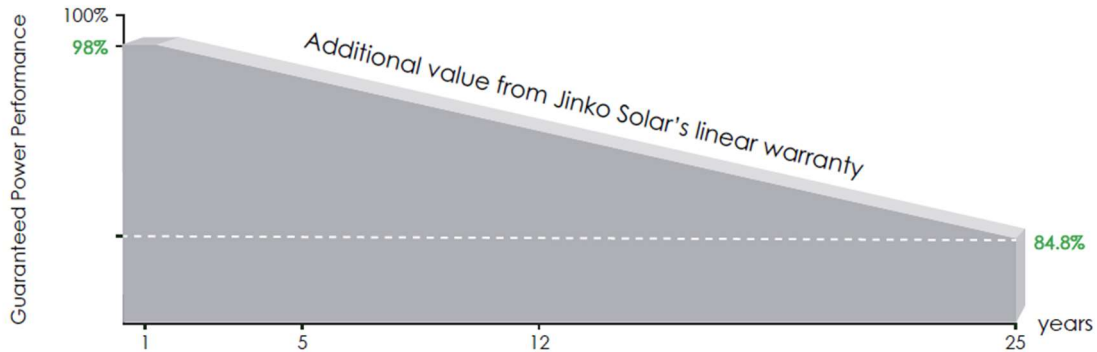


Figura 36 Rendimiento lineal del módulo fotovoltaico Jinko Solar, JKM540M-72HL4. Fuente: Ficha técnica del módulo proporcionada por el fabricante.

El fabricante estima las pérdidas de forma lineal, tal y como se puede ver en la Figura 36 con una degradación total en el año 25, fin de la garantía de rendimiento del módulo, de un 13,2 % lo cual equivale a una pérdida anual de 0,528 % al año. Es importante tener en cuenta que dichas pérdidas son las que asegura el fabricante en garantía por lo que en caso de tener antes del año 25 una caída en el rendimiento inferior al proporcionado por el fabricante se deberá de comunicar al proveedor para que el fabricante asuma el cambio de módulo en garantía.

6.2 Pérdidas de la Instalación Eléctrica

Las pérdidas de la instalación eléctrica son aquellas debidas al conexionado, las pérdidas óhmicas debido al cableado tanto en alterna como en continua, las debidas al transformador de tensión y las de la línea de alta tensión. Al igual que las pérdidas debidas al sistema fotovoltaico mencionadas anteriormente es importante conocer las pérdidas para poder minimizarlas en la medida de lo posible y así obtener un mayor rendimiento en la instalación.

6.2.1 Pérdidas de Conexionado

Las pérdidas de conexionado, también conocidas como pérdidas por *mismatch*, son debidas al conexionado de los módulos entre ellos mismos, tanto en el mismo *string* como en el conexionado de los distintos *strings* a una misma entrada. Es importante recalcar que cualquier efecto negativo de uno de los módulos afectará a toda la entrada MPP. Cada entrada MPP tiene su propia curva de potencia por lo que un efecto negativo de un módulo de la entrada A MPP, no afectará al comportamiento de los módulos conectados a la entrada B MPP. Sin embargo, sí afectará al comportamiento de la entrada A MPP. Por eso en instalaciones en las que los módulos están divididos como en dos zonas donde hay dos orientaciones diferentes, por ejemplo, se debe poner en caso de que se pueda, en una entrada MPP los módulos con

orientación A y en otra entrada MPP los módulos con orientación B lo mismo es aplicable a inclinaciones diferentes dentro de la misma instalación.

Los efectos que pueden producir pérdidas por conexionado son el sombreado, la suciedad, uso de diferentes modelos de módulos con diferentes características, avería de alguno de los módulos, diferencia de inclinaciones entre los módulos, diferencia de orientaciones de los módulos....

Tras la simulación realizada en *PvSyst*, se obtiene un valor de 2,15 % Figura 32.

6.2.2 Pérdidas Óhmicas en el Cableado

Las pérdidas óhmicas en el cableado son debidas a la resistencia producida por el paso de corriente en los conductores, ya que se produce una caída de tensión en el paso. Dicha resistencia generada produce una potencia óhmica la cual reduce la potencia generada debido al principio de conservación de la energía donde se establece que la energía ni se crea ni se destruye y al efecto Joule, donde por el paso de los electrones en el conductor eléctrico, se produce energía térmica.

La resistencia producida depende de la corriente que circula por el conductor, de la resistividad producida por el tipo de material y también por la longitud y sección del conductor. Las pérdidas óhmicas se pueden calcular con las expresiones (103) y (104). Según la simulación realizada en *PvSyst*, se obtienen unas pérdidas de un 0,41 % Figura 32.

$$P_{\text{Óhmicas}} = I^2 \cdot R = I^2 \cdot \frac{L}{\sigma \cdot S} \quad (103)$$

Donde:

- $P_{\text{Óhmicas}}$ (W): Potencia de pérdidas óhmicas del conductor.
- I (A): Intensidad que circula por el conductor.
- R (Ω): Resistencia del conductor.
- L (m): Longitud del conductor.
- σ ($\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$): Conductividad del conductor.
- S (mm^2): Sección del conductor.

$$P_{\text{érdidas}}_{\text{Óhmicas}} = \frac{P_{\text{Óhmicas}}}{P_{\text{pico}}} \cdot 100 \quad (104)$$

Donde:

- $P_{\text{érdidas}}_{\text{Óhmicas}}$ (%): Pérdidas óhmicas en el cableado.
- P_{pico} (W): Potencia pico de la instalación.

6.2.3 Pérdidas en el cableado de alterna

Las pérdidas en el cableado de alterna corresponden a la resistencia producida por el paso de corriente en los conductores, ya que se produce una caída de tensión en el paso, análogamente a las pérdidas óhmicas, calculadas anteriormente.

Según la simulación realizada en *PvSyst*, se obtienen unas pérdidas de un 0,17 % Figura 32.

6.2.4 Pérdidas debidas al transformador de media tensión

Para poder llevar la energía generada por el sistema fotovoltaico al punto de suministro, se debe de emplear una línea de 15 kV y por ello se debe de emplear un transformador de tensión para pasar de 800V a 15 kV. Al igual que la mayoría de los componentes, se debe de tener en cuenta las pérdidas producidas por dicho componente.

Dichas pérdidas, según la simulación realizada en *PvSyst*, se obtienen unas pérdidas de un 1,09 % Figura 32.

6.2.5 Pérdidas debidas la línea de alta tensión

Análogamente a las pérdidas por el cableado de alterna, se deben de calcular las pérdidas del cableado de alterna correspondiente a la línea de alta tensión.

Dichas pérdidas óhmicas, según la simulación realizada en *PvSyst*, se obtienen unas pérdidas de un 0,41 % Figura 32.

6.3 Funcionamiento de la instalación fotovoltaica

En cuanto al análisis del funcionamiento de la instalación fotovoltaica, se va a analizar los resultados obtenidos de la simulación en *PvSyst*.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	88.1	26.26	8.83	132.5	129.1	124871	120832	0.914
February	113.7	31.58	11.70	154.2	150.9	143465	139506	0.906
March	143.6	52.37	14.70	169.1	165.3	154219	148768	0.881
April	165.1	67.21	16.39	177.0	173.0	160253	154749	0.876
May	225.4	65.06	20.35	227.7	222.5	201656	194999	0.858
June	242.6	64.79	23.32	237.5	232.1	208681	201762	0.851
July	251.3	52.63	27.39	249.8	244.7	215659	208725	0.837
August	208.9	55.31	26.53	220.7	216.0	191945	185945	0.844
September	167.2	50.63	24.06	192.3	188.2	169779	164590	0.858
October	137.3	39.72	22.60	177.5	173.7	158098	152919	0.863
November	96.4	28.33	14.34	140.2	137.1	129996	126430	0.903
December	76.4	24.95	11.43	118.2	115.1	110890	107314	0.909
Year	1916.2	558.84	18.51	2196.8	2147.7	1969512	1906539	0.870

Figura 37 Resultados principales de la simulación realizada en *PvSyst* acerca de la instalación fotovoltaica propuesta.
Fuente: *PvSyst*.

Tal y como se puede observar en la Figura 37, se observa como el *Performance Ratio* de la instalación según la simulación realizada es de 0,87 teniendo en cuenta las pérdidas por lo que sobredimensionando ligeramente los módulos con respecto al inversor no ha provocado que la instalación esté sobredimensionada teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación. Además, se obtiene una generación anual de unos 1.906.539 kWh, prácticamente 2 GWh.

7 Legalización y tramitación de la instalación fotovoltaica

En este apartado, se va a analizar los trámites necesarios para la legalización de la instalación fotovoltaica. Por ello, se ha contactado con el ayuntamiento de La Zarza-Perrunal para poder realizar las consultas pertinentes.

7.1 Tramitaciones para la ejecución de la instalación fotovoltaica

El primer paso es analizar las tramitaciones necesarias para la ejecución de la propia instalación fotovoltaica. Dichas tramitaciones, dependen del ayuntamiento en la localidad en la que se va a realizar la instalación.

Según las tramitaciones del ayuntamiento de La Zarza-Perrunal, para poder ejecutar la instalación fotovoltaica se debe de solicitar la solicitud de licencia de obra mayor, a través de la sede electrónica del ayuntamiento de La Zarza-Perrunal. Adicionalmente, se debe abonar las siguientes tasas para la obtención del permiso de construcción, las tasas del ayuntamiento el cual consta de un 3 % sobre el PEM (presupuesto de ejecución material) y un 1,5 % del PEM en concepto de ICIO, impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras. Además, el ayuntamiento establece realizar una fianza por valor de 3.000 €, la cual una vez finalizada la obra y una vez el técnico del ayuntamiento vea en obra que no hay ningún desperfecto causado a la parcela, se devolverá el importe íntegro.

En la consulta realizada al ayuntamiento, también se ha consultado si existe alguna restricción para poder realizar la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta el tipo de terreno, siendo rústico agrícola y teniendo en cuenta la cercanía al embalse. Desde el departamento de urbanismo del ayuntamiento de La Zarza-Perrunal, no hay ninguna restricción o documentación adicional a aportar en cuanto a la tipología del terreno, mientras que, por la cercanía del embalse, se exige un retranqueo de 500 metros desde el nivel máximo del embalse.

Finalmente, para poder obtener la licencia de obras, se debe facilitar al ayuntamiento la siguiente documentación:

- Justificante de pago de tasas, ICIO y fianza.
- Proyecto de la instalación fotovoltaica.
- Documentación del representante de la empresa contratante.

Cabe destacar que las tasas mencionadas anteriormente, no se tienen en cuenta en el presupuesto ya que se calculan en porcentaje del presupuesto de ejecución material.

7.2 Legalización de la instalación fotovoltaica

Seguidamente, se analizarán las tramitaciones necesarias para la legalización de la propia instalación fotovoltaica una vez ejecutada para poder verter a red el excedente de energía generada una vez realizada la instalación sin vertido ya que el tiempo estimado de obtención del permiso para verter a red es de un año aproximadamente. Tal y como se ha mencionado anteriormente, la instalación fotovoltaica, se diseña inicialmente y se pondrá inicialmente en marcha como una instalación fotovoltaica sin vertido a red y durante el primer año se realizará la tramitación correspondiente para poder realizar el vertido a red en caso de que la empresa distribuidora autorizase el vertido a red.

Uno de los puntos principales es el punto de conexionado con Endesa al tratarse de la distribuidora de la región. El punto de conexionado es el mencionado anteriormente, la subestación de Calañas, tal y como se puede ver en la Figura 38. Para poder realizar el excedente de vertido a la red, se debe de contactar con Endesa distribuidora y pedir permiso para la conexión. Se trasladarán los requisitos que se deben de cumplir para poder realizar dicha conexión y las modificaciones a realizar. Finalmente, se deberá de informar a industria y se deberá de avalar una suma de dinero correspondiente al PEM de la instalación.

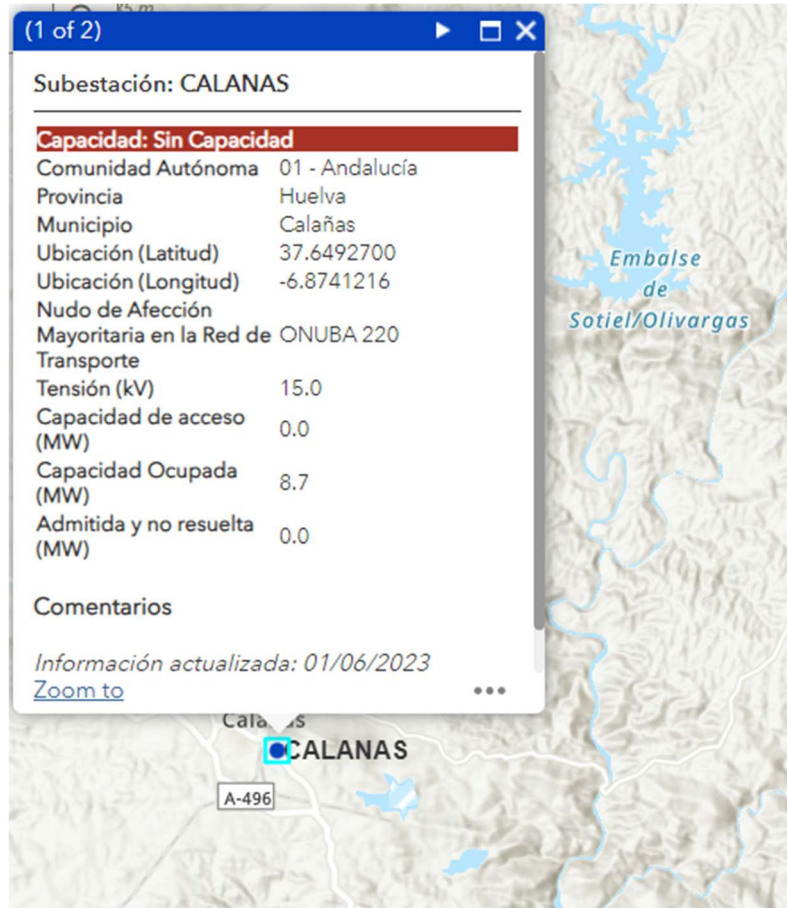
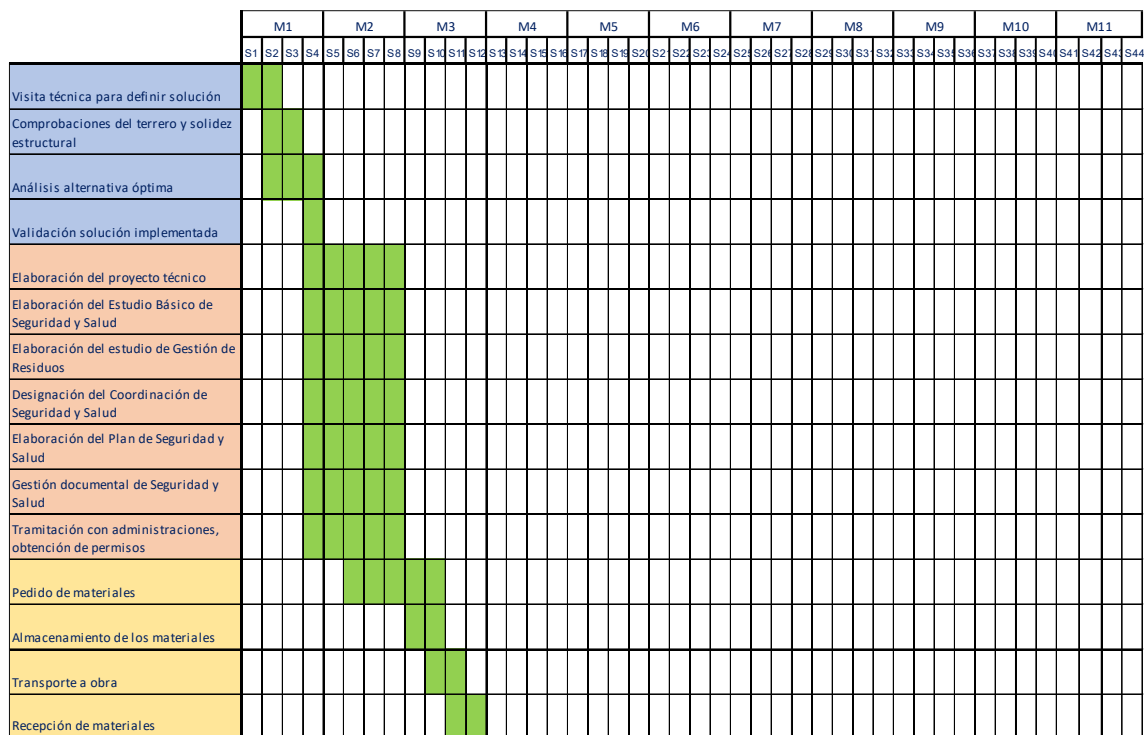


Figura 38 Subestación más cercana según la red de Endesa. Fuente: Endesa.

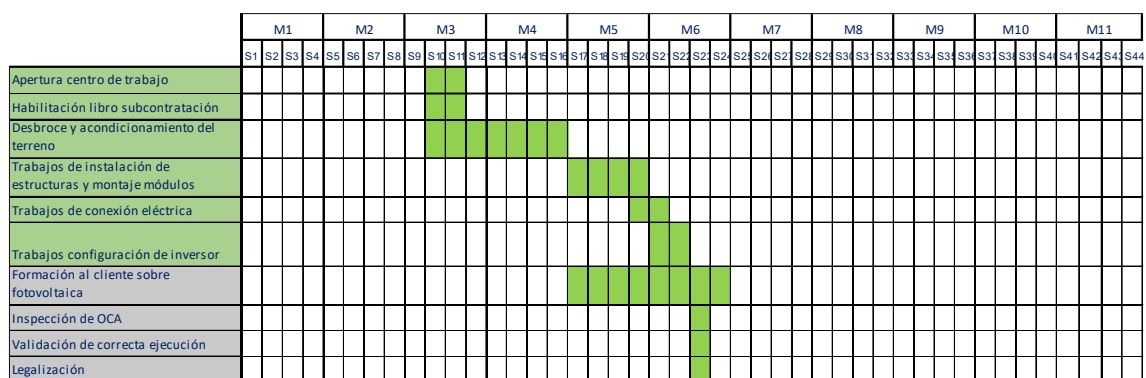
Tal y como se puede observar en la Figura 38, en este momento la subestación de Calañas está ocupada y no se permite el vertido de excedentes. Es por ello por lo que se realizará la instalación sin vertido y en caso de que en un futuro se pudiese realizar el vertido tras consultar con distribuidora, se realizaría el cambio de tipología de la instalación.

8 Diagrama Gantt de la instalación fotovoltaica

A continuación, se va a exponer el diagrama Gantt de la instalación fotovoltaica con el fin de conocer los tiempos aproximados desde la fase inicial hasta la puesta en marcha de la instalación, tal y como se puede observar en la Figura 39. Dicho diagrama Gantt, es indefinido al no saber las fechas exactas y contempla cinco grupos de tareas, las tareas de replanteo, las de ingeniería, las de suministro, las de ejecución y las del cierre de la instalación.



█ Tareas de replanteo █ Tareas de ingeniería █ Tareas de suministro



█ Tareas de ejecución █ Tareas de cierre instalación

Figura 39 Diagrama Gantt de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.

9 Resumen del Presupuesto

Para la realización del presupuesto, se ha empleado el software *Presto*, donde se ha realizado el presupuesto de la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta las actuaciones previas a realizar en el terreno, la propia instalación fotovoltaica, los centros de transformación necesarios en la instalación, la línea de alterna, la gestión de residuos, así como el vallado perimetral y el sistema de videovigilancia. Para el cálculo del presupuesto de la instalación mediante el programa *Presto*, se han utilizado los precios unitarios del generador de precios de *Cype*.

Tanto el detalle del presupuesto con las mediciones, así como el resumen del presupuesto, se encuentran en el Documento Presupuesto y el resto de los documentos pertenecientes al presupuesto se encuentran en el anexo Presupuestos. A continuación, se presenta el resumen de este en la Figura 40.

RESUMEN DE PRESUPUESTO			
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES			
CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
CAP01	ACTUACIONES PREVIAS, MOVIMIENTO DE TIERRAS y ACABADOS.....	54.372,63	6,11
CAP02	ESTRUCTURA SOPORTE PANELES.....	221.427,36	24,87
CAP03	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	337.777,44	37,93
CAP04	INVERSORES.....	32.303,29	3,63
CAP05	CABLEADO INSTALACIÓN FV.....	15.572,98	1,75
CAP06	CUADROS ELÉCTRICOS.....	22.779,18	2,56
CAP07	PUESTA A TIERRA.....	289,42	0,03
CAP08	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	149.189,14	16,75
CAP09	SERVICIOS AUXILIARES.....	26.380,91	2,96
CAP10	AUTORIZACIONES Y PRUEBAS.....	7.473,63	0,84
CAP11	GESTION DE RESIDUOS.....	6.650,27	0,75
CAP12	SEGURIDAD Y SALUD.....	5.875,23	0,66
CAP13	INGENIERÍA.....	10.412,00	1,17
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	890.503,48	
	13,00% Gastos generales.....	115.765,45	
	6,00% Beneficio industrial.....	53.430,21	
	SUMA DE G.G. y B.I.	169.195,66	
	21,00% I.V.A.....	222.536,82	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	1.282.235,96	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	1.282.235,96	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de UN MILLÓN DOSCIENTOS OCHENTA Y DOS MIL DOSCIENTOS TREINTA Y CINCO EUROS con NOVENTA Y SEIS CÉNTIMOS

Figura 40 Resumen presupuesto del proyecto de la instalación fotovoltaica. Fuente: Anexo Presupuestos.

Por lo tanto, el Presupuesto de Ejecución Material asciende a 890.503,48 €, el IVA asciende a 222.536,82 € y el presupuesto final de la instalación asciende a 1.282.235,96 €.

10 Financiación

La financiación del proyecto de esta instalación fotovoltaica, comentando con la Comunidad de regantes el presupuesto aproximado de la instalación fotovoltaica calculada en el apartado anterior y viendo los costes de la factura eléctrica anuales, los cuales ascienden a 643.321,84 €. La Comunidad de regantes entiende que podría adaptarse a realizar la inversión puesto que supone un 50,17% de la inversión aproximadamente del coste total de la instalación fotovoltaica.

Seguidamente, se realiza el estudio de las opciones de ayuda que puede obtener la Comunidad de regantes con el fin de reducir el importe de la inversión de la instalación fotovoltaica.

Las ayudas que puede optar la comunidad de regantes son las siguientes:

- Ayuda estatal: Ayuda para el autoconsumo en la Comunidad Autónoma de Andalucía se puede solicitar y recibir una prestación de 300 € por kWp instalado lo cual supondría una ayuda en caso de ser concedida de unos $300 \cdot 997,92 = 299.376,00$ €.
- Ayuda de la Unión Europea: Programa de incentivos 2, se puede obtener una bonificación para grandes empresas del 15% (Real Decreto 477/2021, 2021). Por ello, suponiendo una bonificación de un 15%, $0,15 \cdot 749 \cdot 997,92 = 112.116,31$ €.

No especifica que no se puedan pedir ambas solicitudes de ayudas por lo que se podría realizar el trámite para ambas ayudas. En el caso de que se obtuviesen las dos ayudas, el importe máximo a percibir sería de unos 411.492,31€.

Al tratarse de ayudas a la financiación las cuales se conceden o no por administraciones, no se sabe con certeza si se llegarían a obtener finalmente. Es por ello por lo que no se van a tener en cuenta en el análisis de viabilidad económica.

11 Análisis Económico

A continuación, se va a realizar el análisis económico de la instalación fotovoltaica propuesta. Por ello, se estudia la viabilidad económica del proyecto donde se analiza el tiempo de retorno de la inversión en la instalación fotovoltaica y se analiza también la tasa interna de retorno de la inversión en la instalación fotovoltaica, dos parámetros importantes a la hora de analizar una inversión. Para ello, se tiene en cuenta tanto el coste total de la instalación que asciende a 1.282.235,96 € como el coste de mantenimiento y de seguro de la instalación. Dicho coste se asume a un valor de $Costes_{mantenimiento} = 6.250,00 \text{ €/año}$ según precios de mercado en el que se incluyen 2 limpiezas de módulos anuales, una limpieza semestral.

Para poder obtener los parámetros principales del análisis económico, se establece para el cálculo, una tasa de inflación del 2% y una tasa de descuento del 6%. Con estos valores iniciales se calcula el flujo de caja y con él, el VAN del proyecto a lo largo de los años para un periodo de 6 años de inversión.

Tabla 18 Resumen mensual del consumo total, generación, autoconsumo, excedentes y demanda de la red. Fuente: Propia.

Mes	Consumo	Generación	Autoconsumo	Excedentes	Demanda
Enero	19.306,00 kWh	121.279,14 kWh	19.306,00 kWh	101.973,14 kWh	0,00 kWh
Febrero	21.723,00 kWh	139.899,41 kWh	21.723,00 kWh	118.176,41 kWh	0,00 kWh
Marzo	104.173,00 kWh	149.155,63 kWh	104.173,00 kWh	44.982,63 kWh	0,00 kWh
Abril	194.463,00 kWh	155.094,34 kWh	155.094,34 kWh	0,00 kWh	39.368,66 kWh
Mayo	319.693,00 kWh	195.323,48 kWh	195.323,48 kWh	0,00 kWh	124.369,52 kWh
Junio	266.644,00 kWh	202.063,38 kWh	202.063,38 kWh	0,00 kWh	64.580,62 kWh
Julio	228.914,00 kWh	209.043,44 kWh	209.043,44 kWh	0,00 kWh	19.870,56 kWh
Agosto	176.220,00 kWh	186.283,73 kWh	176.220,00 kWh	10.063,73 kWh	0,00 kWh
Septiembre	229.918,00 kWh	164.959,18 kWh	164.959,18 kWh	0,00 kWh	64.958,82 kWh
Octubre	207.190,00 kWh	153.324,27 kWh	153.324,27 kWh	0,00 kWh	53.865,73 kWh
Noviembre	89.112,00 kWh	126.878,20 kWh	89.112,00 kWh	37.766,20 kWh	0,00 kWh
Diciembre	78.720,00 kWh	107.779,62 kWh	78.720,00 kWh	29.059,62 kWh	0,00 kWh
Total	1.936.076,00 kWh	1.911.083,83 kWh	1.569.062,09 kWh	342.021,74 kWh	367.013,91 kWh

Tal y como se observa en la Tabla 18, se puede ver el autoconsumo total que se produce, el cual asciende a 1.569.062,09 kWh, el cual nos determinará el ahorro eléctrico anual de la instalación fotovoltaica propuesta. Dicho autoconsumo está determinado para un ajuste en la demanda de consumo de forma que se ajuste el consumo aproximadamente a la energía generada.

Teniendo en cuenta el ahorro eléctrico anual, y suponiendo un precio medio en la factura eléctrica por kWh de unos 0,212 €/kWh, se obtiene un ahorro eléctrico anual de unos 332.614,16 €.

Tabla 19 Resumen de costes y ahorros anuales. Fuente: Propia.

Coste inicial		1.282.235,96 €
Costes anuales-año 1		
Costes de O & M		6.250,00 €
		6.250,00 €
Ahorros anuales		
Ahorro electricidad generada	1.569.062	332.641,16 €
Ahorro total en energía eléctrica		332.641,16 €
Flujo de caja neto año 1		326.391,16 €

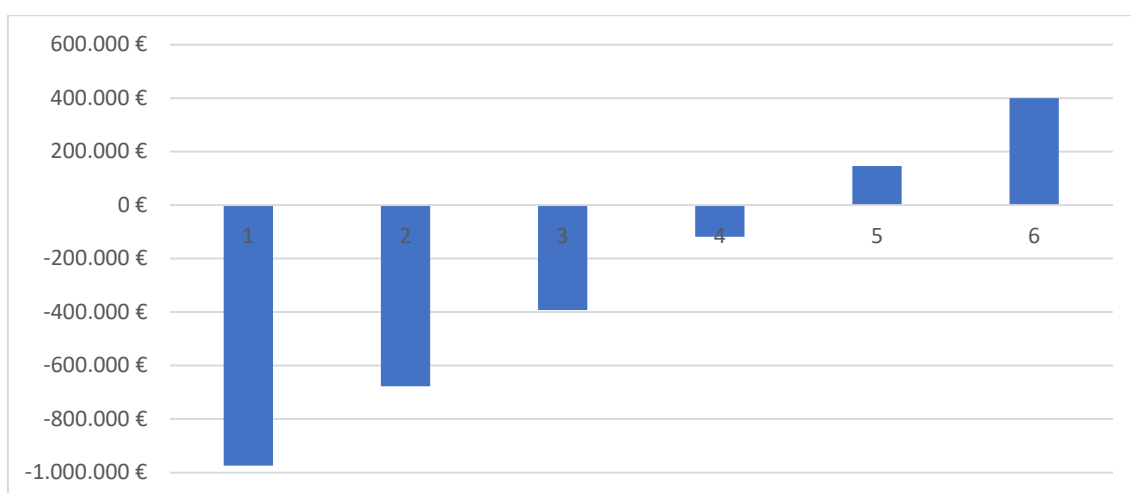


Figura 41 Flujo de caja acumulado a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica. Fuente: Propia.

Tabla 20 VAN y flujo de caja de la instalación fotovoltaica de potencia pico 997,92 kWp para un horizonte de inversión de 6 años. Fuente: Propia.

FLUJOS DE CAJA 997,92 kWp				
Año	Ahorro eléctrico	Costes O&M y seguro	Flujo de caja/año	VAN proyecto
0			-1.282.235,96 €	-1.282.235,96 €
1	313.812,42 €	5.896,23 €	307.916,19 €	-974.319,77 €
2	301.970,44 €	5.673,73 €	296.296,71 €	-678.023,06 €
3	290.575,33 €	5.459,62 €	285.115,70 €	-392.907,35 €
4	279.610,22 €	5.253,60 €	274.356,62 €	-118.550,73 €
5	269.058,89 €	5.055,35 €	264.003,54 €	145.452,81 €
6	258.905,73 €	4.864,58 €	254.041,14 €	399.493,96 €
VAN	5.137.152,54 €	96.522,04 €		

Tal y como se observa en la Figura 41 y la Tabla 20, se puede ver tanto el flujo de caja anual como el VAN del proyecto y el tiempo de retorno de la inversión en la instalación fotovoltaica.

Tabla 21 Cálculos de VAN del proyecto. Fuente: Propia.

VAN ahorro eléctrico	1.713.933,03 €
VAN Mantenimiento Corr+Prev	32.203,11 €
VAN proyecto	399.493,96 €

Para realizar el cálculo del tiempo de retorno de la inversión junto con la tasa interna de retorno, basta con emplear la herramienta de *solver* en Excel con la condición de que el VAN del proyecto tenga un valor de 0 €.

Tabla 22 Tiempo de retorno y tasa interna de retorno del proyecto. Fuente: Propia.

Tiempo de retorno	4,45
Tasa Interna de Retorno (TIR)	15,17%

Tras los valores obtenidos mediante la herramienta *solver*, se obtienen los datos mostrados en la Tabla 22, donde se tiene una tasa interna de retorno del 15,17 % y un tiempo de retorno de la inversión de 4,45 años, que son 4 años, 5 meses y 19 días. Analizando los resultados, se puede concluir que es una muy buena inversión puesto que pocas inversiones tienen una tasa interna de retorno tan alta y un tiempo de retorno de la inversión tan bajo.

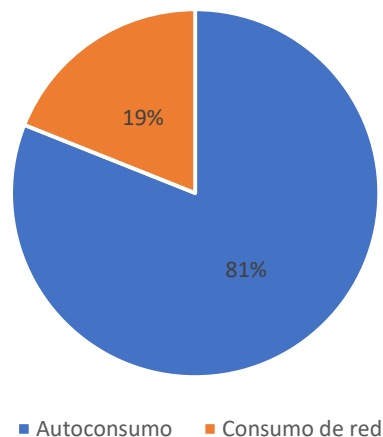


Figura 42 Proporción de autoconsumo y consumo de red con instalación fotovoltaica propuesta. Fuente: Propia.

Para la instalación fotovoltaica propuesta, se tiene un consumo de red de un 19% y un autoconsumo del 81%, tal y como se observa en la Figura 42.

Cabe recordar que en el presupuesto no se ha tenido en cuenta el cálculo de la estructura soporte con el suelo, ya que requiere un estudio geotécnico para asegurarse de que la estructura de hincado al suelo soportaría los módulos fotovoltaicos. El motivo por el cual no se han tenido en cuenta es debido a que no son objeto de este trabajo de fin de máster, pero cabe destacar que provocaría un cambio tanto en el tiempo de retorno como en la tasa interna de retorno de la instalación fotovoltaica ya que el presupuesto final también cambiaría. Adicionalmente, se ha realizado el proyecto para el caso de no vertido de excedentes ya que tal y como se ha comentado anteriormente los tiempos de solicitud para el conexionado a red se estiman en 1 año aproximadamente y hay veces en los que no se puede realizar la conexión debido a que el

punto de conexionado está lleno. No obstante, en el caso de que la instalación fotovoltaica se realizara con vertido de excedentes, el tiempo de amortización y la tasa interna de retorno se verían afectadas positivamente ya que el exceso de energía sería vendida y no desperdiciada.

12 Nuevos Criterios para la Gestión de la Demanda

12.1 Situación Actual

En la actualidad, el precio de la luz ha ido incrementándose con el paso de los años y todo hace indicar a que en un futuro seguirá incrementándose debido a la inflación. Viendo las facturas eléctricas del suministro, se observa como la mayor parte del consumo es en los periodos más baratos. Teniendo en cuenta lo comentado anteriormente y las premisas de la comunidad de regantes, se realiza el consumo en el periodo más económico. La comunidad de regantes bombea el agua a otras dos balsas desde las cuales ya realizan el bombeo al campo. Es por ello por lo que se necesita realizar un nuevo criterio para poder aprovechar al máximo la instalación fotovoltaica propuesta.

12.2 Implementación de los Nuevos Criterios

Para la implementación del nuevo criterio, en primer lugar, la primera premisa es priorizar el consumo generado por la instalación fotovoltaica de forma que la curva de generación y la curva de consumo sean prácticamente la misma. Esta medida es una medida teórica que luego en la realidad no se plasmará del mismo modo ya que no se tiene en cuenta el tiempo, las nubes que pueda haber un día puntual.... No obstante, el primer criterio sería consumir en horas solares y a medida que se vaya generando mayor energía se vaya bombeando mayor caudal de agua.

En segundo lugar, para el resto de consumo diario que se requiere pero que por limitaciones de la instalación no se puede generar mayor energía en verano ya que en invierno habrá demasiados excedentes, se priorizará el consumo en horario valle, desde las 0h a las 8h.

Teniendo en cuenta las premisas comentadas anteriormente, se procede a mostrar dos ejemplos concretos de lo comentado anteriormente. Se muestra para dos días puntuales del año, el día más desfavorable de agosto, el día 17, Figura 43 y Figura 44.

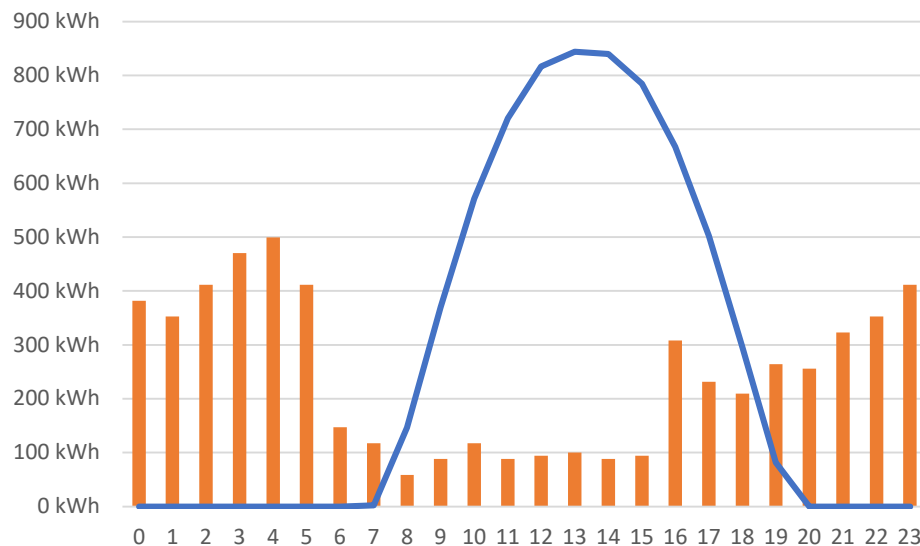


Figura 43 Potencia generada y consumida sin nuevo criterio para el día 17 de agosto. Fuente: Propia.

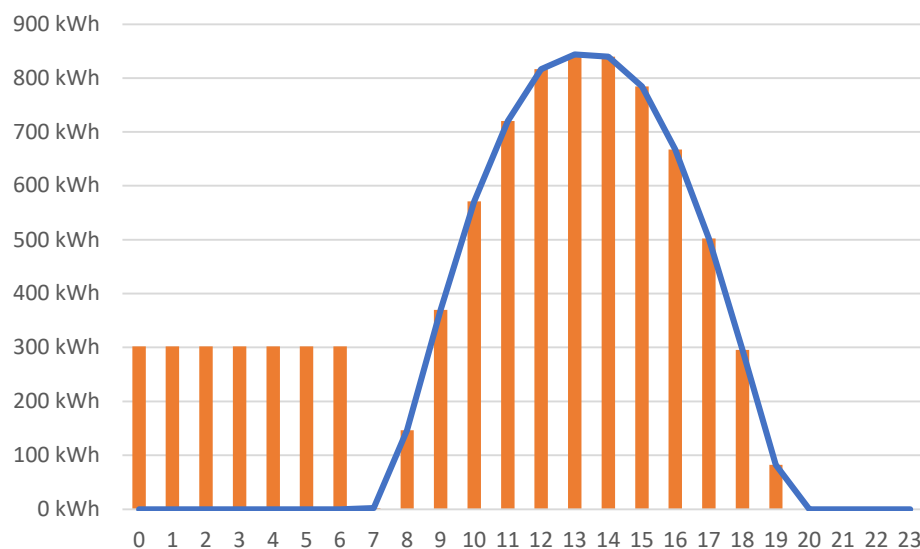


Figura 44 Potencia generada y consumida con nuevo criterio para el día 17 de agosto. Fuente: Propia.

La Figura 44 sería la curva de demanda teórica y la que, en el caso de cumplirse, minimizaría lo máximo posible el importe de la factura eléctrica debido a que solo se consumiría en periodo valle donde la energía es más barata. Teniendo en cuenta que el contador propuesto es bidireccional y que está homologado por la distribuidora, Endesa, y que además lleva relés incorporados, se podría configurar para habilitar que solo pudiese consumir energía eléctrica de la red en periodo valle de esta forma asegurarse de que solo se consume en el periodo más económico.

Para el caso de un día en invierno, como por ejemplo el 20 de diciembre, las gráficas quedarían según la Figura 45 y la Figura 46.

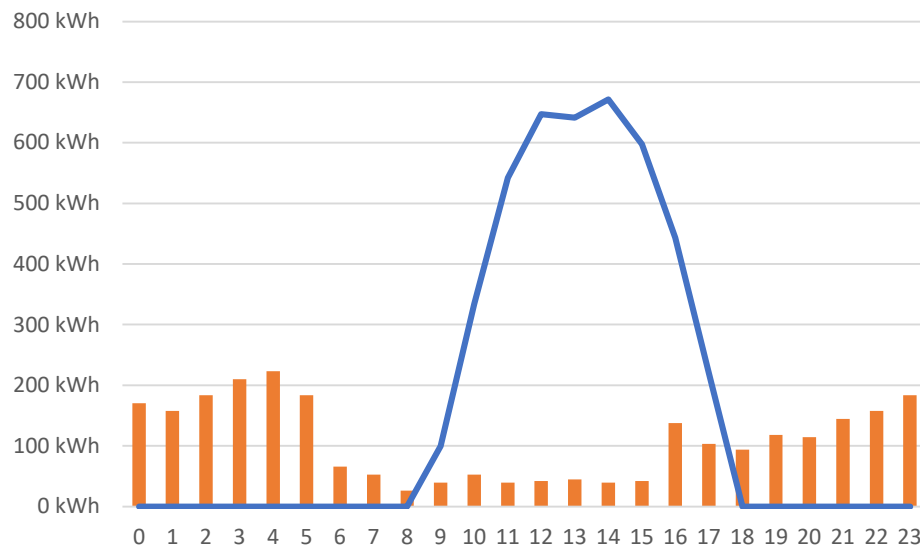


Figura 45 Potencia generada y consumida sin nuevo criterio para el día 20 de diciembre. Fuente: Propia.

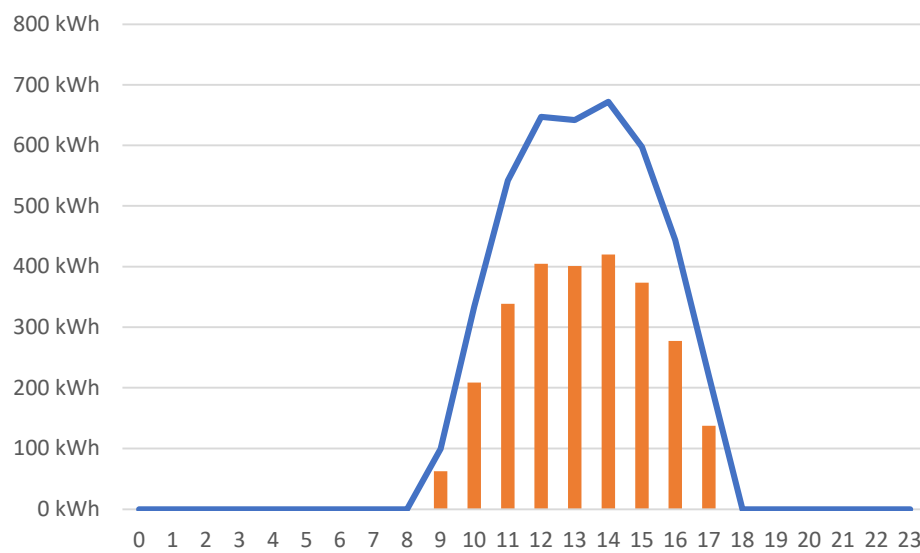


Figura 46 Potencia generada y consumida con nuevo criterio para el 20 de diciembre. Fuente: Propia.

13 Conclusión

En el presente Trabajo de Fin de Máster se ha realizado el proyecto del diseño de una instalación fotovoltaica y estudio de su viabilidad económica para la comunidad de regantes en La Zarza-Perrunal de potencia pico 997,92 kWp.

En primer lugar, se han estudiado los importes de las facturas eléctricas del suministro, así como los consumos. Posteriormente, se ha analizado la demanda de consumo de las cargas del suministro en cuestión para poder valorar el consumo diurno como el consumo nocturno de la instalación.

En segundo lugar y partiendo del análisis del consumo diurno y nocturno, se ha estimado la energía producida para satisfacer el consumo diurno mediante la herramienta PVGIS, de forma que la instalación no quede sobredimensionada. A continuación, se ha calculado la potencia estimada a instalar de la instalación. Seguidamente, se ha calculado el número de paneles necesarios para la potencia estimada y se ha calculado la potencia pico de la instalación con los módulos fotovoltaicos elegidos. Con la simulación realizada, se han calculado las pérdidas de la instalación fotovoltaica y se han analizado cada una de ellas para poder reducirlas y optimizarlas lo máximo posible.

En tercer lugar, se ha analizado cada uno de los diseños propuestos para elegir uno de ellos y poder realizar el diseño final del mismo por el que finalmente se ha optado por el diseño de la instalación sobre suelo por tener un presupuesto base de ejecución inferior al de la alternativa con el sistema de flotación y un sistema de estructura menos complicado.

En cuarto lugar, se ha realizado el presupuesto detallado del proyecto de la instalación fotovoltaica a partir del cual realizar el estudio de la viabilidad económica de la instalación analizando tanto el tiempo de retorno de la inversión de la instalación como la tasa interna de retorno.

En quinto lugar, se ha realizado un análisis del nuevo criterio de gestión de la demanda el cuál optimizaría la energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica, así como la suministrada por la red y empleada en el sistema y permitiría abaratar el importe de la factura eléctrica puesto que se consumiría prácticamente todo en periodo P6, periodo valle.

En conclusión, realizando el análisis sobre los resultados obtenidos en cuanto al tiempo de retorno de la inversión, así como la tasa interna de retorno se recomienda la inversión de la instalación fotovoltaica propuesta ya que no solo es una buena inversión, sino que además promueve la generación limpia de energía eléctrica y por lo tanto se invierte también en el medio ambiente.

14 Bibliografía

- AEMET. (1984-2010). *AEMET*. Obtenido de AEMET: <https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=4642E&k=undefined>
- BOE 1066 núm.21, 3. (15 de enero). *COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS*.
- Energético, C. (11/02/2021). ¿CÓMO AFECTA LA SUCIEDAD A LAS PLACAS SOLARES?
- IRENA, I. (2022). Renewable capacity statistics 2022 International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Jardín de la Astronomía, C. d. (20/04/2014). LA ALTURA DEL SOL.
- Junta de Andalucía, J. d. (7 de 6 de 2022). Estrategia Energética de Andalucía 2030 (EEA2030).
- Ley 54/1997, B. (27 de noviembre). *Sector Eléctrico*.
- Naciones Unidas, O. (Septiembre 2015). Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.
- Naciones Unidas, O. (Septiembre 2015). Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.
- PVGIS, P. (2016). PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM.
- RD1110/2007, B. (24 de agosto). *Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*.
- RD1663/2000, B. (29 de septiembre). *Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*.
- RD1955/2000, B. (1 de diciembre). *Se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*.
- RD314/2006, B. (17 de marzo). *Código técnico de la edificación*.
- RD661/2007, B. (25 de mayo). *Se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*.
- RD842/2002, B. (2 de agosto). *REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN E ITC*.
- Real Decreto 477/2021, d. 2. (29 de Junio de 2021). *Real Decreto 477/2021, de 29 de junio*. Obtenido de Real Decreto 477/2021, de 29 de junio: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824
- Red Eléctrica de España, R. (12 de marzo de 2021). Más del 70 % de la generación eléctrica valenciana de 2020, libre.
- UNEF, U. (2022). Energía Solar Apuesta Segura para la Recuperación Económica- Informe anual.

Presupuesto

Presupuesto

El presupuesto contiene el valor del coste de la instalación fotovoltaica, en el que se detalla el desglose de las distintas partidas involucradas en la realización de una instalación fotovoltaica. El presupuesto se ha realizado mediante el software *Presto* y a partir del cual se han obtenido los siguientes documentos:

1. Cuadro de Presupuesto
2. Resumen del Presupuesto

Adicionalmente, en el documento Anexos-Presupuestos, se pueden encontrar los siguientes documentos:

3. Cuadros de Descompuestos
4. Cuadro de Precios 1
5. Cuadro de Precios 2
6. Cuadro de Materiales
7. Cuadro de Mano de Obra
8. Cuadro de Maquinaria

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP01 ACTUACIONES PREVIAS, MOVIMIENTO DE TIERRAS y ACABADOS									
01.1	m³ EXCAVACION DE ZANJA CON MEDIOS MECANICOS Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla dura con grava compacta, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.						768,94	39,90	30.680,71
01.2	m³ RELLENO ZANJA TIERRAS PROPIAS SELECCIONADAS Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con tierra seleccionada procedente de la propia excavación y compactación en tongadas sucesivas de 20 cm de espesor máximo con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501. Incluso cinta o distintivo indicador de la instalación. El precio no incluye la realización del ensayo Proctor Modificado.						730,49	12,79	9.342,97
01.3	Ud ARQUETA PREFABRICADA HORMIGÓN REGISTRO 40X40 Arqueta de paso enterrada, prefabricada de hormigón, de dimensiones interiores 40x40x50 cm, sobre solera de hormigón en masa HM-20/B/20/X0 de 20 cm de espesor, con marco y tapa prefabricados de hormigón armado y cierre hermético al paso de los olores mefficos; previa excavación con medios mecánicos y posterior relleno del trasdós con material granular.						7,00	91,45	640,15
01.4	m2 Desbroce y limpieza del terreno Desbroce y limpieza del terreno de topografía con desniveles mínimos, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados.						11.520,00	1,19	13.708,80
TOTAL CAPÍTULO CAP01 ACTUACIONES PREVIAS, MOVIMIENTO DE TIERRAS y ACABADOS									54.372,63

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP02 ESTRUCTURA SOPORTE PANELES									
02.1	Ud ESTRUCTURA SOPORTE ALUMINIO HINCADO								
	Estructua de aluminio para hincado al suelo 2V o similar. La inclinacion es de 20°. El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales, de manera que cada pieza omega. Se incluye los herrajes y carriles para ambiente C3 , el kit de nivelación de herrajes (ambiente C3) y el transporte de la estructura. La tornillería es desmontable, con sistema autoblo-cante mecánico y con arandela de presión. Incluso transporte, preparación del terrano por medios mecánicos, descarga mediante grúa y apeos necesarios. Totalmente montada.								
							1.848,00	119,82	221.427,36
	TOTAL CAPÍTULO CAP02 ESTRUCTURA SOPORTE PANELES								221.427,36

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP03 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS									
03.1	<p>Ud MODULO FOTOVOLTAICO 540Wp</p> <p>Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, de potencia 540 Wp con tolerancia de 0/+3% , cristal templado de 3.2 mm, con las siguientes características electricas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia nominal (0/+3%): 540W - Eficiencia del modulo minima: 20.94% - Corriente en el punto de maxima potencia (Imp): 13.27A - Tension en el punto de maxima potencia (Vmp):40.70 V - Corriente de cortocircuito (Isc): 13.85 A - Tension de circuito abierto (Voc): 49.42 V <p>Con las siguientes características fisicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dimensiones: 2274 X 1134 X 35 mm - Peso: 28.9 Kg - Tipo de célula: monocristalina - N° células en serie: 144 (6x24) - Cristal delantero: Cristal templado ultra claro de 3,2 mm - Marco: Aleacion de aluminio anodizado. - Caja de Conexiones: QC 4.10. - Cables: cable solar 4 mm2 <p>Con el siguiente rango de funcionamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Temperatura: -40°C a +85°C - Maxima tension: 1.000 V - Sistema de proteccion: IP68 - Carga Máxima viento: 130km/h - Carga Máxima nieve: 551 Kg/m2 <p>Incluso grapas pinza para fijacion a estructura y tornillos autobroscantes para grapas inoxidables 5,5x30 y resto de accesorios para conexionado entre paneles solares y a la estructura soporte, y la conexión del cableado. Incluso limpieza previa de la superficie de la placa, completamente montado, probado y funcionando.</p>								
							1.848,00	182,78	337.777,44
	TOTAL CAPÍTULO CAP03 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....								337.777,44

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP04 INVERSORES									
04.1	Ud. CONJUNTO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS								
	Conjunto formado por un Inversor Sungrow 250HX, dos inversores Sungrow SG350HX, un gestor de energía Sungrow EMU200A, sistema de datos Logger1000A, una caja de protecciones que incluye las protecciones contra sobre tensiones transitorias (rayos) para el inversor inversor y para las protecciones de corriente alterna y continua, ya montadas. Totalmente montado, probado y funcionando.								
	Inversor	1					1,00		
								32.303,29	32.303,29
	TOTAL CAPÍTULO CAP04 INVERSORES.....								32.303,29

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
CAPÍTULO CAP05 CABLEADO INSTALACIÓN FV										
05.1	<p>m CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X6 mm2</p> <p>Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p>							1.060,00	1,45	1.537,00
05.2	<p>m Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 95mm2.</p> <p>Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>						50,00	31,55	1.577,50	
05.3	<p>m CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 110 mm</p> <p>Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 110 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pistón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.</p>						50,00	8,65	432,50	
05.4	<p>m CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X4 mm2</p> <p>Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p>						2.535,00	1,41	3.574,35	
05.5	<p>m Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 120mm2.</p> <p>Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 120 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>						57,00	32,68	1.862,76	

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
05.6	<p>m Cable eléctrico media tensión 12/20 kV 16 mm² aluminio</p> <p>Cable eléctrico unipolar, Al Voltalene H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Endesa, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL RH5Z1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x16 mm² de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo, y con las siguientes características: reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos y nula emisión de gases corrosivos.</p>						723,00	3,69	2.667,87
05.7	<p>m CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 160 mm</p> <p>Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.</p>						57,00	13,00	741,00
05.8	<p>Ud Pequeño material</p> <p>Pequeño material como bridas para la sujeción de cables a los módulos/estructura y demás.</p>						1,00	3.180,00	3.180,00
TOTAL CAPÍTULO CAP05 CABLEADO INSTALACIÓN FV.....									15.572,98

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
CAPÍTULO CAP06 CUADROS ELÉCTRICOS										
06.1	<p>Ud CUADRO PROTECCION</p> <p>Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta ciega, grado de protección IP40, aislamiento clase II, de 1050x650x250 mm, con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Caja estanca con grado de protección IP40. - 69 Fusibles 16A gPV DC 1000V/40kA IEC 60269 - Descargador de sobretensión DC de clase C (tipo 2), con $U_c = 1.0000 \text{ Vdc}$, $I_{sn}=20 \text{ kA}$, $I_{max}40kA$ y $U_p<30 \text{ kV}$ - Regleta de puesta tierra. - Carril DIN. - Pegatinas Señalizadoras. - Entradas con borneros y prensaestopas o conexiones tipo Tyco o similar - Borneros de conexión corriente y comunicación RS485. - Peine de embarrado de alto amperaje. - Esquema eléctrico armario en formato papel- Marcado CE - Garantía de 24 meses. - Protector de sobretensiones fotovoltaica. - Prensaestopas IP-40. - Metacrilato protector eléctrico. - Pegatinas señalizadoras. - Planos de montaje y mantenimiento. - Placa de montaje en poliéster aislante. - Peines conductores de Cobre. - Bornas Bimetalicas de salida. - 3 Puntos de cierre en puerta. - Sistema de anclaje y/o sujecion a estructura, petril o suelo <p>Completamente montado, probado y funcionando.</p> <ul style="list-style-type: none"> -1 interruptor automático magnetotérmico tetrapolar de 200 A -2 interruptores automáticos magnetotérmicos tetrapolar de 315 A -1 interruptor diferencial tetrapolar de 250 A -2 interruptores diferencial tetrapolar de 400 A 							1,00	21.994,88	21.994,88
06.2	<p>Ud PARTIDA ALZADA DE ABONO ÍNTEGRO DE ACTUACIÓN EN CUADRO CGBT EXIS</p> <p>Partida alzada de abono íntegro de actuación en cuadro CGBT existente, consistente en la conexión del sistema de generación fotovoltaica. Se incluye la instalación de tres toroidales cerrados de 150/5 A hasta 70 mm² de la marca Schneider o similar, así como la instalación de un gestor de autoconsumo e inyeccion cero modelo ITR 2.0 de la marca Lacecal o similar. Incluido todo el pequeño material eléctrico necesario para su correcta conexión, así como todos los trabajos necesarios para su correcto funcionamiento. Completamente instalado y comprobado su funcionamiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Interruptor diferencial: In 63 A; Poder de Corte 50 kA; Curva C; 4P; 300mA; AC -Interruptor magnetotérmico In 63 A; 4P 							1,00	784,30	784,30
TOTAL CAPÍTULO CAP06 CUADROS ELÉCTRICOS										22.779,18

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
CAPÍTULO CAP07 PUESTA A TIERRA										
07.1	Ud TOMA DE TIERRA DE INSTALACION SOLAR									
	Toma tierra de instalacion solar formada cable de cobre aislado 0,6/1kV de 1x16 mm ² amarillo /v verde para conexionado de la instalación desde las cajas de conexiones conexionado en el interior de arquetas equipotenciales de registro para instalación de puesta a tierra, con una toma de tierra independiente con picas de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, con cable de cobre de 35 mm ² de cobre desnudo hasta una longitud de 30 metros por arqueta, uniones mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registros de comprobación y puentes de prueba. Se incluyen arquetas, cableado picas y todos aquellos elementos necesarios para su correcta instalación. Instalado según REBT, ITC-BT-18 e ITC-BT-26, totalmente terminada para el conjunto de la instalación.									
							1,00	289,42	289,42	
	TOTAL CAPÍTULO CAP07 PUESTA A TIERRA.....								289,42	

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP08 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN									
08.1	Ud Centro de transformación de 0,8/15kV Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 800 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.						1,00	85.194,57	85.194,57
08.2	Ud Centro de transformación de 0,4/15kV Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.						1,00	63.994,57	63.994,57
TOTAL CAPÍTULO CAP08 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....									149.189,14

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP09 SERVICIOS AUXILIARES									
09.1	Ud. Router con sim 4G Instalación de sistema de comunicación con servidor para volcado de datos de producciones eléctricas FV, por medio de un router 4G con SIM integrada. Incluso pequeño material eléctrico, toma de corriente y demás accesorios necesarios para su correcta instalación. completamente instalado y comprobado para su funcionamiento. Precio del servicio para los 25 años.						1,00	1.717,52	1.717,52
09.2	m Vallado de parcela, malla de simple torsión Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 2 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluso accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.						448,00	20,98	9.399,04
09.3	Ud. Sistema de videovigilancia CCTV						1,00	12.152,77	12.152,77
09.4	Ud. Puerta cancela en vallado de parcela Puerta cancela de chapa de acero galvanizado, acabado lacado, de una hoja abatible, dimensiones 300x250 cm, perfiles rectangulares en cerco zócalo inferior realizado con chapa grecada de 1,2 mm de espesor a dos caras, para acceso de vehículos. Apertura manual. Incluso bisagras o anclajes metálicos laterales de los bastidores, armadura portante de la cancela y recibidos a obra, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y cierre, acabado con imprimación antioxidante y accesorios.						1,00	3.111,58	3.111,58
TOTAL CAPÍTULO CAP09 SERVICIOS AUXILIARES									26.380,91

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
CAPÍTULO CAP10 AUTORIZACIONES Y PRUEBAS										
10.1	<p>Ud PRUEBAS INSTALACION SOLAR Y ELECTRICA</p> <p>Prueba de servicio de la instalación eléctrica, consistente en:</p> <p>1) GENERADOR FV: Verificación de certificaciones de prueba de calidad de módulos, estructura, etc...; Medida de puesta a tierra de la instalación, comprobación de distancia mínima entre filas, sombras, orientación, inclinación, etc.; Inspección de la canalización de las líneas.</p> <p>2) BAJA TENSIÓN: Medida de resistencia de puesta a tierra (por unidad en cuadro o báculo), según UNE 20.098; Medida de tensión en cuadro secundario o cuadro general entre fase y fases-neutro (por cuadro); comprobación del equilibrado de fases; Verificación de tiempo de disparo y sensibilidad de interruptores diferenciales (por interruptor) UNE 20-383-85; Verificación de interruptores de protección (por interruptor); Determinación de caída de tensión (por circuito) REBT-ITC- 017; Medida de aislamiento entre conductores activos y tierra, según REBT-ITC- 017, por circuito; Medida del factor de potencia a la entrada de cuadro (por circuito).</p> <p>3) OTRAS COMPROBACIONES (según estime la Dirección de Obra): Medida de la resistencia del aislamiento; comprobación de la continuidad del circuito de protección; medición de niveles de iluminación.</p>									
							1,00	5.181,49	5.181,49	
10.2	<p>Ud CERTIFICADO INSTALACIÓN Y LEGALIZACIÓN</p> <p>Certificado de instalación eléctrica en baja tensión, emitido por empresa instaladora habilitada en baja tensión de categoría especialista (BTE), y firmado por instalador habilitado en baja tensión (según modelo normalizado CERTACEN), junto con la legalización acorde al procedimiento de la GVA de: Instalaciones de generación de energía eléctrica de baja tensión destinadas a autoconsumo de potencia instalada superior a 10 kW.</p>									
							1,00	2.292,14	2.292,14	
TOTAL CAPÍTULO CAP10 AUTORIZACIONES Y PRUEBAS.....									7.473,63	

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP11 GESTION DE RESIDUOS									
11.1	m³ TIERRAS Y PETREOS DE LA EXCAVACIÓN Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.						38,45	2,52	96,89
11.2	m³ RDCs NATURALEZA PETREA RDCs Naturaleza petrea						23,07	13,39	308,91
11.3	m³ RDCs NATURALEZA NO PETREA RDCs Naturaleza no petrea						7,69	13,39	102,97
11.4	Ud ALQUILER SACAS Y CONTENEDORES Transporte de mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, con contenedor de 7 m³, a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. Incluso servicio de entrega, alquiler y recogida en obra del contenedor.						10,00	176,39	1.763,90
11.5	m³ RESIDUOS VEGETALES Canon de vertido por entrega de residuos vegetales producidos durante los trabajos de limpieza de solares, poda y tala de árboles, en vertedero específico. El precio no incluye el transporte.						576,00	7,60	4.377,60
TOTAL CAPÍTULO CAP11 GESTION DE RESIDUOS									6.650,27

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP12 SEGURIDAD Y SALUD									
12.1	Ud PARTIDA ALZADA ABONO INTEGR0								
							1,00	5.875,23	5.875,23
	TOTAL CAPÍTULO CAP12 SEGURIDAD Y SALUD.....								5.875,23

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO CAP13 INGENIERÍA									
0010C360	h Ingeniero Técnico						400,00	19,10	7.640,00
0010C350	h Ingeniero Superior						100,00	27,72	2.772,00
TOTAL CAPÍTULO CAP13 INGENIERÍA.....									10.412,00
TOTAL.....									890.503,48

RESUMEN DE PRESUPUESTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
CAP01	ACTUACIONES PREVIAS, MOVIMIENTO DE TIERRAS y ACABADOS.....	54.372,63	6,11
CAP02	ESTRUCTURA SOPORTE PANELES.....	221.427,36	24,87
CAP03	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	337.777,44	37,93
CAP04	INVERSORES.....	32.303,29	3,63
CAP05	CABLEADO INSTALACIÓN FV.....	15.572,98	1,75
CAP06	CUADROS ELÉCTRICOS.....	22.779,18	2,56
CAP07	PUESTA A TIERRA.....	289,42	0,03
CAP08	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	149.189,14	16,75
CAP09	SERVICIOS AUXILIARES.....	26.380,91	2,96
CAP10	AUTORIZACIONES Y PRUEBAS.....	7.473,63	0,84
CAP11	GESTION DE RESIDUOS.....	6.650,27	0,75
CAP12	SEGURIDAD Y SALUD.....	5.875,23	0,66
CAP13	INGENIERÍA.....	10.412,00	1,17
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		890.503,48	
13,00% Gastos generales.....		115.765,45	
6,00% Beneficio industrial.....		53.430,21	
SUMA DE G.G. y B.I.		169.195,66	
21,00% I.V.A.....		222.536,82	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		1.282.235,96	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		1.282.235,96	

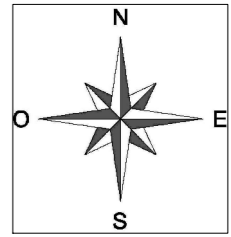
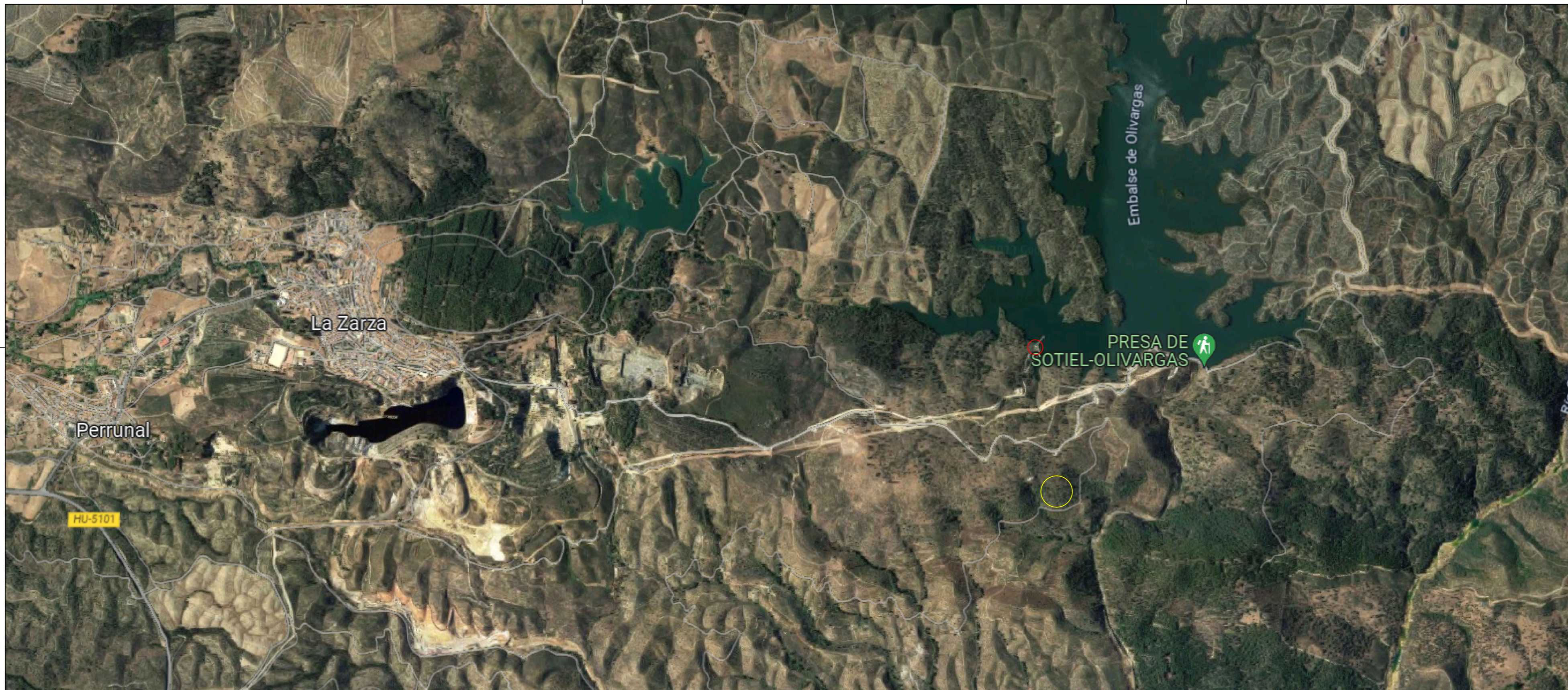
Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de UN MILLÓN DOSCIENTOS OCHENTA Y DOS MIL DOSCIENTOS TREINTA Y CINCO EUROS con NOVENTA Y SEIS CÉNTIMOS

, a 19 de mayo de 2023.

El promotor

La dirección facultativa

Planos



Detalle situación. Escala: 1/15 000



Detalle ubicación instalación fotovoltaica. Escala: 1/8 000

LEYENDA

- Suministro-Consumo
- Instalación Fotovoltaica

DATOS DEL EMPLAZAMIENTO:

Polígono 2 Parcela 3
 Dehesa de la Zarza (La Zarza-Perrunal)
 Ref. catastral: 21017A002000030000XA

Coordenadas UTM (Huso 30)
 X: 692088,54 m E | Y: 4175147,28 m N

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN
 TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

 UNIVERSITAT
 POLITÈCNICA
 DE VALÈNCIA

 ESCUELA
 TÉCNICA
 SUPERIOR
 DE INGENIERÍA
 INDUSTRIAL
 DE VALÈNCIA

Agusti Agusti Cabrera
 Autor proyecto

Proyecto: Proyecto de una instalación fotovoltaica y estudio de la viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de una comunidad de regantes situada en La Zarza-Perrunal, Huelva

Fecha: Mayo 2023 Escala:

Plano: Situación Nº Plano:

1

SUMINISTRO

Embalse de Olivargas

21004A005000960000TY

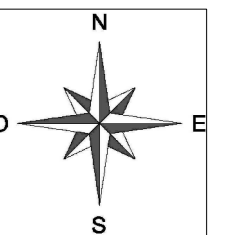
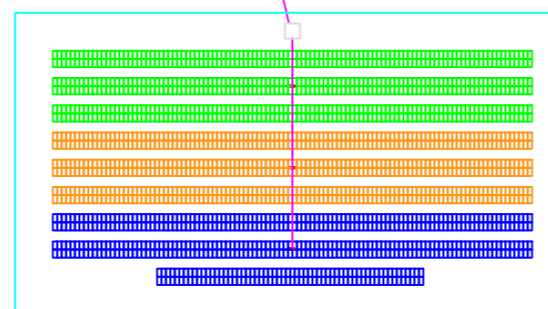
21004A005001000000TP

21004A005000970000TG

21004A005000560000TU

21004A005000550000TZ

21017A002000030000XA



LEYENDA

- Centro de transformación
- Vallado perimetral
- Módulos-INV1
- Módulos-INV2
- Módulos-INV3
- Inversores
- Línea de alterna

DATOS DEL EMPLAZAMIENTO:

Polígono 2 Parcela 3
Dehesa de la Zarza (La Zarza-Perrunal)

Ref. catastral: 21017A002000030000XA

Coordenadas UTM (Huso 30)
X: 692088,54 m E | Y: 4175147,28 m N

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIERÍA
INDUSTRIAL
DE VALÈNCIA

Agusti Agusti Cabrera
Autor proyecto

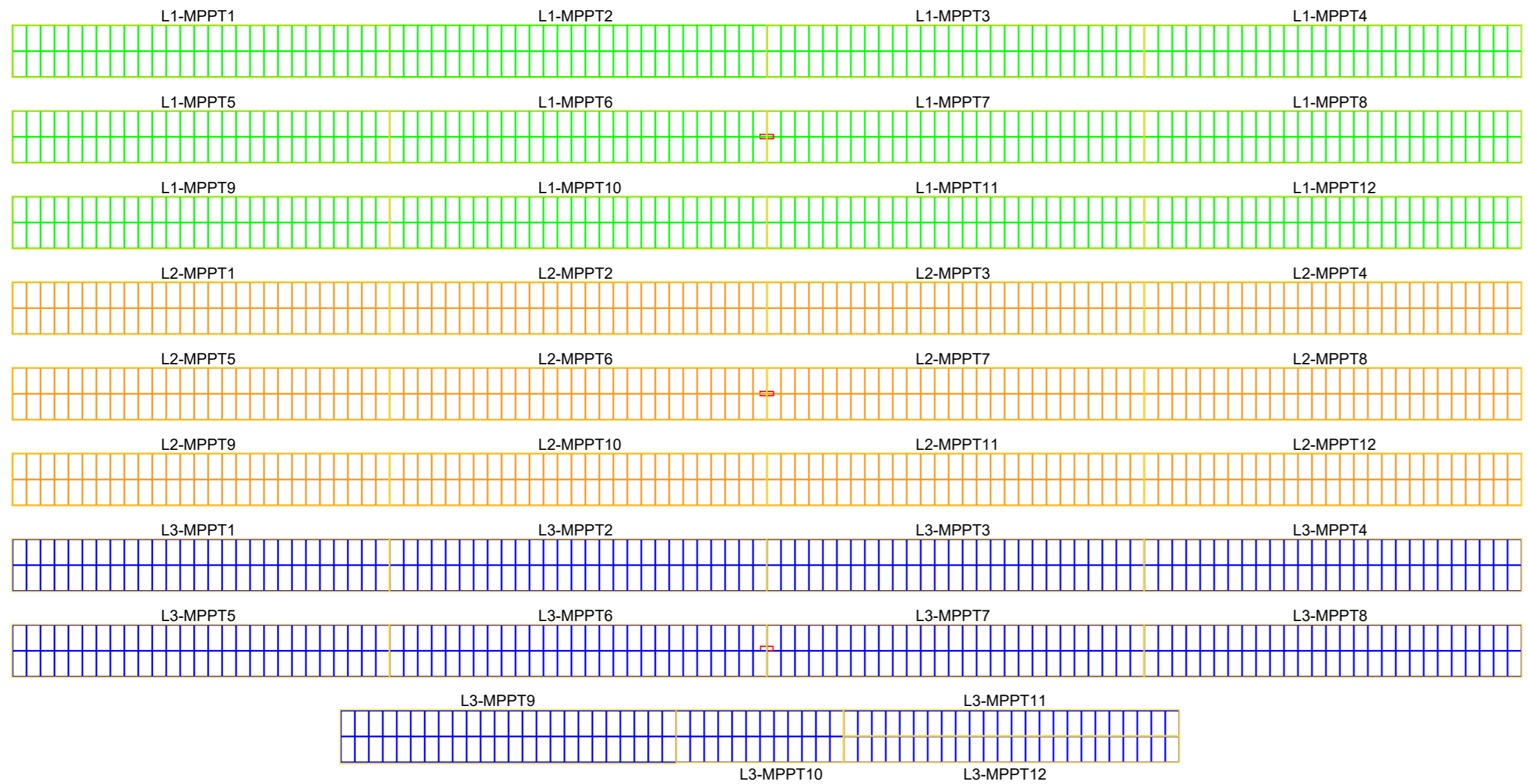
Proyecto: Proyecto de una instalación fotovoltaica y estudio de la viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de una comunidad de regantes situada en La Zarza-Perrunal, Huelva

Fecha: Mayo 2023

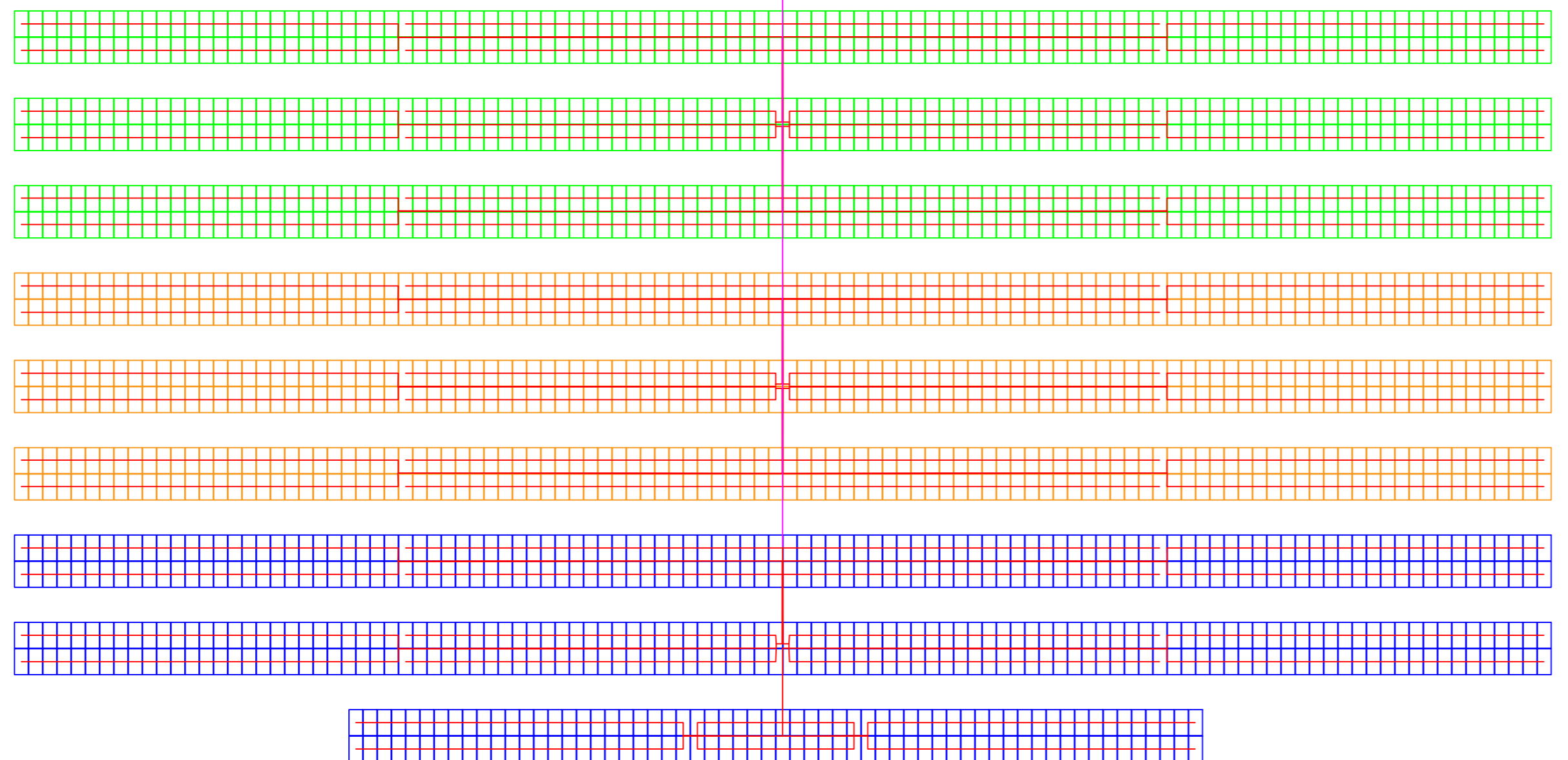
Escala: 1/2.000

Plano: Nº Plano:

Diseño A. Instalación fotovoltaica sobre suelo. Layout.

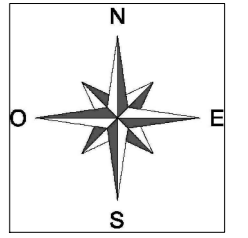


Detalle strings de la instalación fotovoltaica.



Detalle cableado de la instalación fotovoltaica.

MPPT	INV 1-350 kW		INV 2-350 kW		INV 3-250 kW	
	NºStrings/MPPT	Mod/String	NºStrings/MPPT	Mod/String	NºStrings/MPPT	Mod/String
1	2	27	2	27	2	27
2	2	27	2	27	2	27
3	2	27	2	27	2	27
4	2	27	2	27	2	27
5	2	27	2	27	2	27
6	2	27	2	27	2	27
7	2	27	2	27	2	27
8	2	27	2	27	2	27
9	2	27	2	27	2	24
10	2	27	2	27	1	24
11	2	27	2	27	1	24
12	2	27	2	27	1	24



LEYENDA

- Centro de transformación
- Vallado perimetral
- Módulos-INV1
- Módulos-INV2
- Módulos-INV3
- Inversores
- Línea de alterna
- Línea de continua

DATOS DEL EMPLAZAMIENTO:
 Polígono 2 Parcela 3
 Dehesa de la Zarza (La Zarza-Perrunal)
 Ref. catastral: 21017A002000030000XA
 Coordenadas UTM (Huso 30)
 X: 692088,54 m E | Y: 4175147,28 m N

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN
 TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Agusti Agusti Cabrera
 Autor proyecto

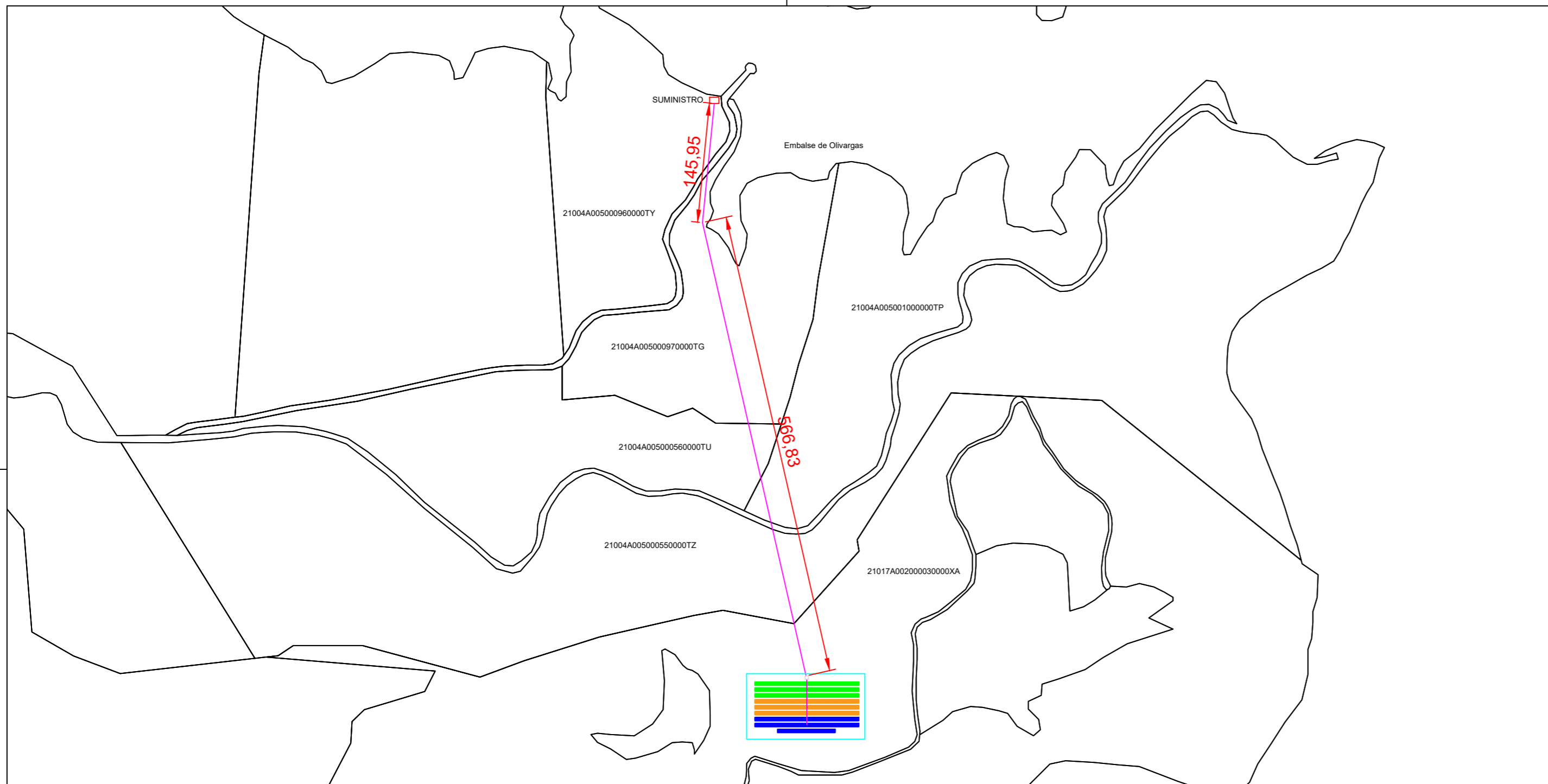
Proyecto: Proyecto de una instalación fotovoltaica y estudio de la viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de una comunidad de regantes situada en La Zarza-Perrunal, Huelva

Fecha: Mayo 2023

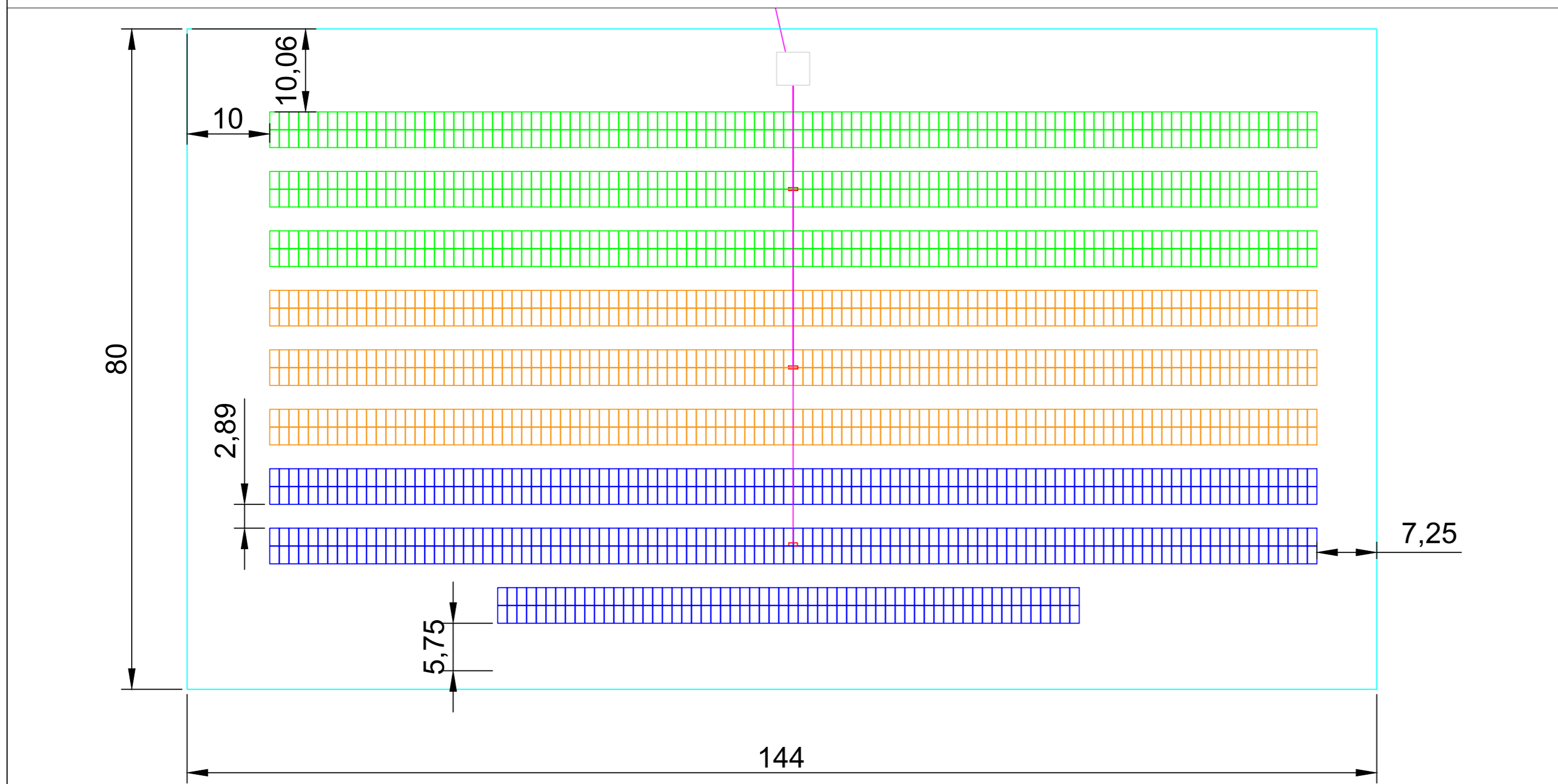
Escala: 1/400

Plano: Nº Plano:

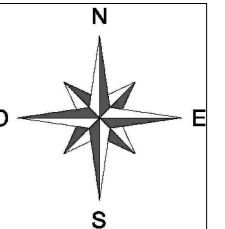
Diseño A. Instalación fotovoltaica sobre suelo. Detalles.



Detalle acotación línea de media tensión. Escala: 1/15 000



Detalle acotación del recinto de la instalación fotovoltaica. Escala: 1/500



LEYENDA	
	Centro de transformación
	Vallado perimetral
	Módulos-INV1
	Módulos-INV2
	Módulos-INV3
	Inversores
	Línea de alterna

DATOS DEL EMPLAZAMIENTO:	
Polígono 2 Parcela 3 Dehesa de la Zarza (La Zarza-Perrunal)	
Ref. catastral: 21017A002000030000XA	
Coordenadas UTM (Huso 30) X: 692088,54 m E Y: 4175147,28 m N	

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Agusti Agustí Cabrera
Autor proyecto

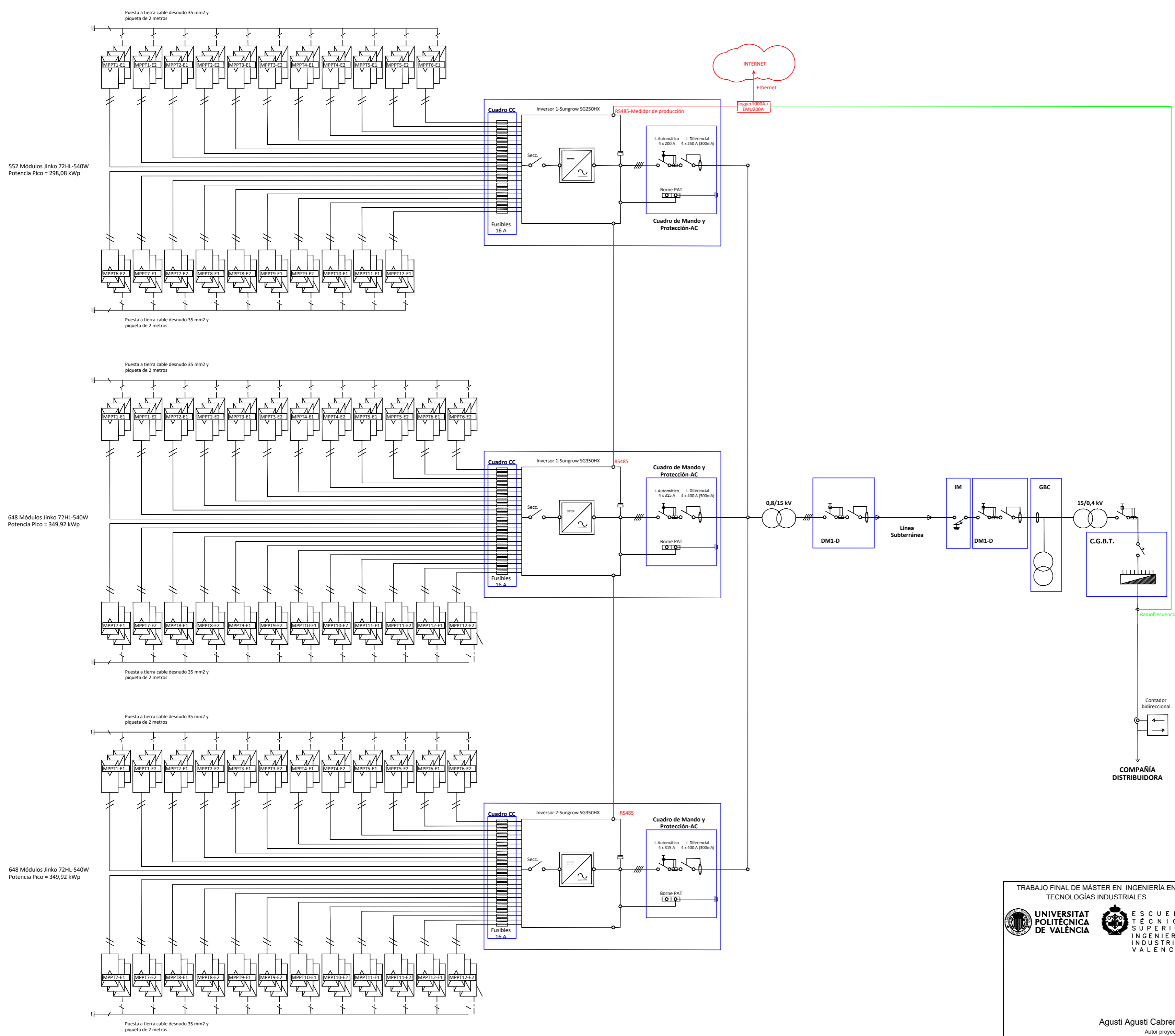
Proyecto: Proyecto de una instalación fotovoltaica y estudio de la viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de una comunidad de regantes situada en La Zarza-Perrunal, Huelva

Fecha: _____ Escala: _____

Mayo 2023

Plano: _____ Nº Plano: _____

Diseño A. Instalación fotovoltaica sobre suelo. Acotación



LÍNEA	Nº MÓDULOS	SECCIÓN	LONGITUD
L1-MPPT1-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L1-MPPT1-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L1-MPPT2-E1	27	2x4 mm ²	41 m
L1-MPPT2-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L1-MPPT3-E1	27	2x4 mm ²	41 m
L1-MPPT3-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L1-MPPT4-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L1-MPPT4-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L1-MPPT5-E1	27	2x4 mm ²	65 m
L1-MPPT5-E2	27	2x4 mm ²	65 m
L1-MPPT6-E1	27	2x4 mm ²	33 m
L1-MPPT6-E2	27	2x4 mm ²	33 m
L1-MPPT7-E1	27	2x4 mm ²	33 m
L1-MPPT7-E2	27	2x4 mm ²	33 m
L1-MPPT8-E1	27	2x4 mm ²	65 m
L1-MPPT8-E2	27	2x4 mm ²	65 m
L1-MPPT9-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L1-MPPT9-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L1-MPPT10-E1	27	2x4 mm ²	41 m
L1-MPPT10-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L1-MPPT11-E1	27	2x4 mm ²	41 m
L1-MPPT11-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L1-MPPT12-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L1-MPPT12-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT1-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT1-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT2-E1	27	2x4 mm ²	41 m
L2-MPPT2-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L2-MPPT3-E1	27	2x4 mm ²	41 m
L2-MPPT3-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L2-MPPT4-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT4-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT5-E1	27	2x4 mm ²	65 m
L2-MPPT5-E2	27	2x4 mm ²	65 m
L2-MPPT6-E1	27	2x4 mm ²	33 m
L2-MPPT6-E2	27	2x4 mm ²	33 m
L2-MPPT7-E1	27	2x4 mm ²	33 m
L2-MPPT7-E2	27	2x4 mm ²	33 m
L2-MPPT8-E1	27	2x4 mm ²	65 m
L2-MPPT8-E2	27	2x4 mm ²	65 m
L2-MPPT9-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT9-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT10-E1	27	2x4 mm ²	41 m
L2-MPPT10-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L2-MPPT11-E1	27	2x4 mm ²	0 m
L2-MPPT11-E2	27	2x4 mm ²	39 m
L2-MPPT12-E1	27	2x4 mm ²	72 m
L2-MPPT12-E2	27	2x4 mm ²	72 m
L3-MPPT1-E1	27	2x6 mm ²	72 m
L3-MPPT1-E2	27	2x6 mm ²	41 m
L3-MPPT2-E1	27	2x6 mm ²	41 m
L3-MPPT2-E2	27	2x6 mm ²	41 m
L3-MPPT3-E1	27	2x6 mm ²	72 m
L3-MPPT3-E2	27	2x6 mm ²	72 m
L3-MPPT4-E1	27	2x6 mm ²	65 m
L3-MPPT4-E2	27	2x6 mm ²	65 m
L3-MPPT5-E1	27	2x6 mm ²	33 m
L3-MPPT5-E2	27	2x6 mm ²	33 m
L3-MPPT6-E1	27	2x6 mm ²	33 m
L3-MPPT6-E2	27	2x6 mm ²	33 m
L3-MPPT7-E1	27	2x6 mm ²	33 m
L3-MPPT7-E2	27	2x6 mm ²	33 m
L3-MPPT8-E1	27	2x6 mm ²	65 m
L3-MPPT8-E2	27	2x6 mm ²	65 m
L3-MPPT9-E1	24	2x6 mm ²	45 m
L3-MPPT9-E2	24	2x6 mm ²	45 m
L3-MPPT10-E1	24	2x6 mm ²	38 m
L3-MPPT10-E2	24	2x6 mm ²	44 m
L3-MPPT11-E1	24	2x6 mm ²	44 m
L3-MPPT11-E2	24	2x6 mm ²	44 m
LAC-INV1-CT	648	3x95 mm ² +1x70 mm ²	14 m
LAC-INV2-CT	648	3x95 mm ² +1x70 mm ²	36 m
LAC-INV3-CT	552	3x120 mm ² +1x95 mm ²	57 m
LAC-CT-S	1848	3x16 mm ² +1x10 mm ²	723 m

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

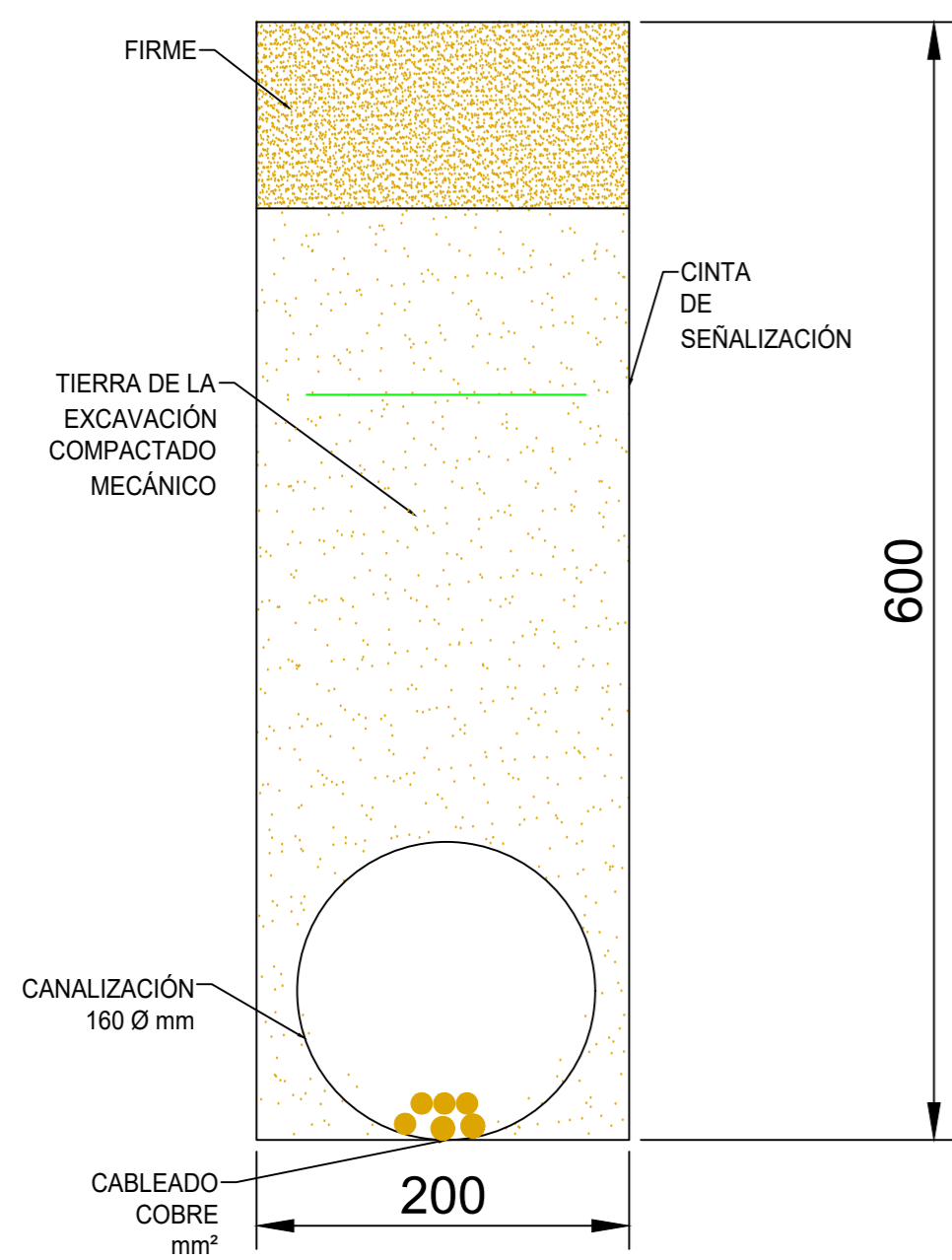
Agusti Agusti Cabrera
Autor proyecto

Proyecto: Proyecto de una instalación fotovoltaica y estudio de la viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de una comunidad de regantes situada en La Zarza-Perrunal, Huelva

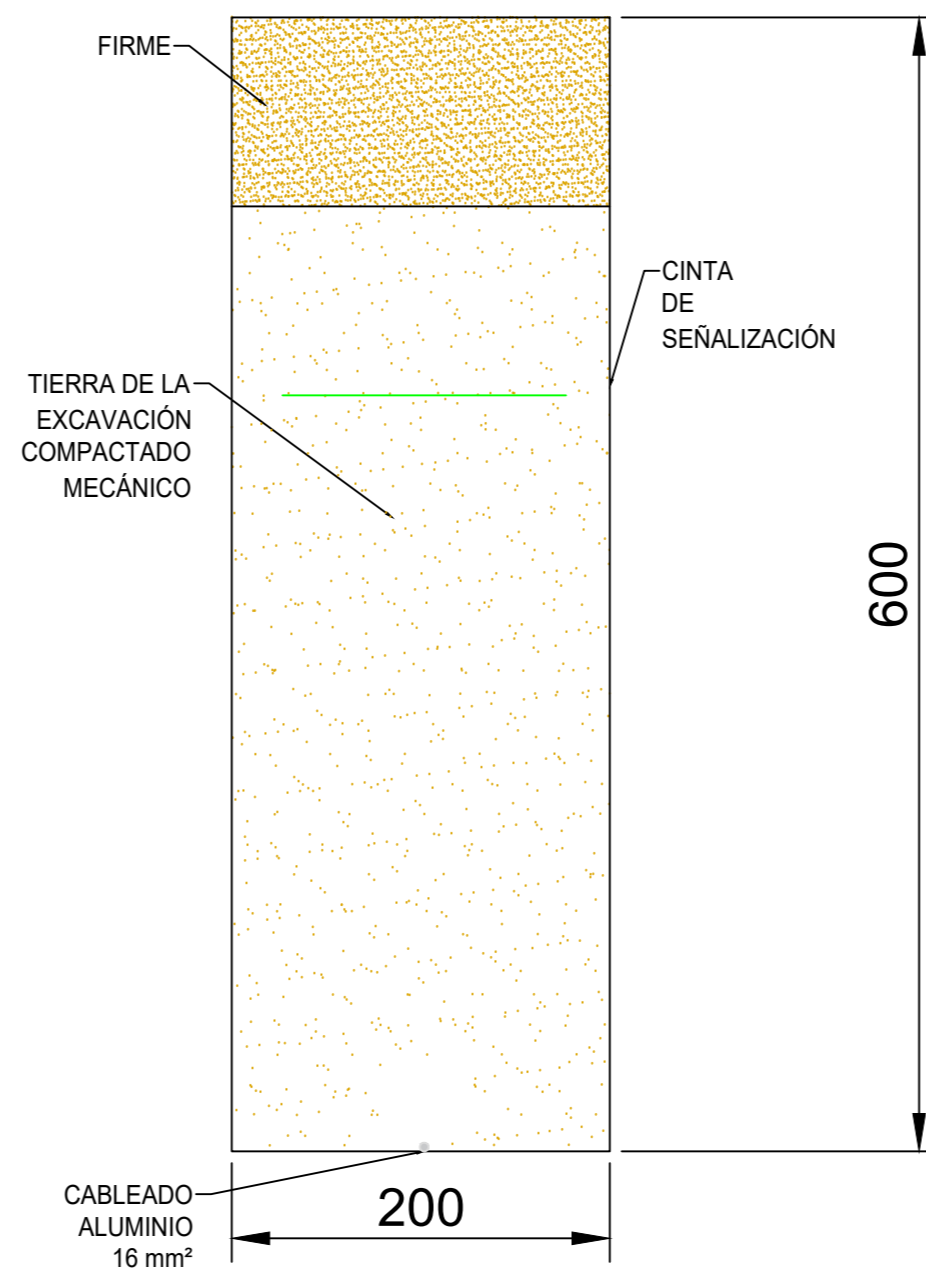
Fecha: Mayo 2023

Plano: Esquema Unifilar.

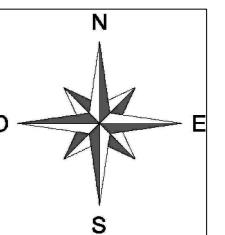
Escala: Nº Plano:



Detalle zanja cableado inversor-centro de transformación 0,4/15 kV.



Detalle zanja cableado alta tensión desde el centro de transformación de 0,4/15 kV a 15/0,8 kV.



LEYENDA	
	Centro de transformación
	Vallado perimetral
	Módulos-INV1
	Módulos-INV2
	Módulos-INV3
	Inversores
	Línea de alterna

DATOS DEL EMPLAZAMIENTO:	
Polígono 2 Parcela 3 Dehesa de la Zarza (La Zarza-Perrunal)	
Ref. catastral: 21017A002000030000XA	
Coordenadas UTM (Huso 30) X: 692088,54 m E Y: 4175147,28 m N	

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

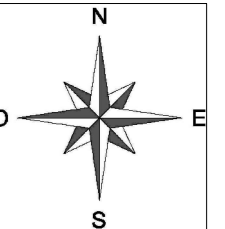
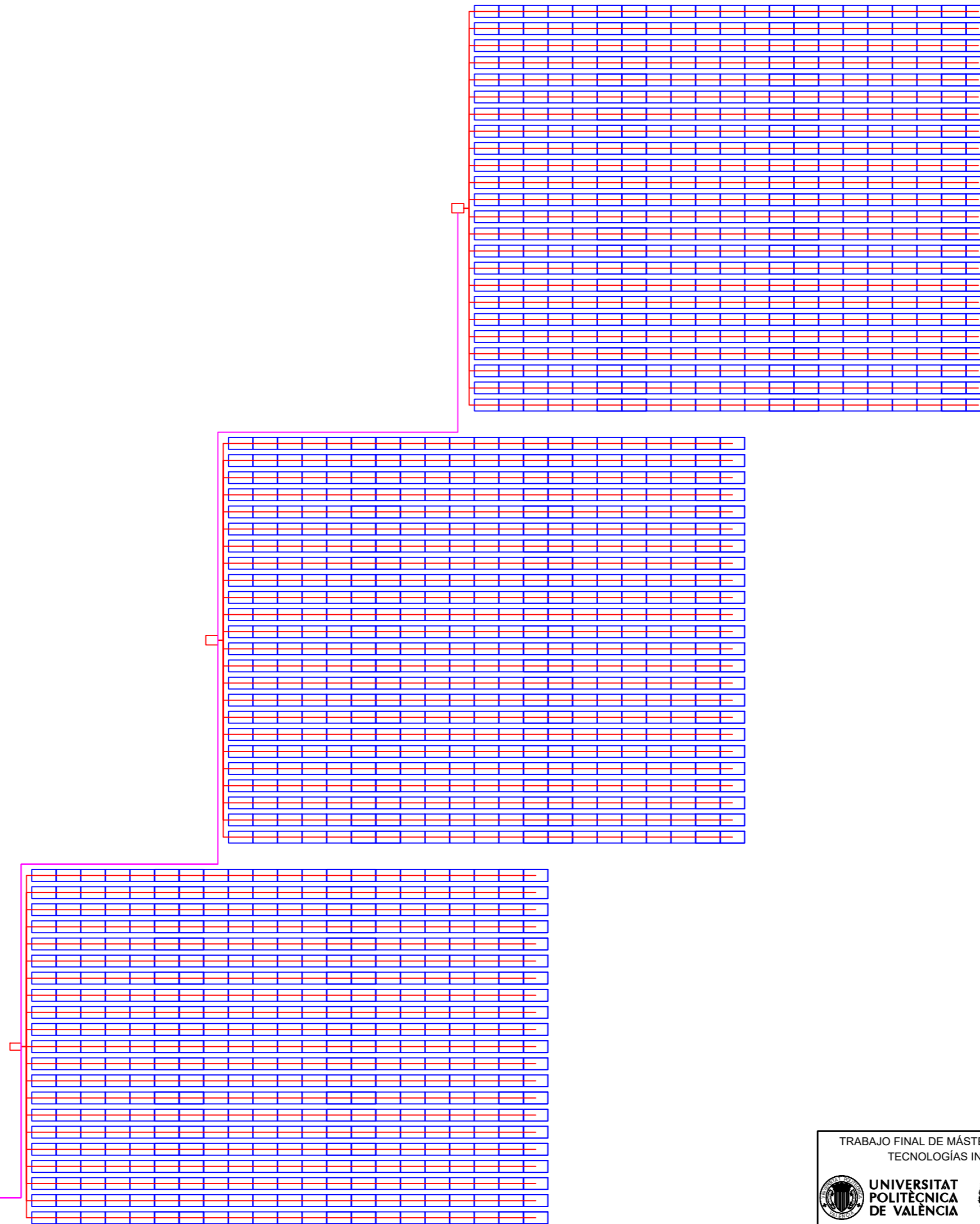
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Agusti Agusti Cabrera
Autor proyecto

Proyecto:	Proyecto de una instalación fotovoltaica y estudio de la viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de una comunidad de regantes situada en La Zarza-Perrunal, Huelva	
Fecha:	Mayo 2023	Escala: 1/4.000
Plano:	Detalle zanjas cableado.	Nº Plano:

Embalse de Olivargas

SUMINISTRO



LEYENDA	
□	Centro de transformación
—	Vallado perimetral
□	Módulos-INV1
□	Módulos-INV2
□	Módulos-INV3
□	Inversor
—	Línea de continua
—	Línea de alterna

DATOS DEL EMPLAZAMIENTO:	
Polígono 2 Parcela 3 Dehesa de la Zarza (La Zarza-Perrunal)	
Ref. catastral: 21017A002000030000XA	
Coordenadas UTM (Huso 30) X: 692088,54 m E Y: 4175147,28 m N	

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

 UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

 ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIERÍA
INDUSTRIAL
VALENCIA

Agusti Agusti Cabrera
Autor proyecto

Proyecto: Diseño de una instalación fotovoltaica y estudio de la viabilidad económica para el autoconsumo del bombeo de una comunidad de regantes situada en Almonaster la Real, Huelva

Fecha: Mayo 2023

Escala: 1/400

Plano: Nº Plano: 7

Diseño B. Instalación fotovoltaica flotante.

Pliego de Condiciones

Correspondiente al proyecto El Yarte

Índice

1	Pliego de condiciones generales	1
1.1	Objeto del documento	1
2	Documentos del proyecto	1
3	Definición y atribuciones.....	1
3.1	Dirección facultativa.....	1
3.2	Contratista.....	1
3.3	Propiedad o promotor	2
4	Interpretación del proyecto	2
5	Libro de órdenes	3
6	Condiciones no especificadas en el pliego	3
7	Permisos, licencias y dictámenes	3
8	Documentación previa al inicio de obras	3
9	Recepción provisional	3
10	Plazo de garantía	4
11	Recepción definitiva	4
12	Pliego de condiciones técnicas de la instalación fotovoltaica	4
12.1	Objeto.....	4
12.2	Generalidades	5
12.3	Definiciones.....	7
12.4	Diseño.....	9
12.4.1	Diseño del generador fotovoltaico.....	9
12.4.2	Diseño del sistema de monitorización	10
12.5	Componentes y materiales	10
12.5.1	Generalidades	10
12.5.2	Sistemas generadores fotovoltaicos	11
12.5.3	Estructuras soporte	11
12.5.4	Inversores	12
12.6	Cableado.....	13
12.7	Conexión a red	13
12.8	Medidas.....	14

12.9	Protecciones.....	14
12.10	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	14
12.11	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	14
12.12	Recepción y pruebas	15
12.13	Cálculo de la producción anual esperada.....	15
12.14	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	16
12.14.1	Generalidades	16
12.14.2	Programas de Mantenimiento	16
12.15	Garantías	17
12.15.1	Ámbito general de la garantía.....	17
12.15.2	Plazos.....	17
13	Pliego de condiciones técnicas de líneas subterráneas	18
13.1	Objeto.....	18
13.2	Formas de canalizaciones.....	18
13.3	Trazado.....	18
13.4	Seguridad.....	18
13.5	Materiales	18
13.5.1	Cables	18
13.5.2	Terminales.....	19
13.5.3	Empalmes	19
13.5.4	Cintas de identificación y abrazaderas de agrupación de cables.....	19
13.5.5	Arena	19
13.5.6	Tubos termoplásticos	19
13.5.7	Tornillería de conexión.....	19
13.6	Ejecución	19
13.6.1	Excavación	19
13.6.2	Retirada de tierras.....	20
13.6.3	Rellenos de zanjas con tierras, zahorras, u hormigón.....	20
13.6.4	Rellenos de zanjas con tierras u hormigón	20
13.6.5	Asiento de cables con arena (tamiz 032 UNE)	20
13.6.6	Colocación cinta señalización	21
13.6.7	Colocación protección mecánica.....	21
13.6.8	Colocación de tapón para tubo	21

13.6.9	Sellado de tubos	21
13.6.10	Tendido.....	21
13.6.11	Confección de terminales.....	23
13.6.12	Confección de empalmes	23
13.7	Pruebas eléctricas	23
14	Pliego de condiciones generales de la instalación	23
14.1	Calidad de los materiales	23
14.1.1	Obra civil.....	23
14.1.2	Transformadores	24
14.2	Normas de ejecución de las instalaciones.....	24
14.3	Pruebas reglamentarias	24
14.4	Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad	24
14.4.1	Previsiones generales.....	24
14.4.2	Puesta en servicio.....	25
14.4.3	Separación de servicio.....	25
14.4.4	Previsiones especiales.....	26
14.5	Certificados y documentación.....	26
14.6	Libro de órdenes	26

1 Pliego de condiciones generales

1.1 Objeto del documento

Son objeto de este pliego de condiciones todos los trabajos de los diferentes oficios necesarios para la realización del proyecto, incluidos todos los materiales y medios auxiliares, así como la definición de la normativa legal a que están sujetos todos los procesos y las personas que intervienen en la obra y el establecimiento previo de unos criterios y medios con los que puedan estimar y valorar las obras realizadas.

2 Documentos del proyecto

Este pliego de condiciones, juntamente con la Memoria, el Estado de Mediciones, Presupuesto y Planos, son los documentos que han de servir de base para la realización de las obras.

Documentos complementarios serán el Libro de Órdenes y Asistencia en el que la dirección Técnica podrá fijar cuantas órdenes crea oportunas para la mejor realización de las obras, y todos los planos o documentos de obra que a lo largo de la misma vaya suministrando la Dirección Técnica.

3 Definición y atribuciones

A los efectos de este pliego y demás documentos del Proyecto se fijan las siguientes definiciones, recordando cuales son las atribuciones principales de cada uno de ellos.

3.1 Dirección facultativa

Le corresponde realizar la interpretación técnica, económica y estética del Proyecto, así como señalar las medidas necesarias para llevar a cabo el desarrollo de la obra, estableciendo las adaptaciones, detalles, complementarios y modificaciones precisas para la realización correcta de la obra.

Deberá entregar a su debido tiempo los documentos que integran el Proyecto, desarrollando las soluciones de detalles y de obras que sean necesarias a lo largo de la misma.

3.2 Contratista

Es toda persona física, jurídica, pública o privada que de acuerdo con la legislación vigente se ocupa de la realización material de la obra o de una parte de ella por encargo directo de la propiedad.

No se consideran como tales los que hayan podido ser subcontratados o que trabajen según un concierto particular con el contratista o que ejecuten obras a destajo o colaboren en actividades parciales a través de acuerdos privados con él, en cuyo caso la responsabilidad en las posibles deficiencias o incumplimientos será exclusiva del contratista con quien haya establecido el convenio directo la propiedad, y de él dependerán las garantías y posibles gastos para las correcciones necesarias.

El contratista está obligado a conocer toda la reglamentación vigente y a cumplir su estricta observancia en todos los aspectos que le afecten.

Realizará la obra de acuerdo con el proyecto y con las prescripciones, órdenes y planos complementarios que la Dirección Técnica pueda ir dando a lo largo de las mismas.

Dispondrá de un encargado o un representante nominal en la obra, el cual recibirá las ordenes de la Dirección Técnica, siendo comunicadas dichas ordenes al constructor o contratista, en caso de ausencia, por el que hubiese firmado "El enterado" de la orden escrita en el libro de órdenes.

El contratista será el responsable ante los Tribunales de los accidentes que por impericia y descuido sobrevengan en la ejecución de la obra o que pudiera causarle a terceros por descuido o inobservancia de la reglamentación vigente.

Será el único responsable de las obras contratadas con la Propiedad y no tendrá derecho a indemnización alguna por errada maniobra que cometiese durante la ejecución.

3.3 Propiedad o promotor

Es aquella persona física o jurídica, pública o privada que se propone ejecutar, con los cauces legales establecidos, una obra arquitectónica o urbanística.

Podrá exigirle a la Dirección Técnica que desarrolle iniciativas en forma técnicamente adecuadas para la ejecución de la obra, dentro de las limitaciones legales existentes.

El Propietario o Promotor, de acuerdo con lo que establece el Código Civil, podrá desistir en cualquier momento de la realización de las obras, sin perjuicio de la indemnización que, en su caso, deba satisfacer.

El Promotor estará obligado a suministrar los recursos necesarios para la buena marcha de la ejecución, abonando las Certificaciones de Obra del modo y forma que se haya establecido en el Contrato correspondiente.

Está obligado a facilitar al Técnico Superior Director, copia del Contrato a efecto de que este certifique de acuerdo con lo pactado.

En caso de no ser facilitado este documento, la Dirección Técnica certificara según criterio, e independientemente de lo preestablecido entre la Propiedad y el Contratista.

4 Interpretación del proyecto

Corresponde exclusivamente a la Dirección Técnica la interpretación del proyecto y la consiguiente expedición de ordenes complementarias para su desarrollo. La Dirección Técnica podrá ordenar, antes de la ejecución de las obras las modificaciones que crea oportunas, siempre que no alteren las líneas generales del Proyecto, no excedan las garantías técnicas y sean razonablemente aconsejables por eventualidades surgidas durante la ejecución de los trabajos o por mejoras que sea conveniente introducir.

También la dirección Técnica podrá ordenar rehacer todo tipo de obra o partida, parcial o totalmente, si según su criterio estima que está mal ejecutada o no responde a lo especificado en el Proyecto.

5 Libro de órdenes

El contratista tendrá en la obra el Libro de Órdenes y Asistencia para que los Técnicos Directores de la obra consignen cuantas ordenes sean oportunas y las observaciones sobre las que deba quedar constancia.

El Contratista, firmado su enterado, se obliga al cumplimiento de lo allí ordenado si no reclama por escrito dentro de las 48 horas siguientes ante el Técnico Director.

6 Condiciones no especificadas en el pliego

Todas las condiciones no especificadas en este Pliego se regirán por las del Pliego General de Condiciones Varias de la Edificación.

7 Permisos, licencias y dictámenes

El contratista tendrá que obtener los permisos, licencia y dictámenes necesarios para la ejecución de las obras y que sean necesarios para la obtención de la aprobación y autorización de puesta en servicio, por parte de la Delegación de Industria o de las distintas Compañías Suministradoras.

8 Documentación previa al inicio de obras

Una vez adjudicada la obra definitivamente y antes de iniciar las distintas unidades, el Contratista presentará al Técnico encargado, los catálogos, cartas, muestras, Certificados de Garantía de Homologación, Fichas Técnicas, etc. de los materiales a utilizar en obra.

No se podrán emplear materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de la Obra.

Este control previo no constituye recepción definitiva y, por tanto, los materiales pueden ser rechazados por la Dirección de Obra, incluso después de ser colocados si no cumplieren las condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones, debiendo ser reemplazados por otros, que cumplan las especificaciones exigidas.

Los materiales y partidas rechazados por la Dirección de Obra, por no cumplir las especificaciones exigidas, tendrán que ser retirados por el Contratista, inmediatamente y en su totalidad. De no cumplirse esta condición, la Dirección de Obra podrá mandarlos retirar por los medios que crea oportuno por cuenta de la Contrata.

Todos los materiales y elementos estarán en perfecto estado de conservación y uso, y se rechazarán aquellos que estén averiados, con defectos o deterioros.

9 Recepción provisional

En presencia de la Propiedad, la Contrata y la Dirección Técnica se levantará Acta de Recepción Provisional, firmada por las personas arriba indicadas, después de practicado el reconocimiento

de las obras y si se estuviese conforme con todas y cada una de las especificaciones del Pliego de Condiciones.

A partir de esta fecha empezará a contar el plazo de garantía.

En caso de no admitirse las obras, la Dirección Técnica fijará un nuevo plazo en el que se deberá terminar o corregir los defectos hallados, e independientemente de esto podrá iniciarse por el afectado la reclamación legal que crea oportuna, de acuerdo con las condiciones del contrato, o por los daños y perjuicios que le pudiere haber causado el retraso.

10 Plazo de garantía

El plazo de garantía de la obra será el que al efecto se determine en el contrato de ejecución de obras y en su defecto 12 meses, contados a partir de la fecha del Acta de Recepción Provisional.

Durante este período la Contrata se obliga a realizar por su cuenta todas las obras de mantenimiento, conservación, etc. necesarias para su perfecto funcionamiento y uso.

11 Recepción definitiva

Estando las obras bien conservadas y en las mismas condiciones que en la recepción provisional, se levantará nueva Acta firmada por las mismas personas descritas en apartado anterior.

12 Pliego de condiciones técnicas de la instalación fotovoltaica

12.1 Objeto

- Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este pliego. Pretende servir de guía para instalaciones y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- El ámbito de aplicación de este pliego técnico de condiciones técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- En determinados supuestos para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada la necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para Promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su

inclusión en la memoria a presentar con la solicitud de la ayuda o en la memoria de diseño o proyectos a presentar previamente a la verificación técnica.

12.2 Generalidades

Este pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendidas en su totalidad a la red de distribución.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas.

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.
- Orden Ministerial de 5 de Septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

- IDAE, octubre de 2002, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, en especial: Documento Básico HE Ahorro de Energía.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Resolución de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Circular 2/2007, de 29 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la puesta en marcha y gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

- Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Plan de Energías Renovables 2011-2020.
- Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.

12.3 Definiciones

- Radiación Solar: es la energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie.
- Irradiación: energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo.
- Instalaciones fotovoltaicas: aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- Línea y punto de conexión y medida: línea eléctrica mediante la cual se conectan instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Interruptor automático de la interconexión: dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general: dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

- Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Inversor: convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador: es la suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: es la suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.
- Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE): es una célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forma la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico: es un conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares definidas del modo siguiente:
 - o Irradiancia solar 1000 W/m²
 - o Distribución espectral AM 1,5G
 - o Temperatura de célula 25°C
- Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- TONC: temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 w/m² con distribución espectral AM 1,5G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento es de 1 m/s.
- Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- Revestimiento: cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
- Cerramiento: cuando los módulos constituyen el tejado o fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.
- Elementos de sombreado: cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o fachada del mismo.

- Superposición: la colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

12.4 Diseño

12.4.1 Diseño del generador fotovoltaico

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos cualificados deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, cualquier producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del I.D.A.E. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Cuando por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con los tres casos descritos en el apartado anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la memoria de solicitud y reservándose el I.D.A.E. su aprobación.

Cuando por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con los tres casos descritos en el apartado anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la memoria de solicitud y reservándose el I.D.A.E. su aprobación.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo con el método recomendado por el I.D.A.E.

Cuando por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con los tres casos descritos en el apartado anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la memoria de solicitud y reservándose el I.D.A.E. su aprobación.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo con el método recomendado por el I.D.A.E.

12.4.2 Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente DC a la entrada del inversor.
- Voltaje de las fases en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con una célula o módulo de tecnología equivalente. Optativo
- Temperatura ambiente en la sombra. Optativo
- Potencia reactiva del inversor

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario. Los datos se presentarán en forma de medidas horarias.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

12.5 Componentes y materiales

12.5.1 Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase 1 en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores) como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua que será de doble aislamiento.

La instalación incorpora todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Así el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la memoria de diseño o proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos respecto a la memoria de solicitud. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

12.5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 62215 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevara de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la memoria de solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobado por el I.D.A.E.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuitos reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del 10% de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y la reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales de cada una de las ramas del generador.

12.5.3 Estructuras soporte

Las estructuras soportes deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la memoria de solicitud y de diseño o proyecto un apartado justificativo de los puntos objetos de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del I.D.A.E. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE) y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, la sobrecarga del viento y nieve, de acuerdo a la indicado en el CTE

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería realizada en acero inoxidable cumpliendo el CTE. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojará sombra sobre los módulos.

La estructura soporte será calculada según el CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío cumplirá el CTE para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente cumplirá las normas UNIE-37-501 y UNIE-37- 508 con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

12.5.4 Inversores

Será del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada ida.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en modo isla.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante) incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuito en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- El inversor deberá inyectar en red, para potencias mayores del 10% de su potencia nominal,

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° C y 40° C de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa.

12.6 Cableado

Los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5 % y los de la parte de AC para que la caída de tensión sea inferior del 3% teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable DC y AC. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas.

12.7 Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

12.8 Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

12.9 Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y las ITC correspondientes.

En conexiones a la red trifásicas, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 TJm y 0,85 Um respectivamente) para cada fase.

12.10 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la memoria de solicitud y de diseño o proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

12.11 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en las diferentes Directivas de Compatibilidad Electromagnética:

- IEC 61000-3-4:1998 Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-4: Límites. Limitación de las emisiones de corrientes armónicas en las redes de baja tensión para equipos con corriente asignada superior a 16 A.
- EN 61000-3-11:2000 Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3: Límites. Sección 11: Límites de las variaciones de tensión, fluctuaciones de tensión y flicker en las redes públicas de alimentación de baja tensión. Equipos con corriente de entrada ≤ 75 A y sujetos a una conexión condicional
- EN 61000-6-2:2005 Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 6-2: Normas genéricas. Inmunidad en entornos industriales.
- EN 61000-3-12:2005 Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-12: Límites para las corrientes armónicas producidas por los equipos conectados a las redes públicas de baja tensión con corriente de entrada > 16 A y ≤ 75 A por fase.

- EN 61000-6-4:2007 Compatibilidad Electromagnética (CEM). Parte 6-4: Normas genéricas. Norma de emisión en entornos industriales.

- Directiva 2014/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética (refundición).

12.12 Recepción y pruebas

El instalador entregara al usuario un documento albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, centros de transformación, etc.) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y paradas en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada de acuerdo con los procedimientos explicados.
- Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación, no obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado.
- Durante este periodo el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para módulos fotovoltaicos que la garantía será de 8 años, contado a partir de la fecha de firma del acta de recepción provisional.
- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

12.13 Cálculo de la producción anual esperada

El Promotor proporcionará las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el Promotor serán los siguientes:

- Gdm(0): valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kW/m².dia, obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes Instituto Nacional de Meteorología o de algún organismo autonómico oficial.
- Gdm(x,B): valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/m².dia, obtenido a partir de la anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en el caso de ser estas superiores a un 10% anual. El parámetro x representa el azimut y b la inclinación del generador.
- PR: rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta la dependencia de la eficiencia con la temperatura, la eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad y las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.

12.14 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

12.14.1 Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento correctivo y preventivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los fabricantes.

12.14.2 Programas de Mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaicas conectadas a la red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 1.13.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias del periodo de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita semestral para el resto en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor y centro de transformación.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimientos realizadas en el libro de mantenimiento, que el que constara la identificación del personal de mantenimiento.

12.15 Garantías

12.15.1 Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a tercero, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

12.15.2 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de tres años para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos la garantía mínima será de 8 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

13 Pliego de condiciones técnicas de líneas subterráneas

13.1 Objeto

Este documento establece los criterios que han de cumplirse en la ejecución de la línea subterránea de interconexión entre los centros de transformación de la instalación fotovoltaica.

13.2 Formas de canalizaciones

La ejecución de las instalaciones de líneas subterráneas se realizará básicamente en los siguientes tipos de canalizaciones:

- Canalizaciones entubadas de máximo 5 tubos, que transcurrirán por terreno particular del interior de la instalación fotovoltaica.

13.3 Trazado

Las canalizaciones, discurrirán por terreno particular del interior del vallado de la instalación, en todos los casos pasando por zonas específicamente reservadas para ello. El trazado será lo más rectilíneo posible, evitándose ángulos pronunciados.

Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán en el terreno, los lugares donde se abrirán las zanjas, señalando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno.

Si hay posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios o trazados de otras líneas se indicarán sus situaciones, con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que, durante las operaciones del tendido, deben tener las curvas en función de la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar.

13.4 Seguridad

Las zanjas se realizarán cumpliendo todas las medidas de seguridad personal y vial indicadas en las Ordenanzas Municipales, Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Código de la Circulación, etc.

Todas las obras deberán estar perfectamente señalizadas y balizadas, tanto frontal como longitudinalmente (chapas, tableros, valla, luces, etc.). La obligación de señalizar alcanzará, no sólo a la propia obra, sino aquellos lugares en que resulte necesaria cualquier indicación como consecuencia directa o indirecta de los trabajos que se realicen.

13.5 Materiales

13.5.1 Cables

Los cables instalados cumplirán lo especificado en la Norma UNE 21022 y serán del tipo indicado en el proyecto.

Su sección será la indicada en el proyecto.

13.5.2 Terminales

Los terminales serán del tipo designado por el fabricante para la sección de los cables del proyecto.

Estarán de acuerdo con la naturaleza del aislamiento del cable. Serán de exterior o enchufables.

13.5.3 Empalmes

Serán del tipo designado por el fabricante para la sección de los cables del proyecto.

Estarán de acuerdo con la naturaleza del aislamiento de los cables a empalmar.

13.5.4 Cintas de identificación y abrazaderas de agrupación de cables

Las cintas de identificación serán de color amarillo, marrón o verde. Las abrazaderas de agrupación de cables serán de material sintético y de color negro.

13.5.5 Arena

La arena que se utilice para la protección de los cables será limpia, suelta, áspera, crujiente al tacto, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas. Si fuese necesario, se tamizará o lavará convenientemente. (Tamiz 032 UNE)

Se utilizará indistintamente de mina o de río, siempre que reúna las condiciones señaladas anteriormente; las dimensiones de los granos serán de 3 mm como máximo.

Estará exenta de polvo, para lo cual no se utilizará arena con granos de dimensiones inferiores a 0,2 mm.

13.5.6 Tubos termoplásticos

Los tubos tendrán un diámetro mínimo de 160 mm y serán de material termoplástico (libre de halógenos).

13.5.7 Tornillería de conexión

La tornillería será de paso, diámetro y longitud indicada para cada terminal. Estarán protegidos contra la oxidación por una protección adecuada.

13.6 Ejecución

13.6.1 Excavación

El constructor, antes de empezar los trabajos de excavación en apertura de zanjas, determinará las protecciones precisas, tanto de la zanja como de los pasos que sean necesarios. Decidirá las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos. Todos los elementos de protección y señalización los tendrá dispuestos antes de dar comienzo a la obra.

Las zanjas se abrirán en terrenos especificados y con las dimensiones de las zanjas serán las definidas en el proyecto.

En los casos especiales, debidamente justificados, en que la profundidad de la colocación de los conductores sea inferior al 60% de la indicada en el proyecto, se protegerán mediante tubos, conductos, chapas, etc., de adecuada resistencia mecánica.

En los cruzamientos y paralelismos con otros servicios, se atenderá a lo dispuesto en las especificaciones técnicas detalladas en la memoria. En cualquier caso, las distancias a dichos servicios serán, como mínimo, de 25 cm.

Para el caso de las interferencias con el oleoducto Huelva-Coria-Sevilla se tendrá en cuenta lo establecido en el punto 6.2. de la memoria técnica, así como los condicionantes impuestos por la propiedad, recogidos en los anexos del citado proyecto.

No se instalarán conducciones paralelas a otros servicios coincidentes en la misma proyección vertical. La separación entre los extremos de dichas proyecciones será mayor de 30 cm. En los casos excepcionales en que las distancias mínimas indicadas anteriormente no puedan guardarse, los conductores deberán colocarse en el interior de tubos de material incombustible de suficiente resistencia mecánica.

En los trazados curvos, la zanja se realizará de forma que los radios de los conductores, una vez situados en sus posiciones definitivas, sean como mínimo 15 veces el diámetro del cable.

Los cruces de las calzadas/caminos serán rectos, a ser posible perpendiculares al eje de las mismas.

La zanja se realizará lo más recta posible.

13.6.2 Retirada de tierras

La tierra sobrante, así como los escombros del pavimento y firme se llevará a escombrera o vertedero, debidamente autorizados con el canon de vertido correspondiente o se extenderá por la finca siempre buscando la mejor solución.

13.6.3 Rellenos de zanjas con tierras, zahorras, u hormigón

Una vez colocadas las protecciones del cable, se rellenará toda la zanja con tierra de la excavación o de préstamo, según el caso, apisonada, debiendo realizarse los 25 primeros cm de forma manual. Sobre esta tongada se situará la cinta de atención al cable.

El cierre de las zanjas se realizará por tongadas, cuyo espesor original sea inferior a 25 cm, compactándose inmediatamente cada una de ellas antes de proceder al vertido de la tongada siguiente.

El material de aportación para el relleno de las zanjas tendrá elementos con un tamaño máximo de 10 cm, y su grado de humedad será el necesario para obtener la densidad exigida, una vez compactado.

13.6.4 Rellenos de zanjas con tierras u hormigón

El relleno de zanjas en cruces se realizará con zahorras, o con hormigón HM-50, hasta la cota inferior del firme.

13.6.5 Asiento de cables con arena (tamiz 032 UNE)

En el fondo de las zanjas se preparará un lecho de arena, si así se decide, de las características indicadas, de 10 cm de espesor, que ocupe todo su ancho.

Una vez terminado el tendido, se extenderá sobre los cables colocados, una segunda capa de arena de 10 cm de espesor, como mínimo, que ocupe todo el ancho de la zanja.

13.6.6 Colocación cinta señalización

En las canalizaciones, salvo en los cruces en calzadas, se colocará una cinta de polietileno. Se colocarán a lo largo de la canalización, en número y distribución, según lo indicado en el proyecto.

13.6.7 Colocación protección mecánica

Sobre el asiento del cable en arena se colocará una protección mecánica de un tubo termoplástico de un diámetro de 160 mm o un tubo y una placa cubrecable, según el caso.

Se colocará la protección mecánica a lo largo de la canalización en número y distribución, según lo indicado en el proyecto.

13.6.8 Colocación de tapón para tubo

En la boca de los tubos termoplásticos sin ocupación de cables se colocarán los tapones correspondientes, debidamente presionados en su posición tope.

13.6.9 Sellado de tubos

En los tubos termoplásticos que contengan cables o en los tubos que se considere necesario por su proximidad de tuberías de agua, saneamientos o similares, se taponarán sus bocas con espuma poliuretano o cualquier otro procedimiento autorizado por la Dirección de Obra. Se seguirá, en cualquier caso, las instrucciones dadas por el fabricante.

13.6.10 Tendido

El transporte de bobinas de cable se realizará sobre camiones o remolques apropiados.

Las bobinas estarán convenientemente calzadas y no podrán retener con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina sobre la capa exterior del cable enrollado.

La carga y descarga se realizará suspendiendo la bobina por medio de una barra que pasen por el eje central de la bobina y con los medios de elevación adecuados a su peso. No se dejarán caer al suelo desde un camión o remolque.

Los desplazamientos de las bobinas sobre el suelo, rodándolas, se realizarán en el sentido de rotación indicado generalmente con una flecha en la bobina, con el fin de evitar que se afloje el cable.

El tendido se realizará con los cables soportados por rodillos adecuados que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable, dispondrán además de una base que impida su vuelco y su garganta tendrá las dimensiones necesarias para que circule el cable sin que se salga o caiga.

La distancia entre rodillos será tal que el cable, durante el tendido, no roce con la arena.

En las curvas se colocarán los rodillos precisos para que el radio de curvatura de los cables no sea inferior a 20 veces su diámetro, de forma que soporten el empuje lateral de cable.

Antes de empezar el tendido se estudiará el punto más apropiado para situar la bobina. En caso de trazados con pendiente, suele ser conveniente tender cuesta abajo. Se procurará colocarla lo más alejada posible de los entubados.

La bobina estará elevada y sujeta por medio de la barra y gatos apropiados. Tendrá un dispositivo de frenado eficaz. Su situación será tal que la salida de cable durante el tendido se realice por su parte superior.

Antes de tender el cable, se recorrerán con detenimiento las zanjas abiertas o en los interiores de los tubos, para comprobar que se encuentran sin piedra u otros elementos duros que puedan dañar a los cables en su tendido, realizando las verificaciones oportunas (paso de testigo por los tubos). Los cables deben ser siempre desenrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado, evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc., y teniendo siempre presente que el radio de curvatura del cable será superior a 20 veces su diámetro durante su tendido, y superior a 15 veces su diámetro, una vez instalado.

Cuando los cables se tiendan a mano, los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja. El cable se guiará por medio de una cuerda sujeta al extremo del mismo por una funda de malla metálica.

También se puede tender mediante cabrestantes, tirando de la vena del cable, al que se habrá adosado una cabeza apropiada y con un esfuerzo de tracción igual o inferior a $2,4 \text{ daN/mm}^2$ o al indicado por el fabricante del cable.

Los cabrestantes u otras máquinas que proporcionen la tracción necesaria para el tendido, estarán dotadas de dinamómetros apropiados.

El tendido de los conductores se interrumpirá cuando la temperatura ambiente sea inferior a 0°C , debido a la rigidez que a esas temperaturas toma el aislamiento.

Los conductores se colocarán en su posición definitiva, tanto en las zanjas como en canales de obra o las galerías, siempre a mano, sin utilizar palancas u otros útiles; quedarán perfectamente alineados en las posiciones indicadas en el proyecto.

Para identificar los cables unipolares se marcarán con cintas adhesivas de colores verde, amarillo y marrón, cada 1,5 m.

Cada 10 m, como máximo, y sin coincidir con las cintas de señalización, se pondrán unas abrazaderas de material sintético de color negro que agrupen la terna de conductores y los mantenga unidos.

En los entubados no se permitirá el paso de dos circuitos por el mismo tubo.

Cuando en una zanja coincidan líneas de distintas tensiones, se situarán en bandas horizontales a distinto nivel, de forma que en cada banda se agrupen los cables de igual tensión. La separación mínima entre cada dos bandas será de 25 cm. La separación entre dos cables multipolares dentro de una misma banda será de 10 cm, como mínimo.

La profundidad de las respectivas bandas de cables dependerá de las tensiones, de forma que la mayor profundidad corresponda a la mayor tensión.

Cuando se coloque por banda más de los circuitos indicados, se abrirá una zanja de anchura especial, teniendo siempre en cuenta las separaciones mínimas de 10 cm entre líneas.

No se dejará nunca el cable tendido en una zanja abierta sin haber tomado antes la precaución de cubrirlo con una capa de 10 cm de arena fina, y sus extremos protegidos convenientemente para asegurar su estanqueidad.

Antes del tapado de los conductores con la segunda capa de arena, se comprobará que durante el tendido no se han producido erosiones en la cubierta.

13.6.11 Confección de terminales

Se utilizarán los del tipo indicado en el proyecto, siguiendo para sus instalaciones las instrucciones y normas del fabricante, así como las reseñadas a continuación.

En la ejecución de los terminales, se pondrá especial cuidado en limpiar escrupulosamente la parte del aislamiento de la que se ha quitado la capa semiconductora. Un residuo de barniz, cinta o papel semiconductor es un defecto grave.

Los elementos que controlan el gradiente de campo serán los indicados por el fabricante y se realizarán con las técnicas y herramientas adecuadas.

13.6.12 Confección de empalmes

La ejecución de los empalmes se realizará siguiendo las instrucciones y normas del fabricante.

Se procurará, a ser posible, no efectuar ningún cruce de fases, y en el caso de ser indispensable, se extremarán las precauciones al hacer la curvatura.

Los manguitos para la unión de las cuerdas serán los indicados por el Director de Obra, y su montaje se realizará con las técnicas y herramientas que indique el fabricante, teniendo la precaución de que durante la maniobra del montaje del manguito no se deteriore el aislamiento primario del conductor.

13.7 Pruebas eléctricas

Antes de ser conectado a la red, el cable se someterá a verificaciones, para detectar los posibles daños producidos durante la manipulación del cable y accesorios.

- Se comprobará la continuidad y orden de fases.
- Se verificará la continuidad de la pantalla metálica.
- Se realizarán los ensayos dieléctricos de la cubierta y, en su caso, del aislamiento.

14 Pliego de condiciones generales de la instalación

14.1 Calidad de los materiales

14.1.1 Obra civil

El edificio destinado a alojar en su interior las instalaciones deberá cumplir con todas las especificaciones exigidas por el Promotor al fabricante

Sus elementos constructivos son los descritos en el apartado correspondiente de la Memoria del presente proyecto.

La base del edificio será de hormigón armado con un mallazo equipotencial.

Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial, estarán unidas entre sí mediante soldaduras eléctricas. Las conexiones entre varillas metálicas pertenecientes a diferentes elementos se efectuarán de forma que se consiga la equipotencialidad entre éstos.

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial podrá ser accesible desde el exterior del edificio.

Todos los elementos metálicos del edificio que están expuestos al aire serán resistentes a la corrosión por su propia naturaleza, o llevarán el tratamiento protector adecuado que en el caso de ser galvanizado en caliente cumplirá con lo especificado en la RU.-6618-A.

14.1.2 Transformadores

El transformador que instalar será el recogido en la memoria del proyecto. Se instalará según la guía de montaje facilitada por el fabricante.

14.2 Normas de ejecución de las instalaciones

Todas las normas de construcción e instalación del centro se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

14.3 Pruebas reglamentarias

La aparamenta eléctrica que compone la instalación deberá ser sometida a los diferentes ensayos de tipo y de serie que contemplen las normas UNE o recomendaciones UNESA conforme a las cuales esté fabricada.

Asimismo, una vez ejecutada la instalación, se procederá, por parte de entidad acreditada por los organismos públicos competentes al efecto, a la medición reglamentaria de los siguientes valores:

- Resistencia de aislamiento de la instalación.
- Resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Tensiones de paso y de contacto.

14.4 Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

14.4.1 Prevenciones generales

- Queda terminantemente prohibida la entrada en el local de esta estación a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.

- Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de "Peligro de muerte".
- En el interior del local no habrá más objetos que los destinados al servicio del centro de transformación, como banqueta, guantes, etc.
- No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local del centro de transformación y en caso de incendio no se empleará nunca agua.
- No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.
- Todas las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente sobre la banqueta.
- En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados por electricidad, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario. También, y en sitio visible, debe figurar el presente Reglamento y esquema de todas las conexiones de la instalación, aprobado por la Consejería de Industria, a la que se pasará aviso en el caso de introducir alguna modificación en este centro de transformación, para su inspección y aprobación, en su caso.

14.4.2 Puesta en servicio

- Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

14.4.3 Separación de servicio

- Se procederá en orden inverso al determinado en apartado 8, o sea, desconectando la red de baja tensión y separando después el interruptor de alta y seccionadores.
- Si el interruptor fuera automático, sus relés deben regularse por disparo instantáneo con sobrecarga proporcional a la potencia del transformador, según la clase de la instalación.
- Si una vez puesto el centro fuera de servicio se desea realizar un mantenimiento de limpieza en el interior de la aparamenta y transformadores no bastará con haber realizado el seccionamiento que proporciona la puesta fuera de servicio del centro, sino que se procederá además a la puesta a tierra de todos aquellos elementos susceptibles de ponerlos a tierra. Se garantiza de esta forma que en estas condiciones todos los elementos accesibles estén, además de seccionados, puestos a tierra. No quedarán afectadas las celdas de entrada del centro cuyo mantenimiento es responsabilidad exclusiva de la compañía suministradora de energía eléctrica.
- La limpieza se hará sobre banqueta, con trapos perfectamente secos, y muy atentos a que el aislamiento que es necesario para garantizar la seguridad personal, sólo se consigue teniendo la banqueta en perfectas condiciones y sin apoyar en metales u otros materiales derivados a tierra.

14.4.4 Prevenciones especiales

- No se modificarán los fusibles y al cambiarlos se emplearán de las mismas características de resistencia y curva de fusión.
- Para transformadores con líquido refrigerante (aceite o silicona) no podrá sobrepasarse un incremento relativo de 60K sobre la temperatura ambiente en dicho líquido. La máxima temperatura ambiente en funcionamiento normal está fijada, según norma CEI 76, en 40°C, por lo que la temperatura del refrigerante en este caso no podrá superar la temperatura absoluta de 100°C.
- Deben humedecerse con frecuencia las tomas de tierra. Se vigilará el buen estado de los aparatos, y cuando se observase alguna anomalía en el funcionamiento del centro de transformación, se pondrá en conocimiento de la compañía suministradora, para corregirla de acuerdo con ella.

14.5 Certificados y documentación

Se aportará, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada.
- Certificado de Dirección de Obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la Compañía Eléctrica suministradora.

14.6 Libro de órdenes

Se dispondrá en este centro del correspondiente libro de órdenes en el que se harán constar las incidencias surgidas en el transcurso de su ejecución y explotación.

ANEXOS

Informe PvSyst

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Instalación fotovoltaica para Comunidad de Regantes de La Zarza-Perrunal

Variant: Diseño A

No 3D scene defined, no shadings

System power: 998 kWp

Embalse de la Comunidad de regantes Almonaster la Real - Spain

Author

Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)



Project: Instalación fotovoltaica para Comunidad de Regantes de La Zarza-Perrunal

Variant: Diseño A

PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
04/06/23 14:04
with v7.3.4

Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Embalse de la Comunidad de regantes Almonaster la Real	Latitude 37.71 °N	Albedo 0.20
Spain	Longitude -6.82 °W	
	Altitude 161 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Embalse de la Comunidad de regantes Almonaster la Real		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs	
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth 20 / 0 °			
System information			
PV Array			
Nb. of modules	1848 units	Inverters	Nb. of units 3 units
Pnom total	998 kWp		Pnom total 954 kWac
			Pnom ratio 1.046

Results summary

Produced Energy	1906539 kWh/year	Specific production	1911 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.97 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10



Project: Instalación fotovoltaica para Comunidad de Regantes de La Zarza-Perrunal

Variant: Diseño A

PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
04/06/23 14:04
with v7.3.4

Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	20 / 0 °		
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

Array #1 - I1-250			
PV module			
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM-540M-72HL4-TV	Model	SG250-HX
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	552 units	Number of inverters	12 * MPPT 8% 1 unit
Nominal (STC)	298 kWp	Total power	250 kWac
Modules	24 Strings x 23 In series	Operating voltage	600-1500 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	272 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
U mpp	858 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	317 A		
PV module			
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM-540M-72HL4-TV	Model	SG350HX
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	352 kWac
Number of PV modules	1296 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	700 kWp	Total power	704 kWac
Array #2 - I2-350			
Number of PV modules	648 units	Number of inverters	12 * MPPT 8% 1 unit
Nominal (STC)	350 kWp	Total power	352 kWac
Modules	24 Strings x 27 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	319 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
U mpp	1007 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	317 A		
Array #3 - I3-350			
Number of PV modules	648 units	Number of inverters	12 * MPPT 8% 1 unit
Nominal (STC)	350 kWp	Total power	352 kWac
Modules	24 Strings x 27 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	319 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
U mpp	1007 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	317 A		



Project: Instalación fotovoltaica para Comunidad de Regantes de La Zarza-Perrunal

Variant: Diseño A

PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
04/06/23 14:04
with v7.3.4

Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	998 kWp	Total power	954 kWac
Total	1848 modules	Number of inverters	3 units
Module area	4765 m ²	Pnom ratio	1.05
		No power sharing	

Array losses

Thermal Loss factor		Serie Diode Loss		Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	-0.8 %
Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.1 % at STC		
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				

Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 4.7 mΩ
Loss Fraction 0.4 % at STC

Array #1 - I1-250

Global array res. 11 mΩ
Loss Fraction 0.4 % at STC

Array #2 - I2-350

Global array res. 17 mΩ
Loss Fraction 0.5 % at STC

Array #3 - I3-350

Global array res. 17 mΩ
Loss Fraction 0.5 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.27 % at STC

Inverters: SG250-HX, SG350HX

Wire section (3 Inv.) Copper 3 x 3 x 120 mm²
Average wires length 36 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV
Wires Alu 3 x 16 mm²
Length 723 m
Loss Fraction 0.63 % at STC



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
04/06/23 14:04
with v7.3.4

Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 15 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 988 kVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 0.99 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 9.88 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 6.48 mΩ



Project: Instalación fotovoltaica para Comunidad de Regantes de La Zarza-Perrunal

Variant: Diseño A

PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
04/06/23 14:04
with v7.3.4

Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 1906539 kWh/year

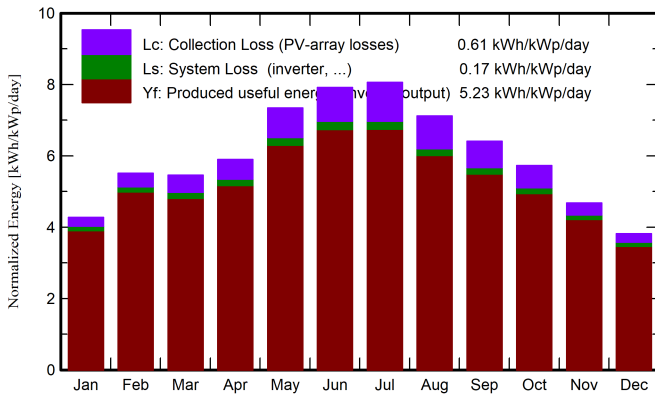
Specific production

1911 kWh/kWp/year

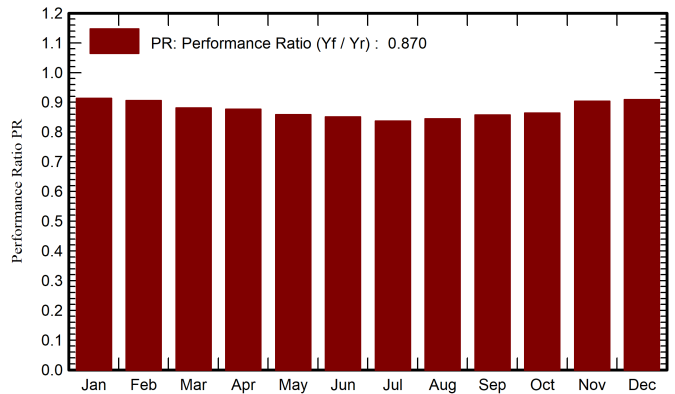
Perf. Ratio PR

86.97 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	88.1	26.26	8.83	132.5	129.1	124871	120832	0.914
February	113.7	31.58	11.70	154.2	150.9	143465	139506	0.906
March	143.6	52.37	14.70	169.1	165.3	154219	148768	0.881
April	165.1	67.21	16.39	177.0	173.0	160253	154749	0.876
May	225.4	65.06	20.35	227.7	222.5	201656	194999	0.858
June	242.6	64.79	23.32	237.5	232.1	208681	201762	0.851
July	251.3	52.63	27.39	249.8	244.7	215659	208725	0.837
August	208.9	55.31	26.53	220.7	216.0	191945	185945	0.844
September	167.2	50.63	24.06	192.3	188.2	169779	164590	0.858
October	137.3	39.72	22.60	177.5	173.7	158098	152919	0.863
November	96.4	28.33	14.34	140.2	137.1	129996	126430	0.903
December	76.4	24.95	11.43	118.2	115.1	110890	107314	0.909
Year	1916.2	558.84	18.51	2196.8	2147.7	1969512	1906539	0.870

Legends

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



Project: Instalación fotovoltaica para Comunidad de Regantes de La Zarza-Perrunal

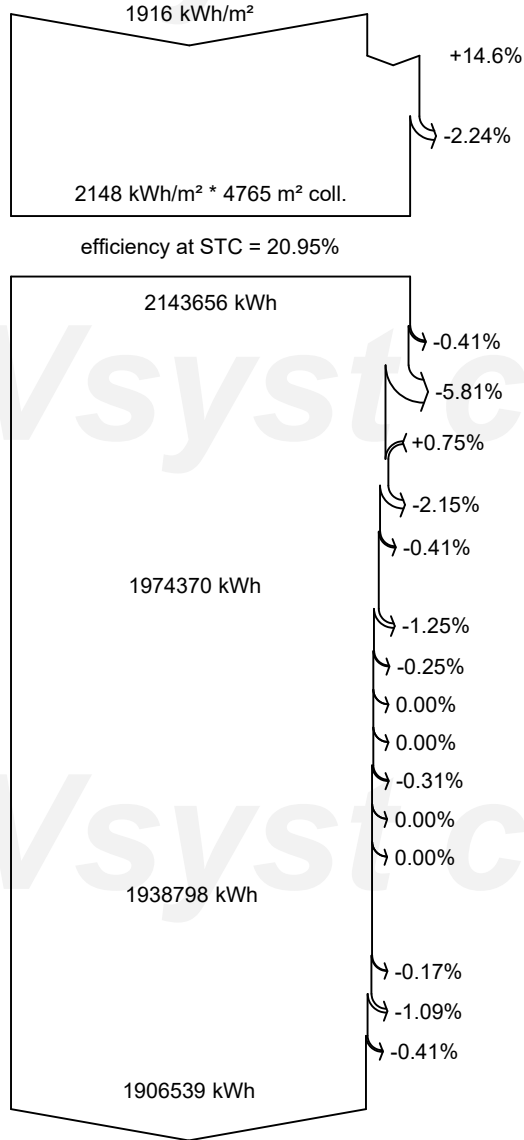
Variant: Diseño A

PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date: 04/06/23 14:04 with v7.3.4

Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)

Loss diagram



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- AC ohmic loss
- Medium voltage transfo loss
- MV line ohmic loss
- Energy injected into grid**



Project: Instalación fotovoltaica para Comunidad de Regantes de La Zarza-Perrunal

Variant: Diseño A

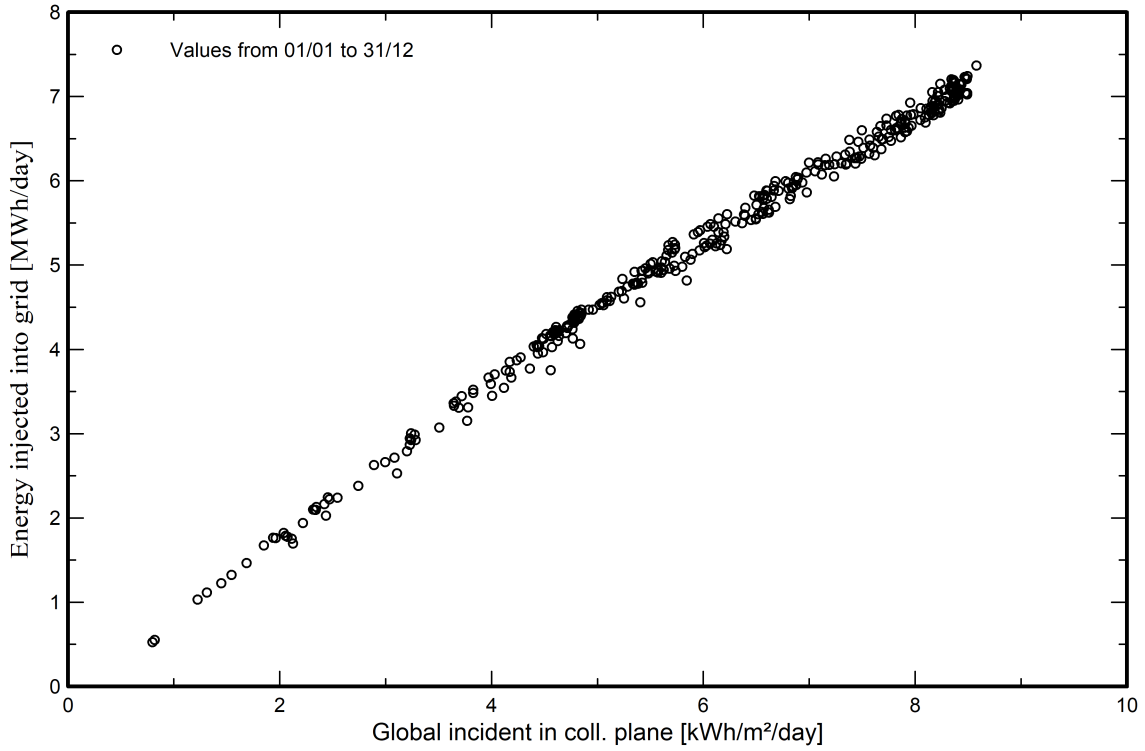
PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
04/06/23 14:04
with v7.3.4

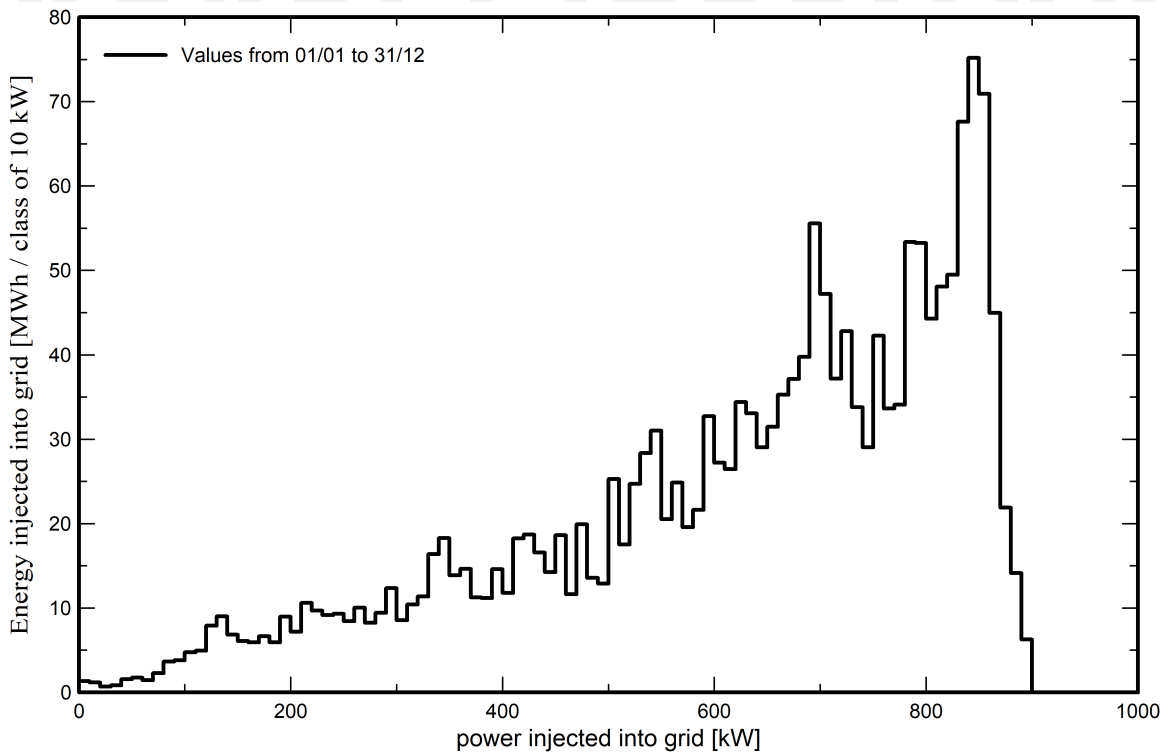
Politecnico di Milano - Dipartimento BEST (Italy)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source	PVGIS api TMY
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	0.0 %

Specified Deviation

Climate change	0.0 %
----------------	-------

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	1.8 %
-----------------------------	-------

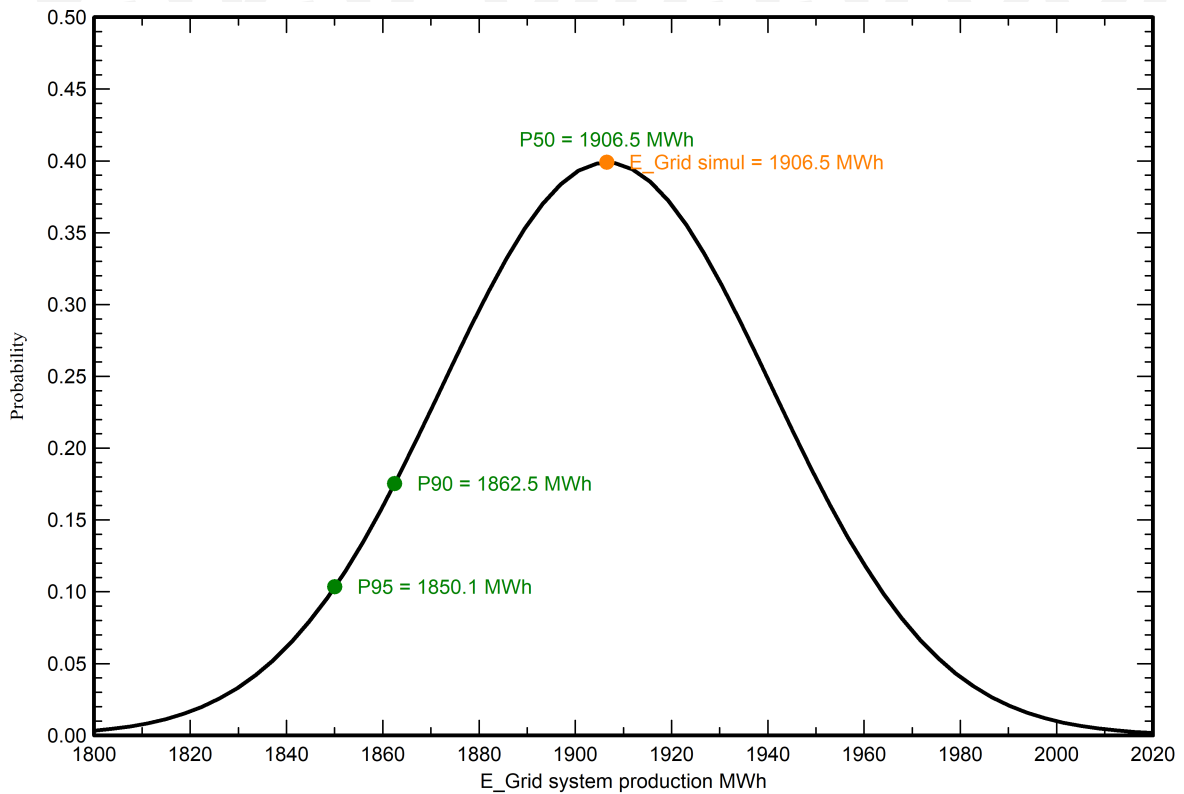
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

Annual production probability

Variability	34.4 MWh
P50	1906.5 MWh
P90	1862.5 MWh
P95	1850.1 MWh

Probability distribution

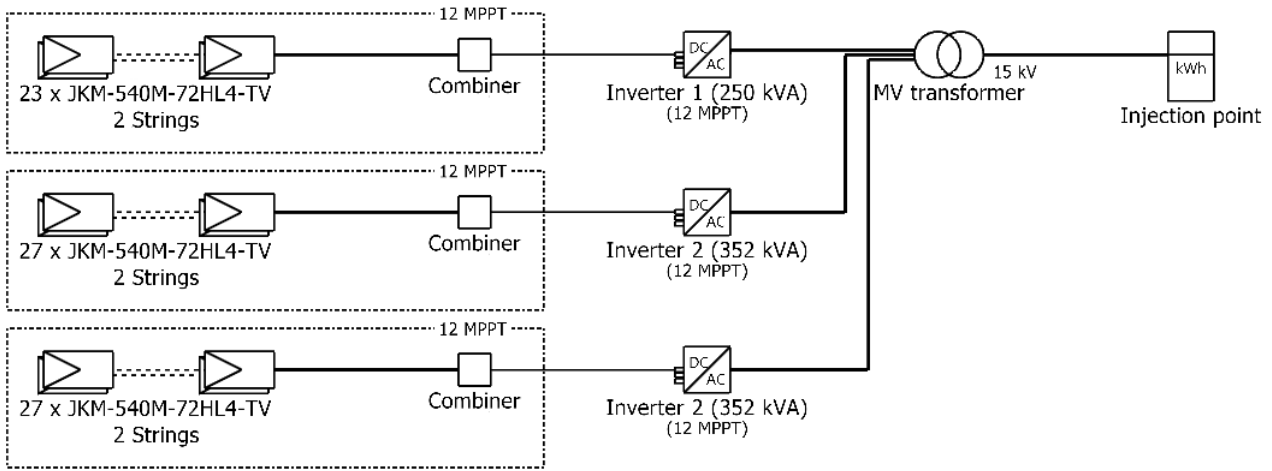




PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
04/06/23 14:04
with v7.3.4

Single-line diagram



PV module	JKM-540M-72HL4-TV
Inverter 1	SG250-HX
Inverter 2	SG350HX
String 1	23 x JKM-540M-72HL4-TV
String 2	27 x JKM-540M-72HL4-TV

Instalación fotovoltaica para Co
munidad de Regantes de La Zar

Politecnico di Milan
o - Dipartimento B

VC0 : Diseño A

04/06/23

Presupuesto

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP01 ACTUACIONES PREVIAS, MOVIMIENTO DE TIERRAS y ACABADOS						
01.1	m³		EXCAVACION DE ZANJA CON MEDIOS MECANICOS			
			Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla dura con grava compacta, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.			
Q01003AA	0,200	h	RETROEXCAVADORA DE NEUMATICOS DE POTENCIA ENTRE 77 Y 92	40,90	8,18	
Q01075AA	0,080	h	CAMION DE 12 Tm.	48,01	3,84	
m01exn050c	0,200	h	Retroexcavadora sobre neumáticos, de 85 kW, con martillo rompedo	72,80	14,56	
mo113	0,550	h	Peón ordinario construcción.	20,10	11,06	
			Suma la partida.....			37,64
			Costes indirectos.....		6,00%	2,26
			TOTAL PARTIDA.....			39,90

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TREINTA Y NUEVE EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS

01.2	m³		RELLENO ZANJA TIERRAS PROPIAS SELECCIONADAS			
			Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con tierra seleccionada procedente de la propia excavación y compactación en tongadas sucesivas de 20 cm de espesor máximo con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501. Incluso cinta o distintivo indicador de la instalación. El precio no incluye la realización del ensayo Proctor Modificado.			
mf01var010	1,100	m	Cinta plastificada.	0,30	0,33	
m02cia020j	0,010	h	Camión cisterna, de 8 m³ de capacidad.	118,90	1,19	
m04cab010c	0,015	h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	44,99	0,67	
mo113	0,192	h	Peón ordinario construcción.	20,10	3,86	
m02rov010i	0,055	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, de 129 kW, d	71,16	3,91	
m04dua020b	0,100	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	10,38	1,04	
m02rod010d	0,150	h	Bandeja vibrante de guiado manual, de 300 kg, anchura de trabajo	7,16	1,07	
			Suma la partida.....			12,07
			Costes indirectos.....		6,00%	0,72
			TOTAL PARTIDA.....			12,79

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOCE EUROS con SETENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

01.3	Ud		ARQUETA PREFABRICADA HORMIGÓN REGISTRO 40X40			
			Arqueta de paso enterrada, prefabricada de hormigón, de dimensiones interiores 40x40x50 cm, sobre solera de hormigón en masa HM-20/B/20/X0 de 20 cm de espesor, con marco y tapa prefabricados de hormigón armado y cierre hermético al paso de los olores mefíticos; previa excavación con medios mecánicos y posterior relleno del trasdós con material granular.			
mt10hmf010tlb	0,098	m³	Hormigón HM-20/B/20/X0, fabricado en central	85,80	8,41	
mt11arh010b	1,000	Ud	Arqueta con fondo, registrable, prefabricada de hormigón fck=25	36,44	36,44	
mt11arh020b	1,000	Ud	Marco y tapa prefabricados de hormigón armado fck=25 MPa	12,43	12,43	
mt01arr010a	0,737	t	Grava de cantera, de 19 a 25 mm de diámetro.	11,50	8,48	
m01re020b	0,046	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW.	40,90	1,88	
mo020	0,500	h	Oficial 1ª construcción.	21,41	10,71	
mo113	0,394	h	Peón ordinario construcción.	20,10	7,92	
			Suma la partida.....			86,27
			Costes indirectos.....		6,00%	5,18
			TOTAL PARTIDA.....			91,45

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NOVENTA Y UN EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.4		m2	Desbroce y limpieza del terreno Desbroce y limpieza del terreno de topografía con desniveles mínimos, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados.			
mq01pan010a	0,021	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m ³ .	45,95	0,96	
mo113	0,008	h	Peón ordinario construcción.	20,10	0,16	
			Suma la partida.....			1,12
			Costes indirectos.....		6,00%	0,07
			TOTAL PARTIDA.....			1,19

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con DIECINUEVE CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP02 ESTRUCTURA SOPORTE PANELES						
02.1		Ud	ESTRUCTURA SOPORTE ALUMINIO HINCADO			
			Estructura de aluminio para hincado al suelo 2V o similar. La inclinacion es de 20°. El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales, de manera que cada pieza omega. Se incluye los herrajes y carriles para ambiente C3 , el kit de nivelación de herrajes (ambiente C3) y el transporte de la estructura. La tornillería es desmontable, con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión. Incluso transporte, preparación del terrano por medios mecánicos, descarga mediante grúa y apeos necesarios. Totalmente montada.			
ESTSBH18	1,000	Ud	Estructura soporte de aluminio para hincado al suelo (20°)	107,42	107,42	
O01017	0,050	h	Cuadrilla A	43,35	2,17	
P01DW090	3,000	Ud.	Pequeño material	1,15	3,45	
			Suma la partida.....			113,04
			Costes indirectos.....		6,00%	6,78
			TOTAL PARTIDA.....			119,82

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO DIECINUEVE EUROS con OCHENTA Y DOS CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP03 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS						
03.1		Ud	MODULO FOTOVOLTAICO 540Wp			
			Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, de potencia 540 Wp con tolerancia de 0/+3%, cristal templado de 3.2 mm, con las siguientes características eléctricas:			
			- Potencia nominal (0/+3%): 540W			
			- Eficiencia del módulo mínima: 20.94%			
			- Corriente en el punto de máxima potencia (Imp): 13.27A			
			- Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp):40.70 V			
			- Corriente de cortocircuito (Isc): 13.85 A			
			- Tensión de circuito abierto (Voc): 49.42 V			
			Con las siguientes características físicas:			
			- Dimensiones: 2274 X 1134 X 35 mm			
			- Peso: 28.9 Kg			
			- Tipo de célula: monocristalina			
			- Nº células en serie: 144 (6x24)			
			- Cristal delantero: Cristal templado ultra claro de 3,2 mm			
			- Marco: Aleación de aluminio anodizado.			
			- Caja de Conexiones: QC 4.10.			
			- Cables: cable solar 4 mm2			
			Con el siguiente rango de funcionamiento:			
			- Temperatura: -40°C a +85°C			
			- Máxima tensión: 1.000 V			
			- Sistema de protección: IP68			
			- Carga Máxima viento: 130km/h			
			- Carga Máxima nieve: 551 Kg/m2			
			Incluso grapas pinza para fijación a estructura y tornillos autorroscantes para grapas inoxidable 5,5x30 y resto de accesorios para conexión entre paneles solares y a la estructura soporte, y la conexión del cableado. Incluso limpieza previa de la superficie de la placa, completamente montado, probado y funcionando.			
O01OB200	0,010	h	Oficial 1º electricista	22,00	0,22	
O01OB210	0,010	h	Oficial 2º electricista	20,30	0,20	
PC010330	1,000	ud	Panel s. monocrist. 540Wp	168,00	168,00	
PC01AX010	2,000	ud	Grapa de anclaje para panel con tornillo	1,43	2,86	
P01DW090	1,000	Ud.	Pequeño material	1,15	1,15	
			Suma la partida.....			172,43
			Costes indirectos.....		6,00%	10,35
			TOTAL PARTIDA.....			182,78

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO OCHENTA Y DOS EUROS con SETENTA Y OCHO CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP04 INVERSORES						
04.1		Ud.	CONJUNTO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS			
			Conjunto formado por un Inversor Sungrow 250HX, dos inversores Sungrow SG350HX, un gestor de energía Sungrow EMU200A, sistema de datos Logger1000A, una caja de protecciones que incluye las protecciones contra sobre tensiones transitorias (rayos) para el inversor inversor y para las protecciones de corriente alterna y continua, ya montadas. Totalmente montado, probado y funcionando.			
INV15b	2,000	Ud.	Inversor Sungrow SG350HX	9.000,00	18.000,00	
INV15bb	1,000	Ud.	Registrador de datos Logger1000A	650,00	650,00	
CPSMA15	1,000	Ud.	Caja de protecciones que incluye las protecciones contra sobre t	190,00	190,00	
mP01D150	6,000	ud	Pequeño material	1,25	7,50	
O01OB200	1,000	h	Oficial 1º electricista	22,00	22,00	
O01OB220	1,000	h	Ayudante electricista	20,30	20,30	
INV15BC	1,000	Ud.	Gestor de energía EMU200A	3.585,00	3.585,00	
INV15A	1,000	Ud.	Inversor Sungrow SG250HX	8.000,00	8.000,00	
			Suma la partida.....			30.474,80
			Costes indirectos.....		6,00%	1.828,49
			TOTAL PARTIDA.....			32.303,29

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TREINTA Y DOS MIL TRESCIENTOS TRES EUROS con VEINTINUEVE CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP05 CABLEADO INSTALACIÓN FV						
05.1	m		CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X6 mm2			
			Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.			
mo003	0,019	h	Oficial 1º electricista.	22,00	0,42	
mt35pry026f	1,000	m	Conductor unipolar de cobre PV ZZ-F/H1Z2Z2-K (As) 1x6 mm ²	0,56	0,56	
mo102	0,019	h	Ayudante electricista.	20,30	0,39	
			Suma la partida.....			1,37
			Costes indirectos.....		6,00%	0,08
			TOTAL PARTIDA.....			1,45
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS						
05.2	m		Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 95mm2.			
			Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexión. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.			
mt35cun030k	1,000	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 k	25,37	25,37	
mo003	0,090	h	Oficial 1º electricista.	22,00	1,98	
mo102	0,090	h	Ayudante electricista.	20,30	1,83	
%0200	2,000	%	Medios auxiliares	29,20	0,58	
			Suma la partida.....			29,76
			Costes indirectos.....		6,00%	1,79
			TOTAL PARTIDA.....			31,55
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TREINTA Y UN EUROS con CINCUENTA Y CINCO CÉNTIMOS						
05.3	m		CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 110 mm			
			Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 110 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.			
mt35aia070af	1,000	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pa	7,20	7,20	
mo003	0,025	h	Oficial 1º electricista.	22,00	0,55	
mo102	0,020	h	Ayudante electricista.	20,30	0,41	
			Suma la partida.....			8,16
			Costes indirectos.....		6,00%	0,49
			TOTAL PARTIDA.....			8,65
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de OCHO EUROS con SESENTA Y CINCO CÉNTIMOS						

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
05.4		m	CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X4 mm2 Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.			
mo003	0,018	h	Oficial 1º electricista.	22,00	0,40	
mt35pry026f	1,000	m	Conductor unipolar de cobre PV ZZ-F/H1Z2Z2-K (As) 1x6 mm ²	0,56	0,56	
mo102	0,018	h	Ayudante electricista.	20,30	0,37	
				Suma la partida.....		1,33
				Costes indirectos.....	6,00%	0,08
				TOTAL PARTIDA.....		1,41

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con CUARENTA Y UN CÉNTIMOS

05.5		m	Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 120mm2. Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 120 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.			
mt35cun030k	1,000	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 k	25,37	25,37	
mo003	0,115	h	Oficial 1º electricista.	22,00	2,53	
mo102	0,115	h	Ayudante electricista.	20,30	2,33	
%0200	2,000	%	Medios auxiliares	30,20	0,60	
				Suma la partida.....		30,83
				Costes indirectos.....	6,00%	1,85
				TOTAL PARTIDA.....		32,68

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TREINTA Y DOS EUROS con SESENTA Y OCHO CÉNTIMOS

05.6		m	Cable eléctrico media tensión 12/20 kV 16 mm2 aluminio Cable eléctrico unipolar, Al Voltalene H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Endesa, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL RH5Z1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x16 mm ² de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo, y con las siguientes características: reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos y nula emisión de gases corrosivos.			
mt35pry050e	1,000	m	Cable eléctrico unipolar 12/20 kV 16mm2 aluminio. Endesa	2,00	2,00	
mo003	0,035	h	Oficial 1º electricista.	22,00	0,77	
mo102	0,035	h	Ayudante electricista.	20,30	0,71	
				Suma la partida.....		3,48
				Costes indirectos.....	6,00%	0,21
				TOTAL PARTIDA.....		3,69

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRES EUROS con SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
05.7		m	CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 160 mm			
			Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.			
mf35aia070ah	1,000	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pa	10,93	10,93	
mo003	0,042	h	Oficial 1ª electricista.	22,00	0,92	
mo102	0,020	h	Ayudante electricista.	20,30	0,41	
			Suma la partida.....			12,26
			Costes indirectos.....		6,00%	0,74
			TOTAL PARTIDA.....			13,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRECE EUROS

05.8		Ud	Pequeño material			
			Pequeño material como bridas para la sujección de cables a los módulos/estructura y demás.			
P010339	1,000		Pequeño material	3.000,00	3.000,00	
			Suma la partida.....			3.000,00
			Costes indirectos.....		6,00%	180,00
			TOTAL PARTIDA.....			3.180,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRES MIL CIENTO OCHENTA EUROS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP06 CUADROS ELÉCTRICOS						
06.1		Ud	CUADRO PROTECCION			
			<p>Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta ciega, grado de protección IP40, aislamiento clase II, de 1050x650x250 mm, con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Caja estanca con grado de protección IP40. - 69 Fusibles 16A gPV DC 1000V/40kA IEC 60269 - Descargador de sobretensión DC de clase C (tipo 2), con $U_c = 1.0000$ Vdc, $I_{sn}=20$ kA, $I_{max}40$ kA y $U_p<30$ kV - Regleta de puesta tierra. - Carril DIN. - Pegatinas Señalizadoras. - Entradas con borneros y prensaestopas o conexiones tipo Tyco o similar - Borneros de conexión corriente y comunicación RS485. - Peine de embarado de alto amperaje. - Esquema eléctrico armario en formato papel- Marcado CE - Garantía de 24 meses. - Protector de sobretensiones fotovoltaica. - Prensaestopas IP-40. - Metacrilato protector eléctrico. - Pegatinas señalizadoras. - Planos de montaje y mantenimiento. - Placa de montaje en poliéster aislante. - Peines conductores de Cobre. - Bornas Bimetalicas de salida. - 3 Puntos de cierre en puerta. - Sistema de anclaje y/o sujeción a estructura, petril o suelo <p>Completamente montado, probado y funcionando.</p> <ul style="list-style-type: none"> -1 interruptor automático magnetotérmico tetrapolar de 200 A -2 interruptores automáticos magnetotérmicos tetrapolar de 315 A -1 interruptor diferencial tetrapolar de 250 A -2 interruptores diferencial tetrapolar de 400 A 			
mt35amc950aa	1,000	Ud	Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta ciega	433,19	433,19	
mt35amc953b	1,000	Ud	Carril DIN para fijación de aparataje modular en cuadro eléctrico	16,28	16,28	
mt35amc952c	1,000	Ud	Placa frontal troquelada para elementos modulares en carril DIN,	17,45	17,45	
mt35amc958dg	1,000	Ud	Placa frontal troquelada y placa soporte interior para montaje v	70,95	70,95	
mt35amc951d	1,000	Ud	Placa de montaje interior para armario de distribución metálico	38,81	38,81	
mt35amc800aff	69,000	Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 16 A, poder de	0,63	43,47	
mt35amc810a	69,000	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad	4,29	296,01	
mt35sie021xl	1,000	Ud	Interruptor automático magnetotérmico intensidad nominal 200 A	614,36	614,36	
mt35sie021wk	2,000	Ud	Interruptor automático magnetotérmico intensidad nominal 315 A	3.953,70	7.907,40	
mt35sie024gfr	1,000	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, tetrapolar (3P+N), 250 A	1.736,98	1.736,98	
mt35sie024geq	2,000	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, tetrapolar (3P+N), 400 A	4.744,32	9.488,64	
mP15AH120	1,000	ud	Material auxiliar eléctrico	1,75	1,75	
O01OB200	2,000	h	Oficial 1º electricista	22,00	44,00	
O01OB210	2,000	h	Oficial 2º electricista	20,30	40,60	
			Suma la partida.....			20.749,89
			Costes indirectos.....		6,00%	1.244,99
			TOTAL PARTIDA.....			21.994,88

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTIUN MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y CUATRO EUROS con OCHENTA Y OCHO CÉNTIMOS

06.2		Ud	PARTIDA ALZADA DE ABONO ÍNTEGRO DE ACTUACIÓN EN CUADRO CGBT EXIS			
			<p>Partida alzada de abono íntegro de actuación en cuadro CGBT existente, consistente en la conexión del sistema de generación fotovoltaica. Se incluye la instalación de tres toroidales cerrados de 150/5 A hasta 70 mm² de la marca Schneider o similar, así como la instalación de un gestor de autoconsumo e inyección cero modelo ITR 2.0 de la marca Lacedal o similar. Incluido todo el pequeño material eléctrico necesario para su correcta conexión, así como todos los trabajos necesarios para su correcto funcionamiento. Completamente instalado y comprobado su funcionamiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Interruptor diferencial: In 63 A; Poder de Corte 50 kA; Curva C; 4P; 300mA; AC -Interruptor magnetotérmico In 63 A; 4P 			
						Sin descomposición 739,91
					Costes indirectos.....	6,00% 44,39
			TOTAL PARTIDA.....			784,30

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SETECIENTOS OCHENTA Y CUATRO EUROS con TREINTA CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP07 PUESTA A TIERRA						
07.1		Ud	TOMA DE TIERRA DE INSTALACION SOLAR			
			Toma tierra de instalacion solar formada cable de cobre aislado 0,6/1kV de 1x16 mm ² amarillo /verde para conexionado de la instalación desde las cajas de conexiones conexionado en el interior de arquetas equipotenciales de registro para instalación de puesta a tierra, con una toma de tierra independiente con picas de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, con cable de cobre de 35 mm ² de cobre desnudo hasta una longitud de 30 metros por arqueta, uniones mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registros de comprobación y puentes de prueba. Se incuyen arquetas, cableado picas y todos aquellos elementos necesarios para su correcta instalación. Instalado según REBT, ITC-BT-18 e ITC-BT-26, totalmente terminada para el conjunto de la instalación.			
P25091	90,000	m	Conductor Cu RV-F 0,6/1 1x6 mm ² (p.o.)	1,36	122,40	
mt35ta010b	1,000	Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con	74,00	74,00	
P25158	1,000	ud	Pica de toma de tierra 200/14,3 Fe+Cu (p.o.)	16,00	16,00	
P15EB020	0,250	m	Conductor cobre desnudo 35 mm ²	2,81	0,70	
mt35ta040	1,000	Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,00	1,00	
mt35ta030	1,000	Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación el	46,00	46,00	
mt35ta060	0,333	Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad	3,50	1,17	
P01DW090	1,000	Ud.	Pequeño material	1,15	1,15	
mo003	0,250	h	Oficial 1º electricista.	22,00	5,50	
mo102	0,250	h	Ayudante electricista.	20,30	5,08	
mo113	0,002	h	Peón ordinario construcción.	20,10	0,04	
			Suma la partida.....			273,04
			Costes indirectos.....		6,00%	16,38
			TOTAL PARTIDA.....			289,42

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOSCIENTOS OCHENTA Y NUEVE EUROS con CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP08 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN						
08.1		Ud	Centro de transformación de 0,8/15kV			
			Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 800 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.			
mt35tra010A	1,000	Ud	Centro de transformación de 0,8/15 kV	80.000,00	80.000,00	
mo003	8,800	h	Oficial 1º electricista.	22,00	193,60	
mo102	8,800	h	Ayudante electricista.	20,30	178,64	
			Suma la partida.....			80.372,24
			Costes indirectos.....		6,00%	4.822,33
			TOTAL PARTIDA.....			85.194,57

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de OCHENTA Y CINCO MIL CIENTO NOVENTA Y CUATRO EUROS con CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS

08.2		Ud	Centro de transformación de 0,4/15kV			
			Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.			
mt35tra020A	1,000	Ud	Centro de transformación de 0,4/15 kV	60.000,00	60.000,00	
mo003	8,800	h	Oficial 1º electricista.	22,00	193,60	
mo102	8,800	h	Ayudante electricista.	20,30	178,64	
			Suma la partida.....			60.372,24
			Costes indirectos.....		6,00%	3.622,33
			TOTAL PARTIDA.....			63.994,57

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SESENTA Y TRES MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y CUATRO EUROS con CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP09 SERVICIOS AUXILIARES						
09.1			Ud. Router con sim 4G			
			Instalación de sistema de comunicación con servidor para volcado de datos de producciones eléctricas FV, por medio de un router 4G con SIM integrada. Incluso pequeño material eléctrico, toma de corriente y demás accesorios necesarios para su correcta instalación. completamente instalado y comprobado para su funcionamiento. Precio del servicio para los 25 años.			
O010B210	1,000	h	Oficial 2º electricista	20,30	20,30	
PULV.2AB	1,000	u	Router con sim 4G	1.600,00	1.600,00	
			Suma la partida.....			1.620,30
			Costes indirectos.....		6,00%	97,22
			TOTAL PARTIDA.....			1.717,52

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL SETECIENTOS DIECISIETE EUROS con CINCUENTA Y DOS CÉNTIMOS

09.2			m Vallado de parcela, malla de simple torsión			
			Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 2 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluso accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.			
P010331	0,220	Ud.	Poste intermedio de tubo de acero galvanizado	15,72	3,46	
P010332	0,060	Ud.	Poste interior de refuerzo de tubo de acero galvanizado	16,69	1,00	
P010333	0,040	Ud.	Poste extremo de tubo de acero galvanizado	20,17	0,81	
P010334	0,200	Ud.	Poste en escuadra de tubo de acero galvanizado	21,68	4,34	
P010335	2,400	m2	Malla de simple torsión	1,96	4,70	
P010336	1,000	Ud.	Accesorios para la fijación de la malla	1,25	1,25	
P010337	0,100	h	Oficial 1º montador.	22,00	2,20	
P010338	0,100	h	Ayudante montador.	20,34	2,03	
			Suma la partida.....			19,79
			Costes indirectos.....		6,00%	1,19
			TOTAL PARTIDA.....			20,98

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTE EUROS con NOVENTA Y OCHO CÉNTIMOS

09.3			Ud. Sistema de videovigilancia CCTV			
PULV.1AB	1,000	Ud.	Sistema de videovigilancia CCTV	11.464,88	11.464,88	
			Suma la partida.....			11.464,88
			Costes indirectos.....		6,00%	687,89
			TOTAL PARTIDA.....			12.152,77

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOCE MIL CIENTO CINCUENTA Y DOS EUROS con SETENTA Y SIETE CÉNTIMOS

09.4			Ud. Puerta cancela en vallado de parcela			
			Puerta cancela de chapa de acero galvanizado, acabado lacado, de una hoja abatible, dimensiones 300x250 cm, perfiles rectangulares en cerco zócalo inferior realizado con chapa grecada de 1,2 mm de espesor a dos caras, para acceso de vehículos. Apertura manual. Incluso bisagras o anclajes metálicos laterales de los bastidores, armadura portante de la cancela y recibidos a obra, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y cierre, acabado con imprimación antioxidante y accesorios.			
mt10hmf010tOb	0,113	m3	Hormigón HM-25/B/20/X0, fabricado en central.	88,00	9,94	
mt08aaa010a	0,026	m³	Agua.	1,50	0,04	
mt09mi010ca	0,141	t	Mortero industrial albañilería de cemento suministrada en sacos	0,00	0,00	
mt26vpc010a	7,500	m2	Puerta cancela metálica en valla exterior	358,51	2.688,83	
mo041	4,125	h	Oficial 1º construcción de obra civil.	21,41	88,32	
mo087	4,500	h	Ayudante construcción de obra civil.	20,34	91,53	
mo018	1,350	h	Oficial 1º cerrajero.	21,69	29,28	
mo059	1,350	h	Ayudante cerrajero	20,38	27,51	
			Suma la partida.....			2.935,45
			Costes indirectos.....		6,00%	176,13
			TOTAL PARTIDA.....			3.111,58

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRES MIL CIENTO ONCE EUROS con CINCUENTA Y OCHO CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP10 AUTORIZACIONES Y PRUEBAS						
10.1		Ud	PRUEBAS INSTALACION SOLAR Y ELECTRICA			
			Prueba de servicio de la instalación eléctrica, consistente en:			
			1) GENERADOR FV: Verificación de certificaciones de prueba de calidad de módulos, estructura, etc...; Medida de puesta a tierra de la instalación, comprobación de distancia mínima entre filas, sombras, orientación, inclinación, etc.; Inspección de la canalización de las líneas.			
			2) BAJA TENSIÓN: Medida de resistencia de puesta a tierra (por unidad en cuadro o báculo), según UNE 20.098; Medida de tensión en cuadro secundario o cuadro general entre fase y fases-neutro (por cuadro); comprobación del equilibrado de fases; Verificación de tiempo de disparo y sensibilidad de interruptores diferenciales (por interruptor) UNE 20-383-85; Verificación de interruptores de protección (por interruptor); Determinación de caída de tensión (por circuito) REBT-ITC- 017; Medida de aislamiento entre conductores activos y tierra, según REBT-ITC- 017, por circuito; Medida del factor de potencia a la entrada de cuadro (por circuito).			
			3) OTRAS COMPROBACIONES (según estime la Dirección de Obra): Medida de la resistencia del aislamiento; comprobación de la continuidad del circuito de protección; medición de niveles de iluminación.			
0010B210	90,000	h	Oficial 2ª electricista	20,30	1.827,00	
0010B200	90,000	h	Oficial 1ª electricista	22,00	1.980,00	
0010C360	60,000	h	Ingeniero Técnico	18,02	1.081,20	
			Suma la partida.....			4.888,20
			Costes indirectos.....		6,00%	293,29
			TOTAL PARTIDA.....			5.181,49

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO MIL CIENTO OCHENTA Y UN EUROS con CUARENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

10.2		Ud	CERTIFICADO INSTALACIÓN Y LEGALIZACIÓN			
			Certificado de instalación eléctrica en baja tensión, emitido por empresa instaladora habilitada en baja tensión de categoría especialista (IBTE), y firmado por instalador habilitado en baja tensión (según modelo normalizado CERTA-CEN), junto con la legalización acorde al procedimiento de la GVA de: Instalaciones de generación de energía eléctrica de baja tensión destinadas a autoconsumo de potencia instalada superior a 10 kW.			
0010C360	120,000	h	Ingeniero Técnico	18,02	2.162,40	
			Suma la partida.....			2.162,40
			Costes indirectos.....		6,00%	129,74
			TOTAL PARTIDA.....			2.292,14

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y DOS EUROS con CATORCE CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP11 GESTION DE RESIDUOS						
11.1	m³		TIERRAS Y PETREOS DE LA EXCAVACIÓN			
			Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.			
mq04res035a	1,113	m³	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación	2,14	2,38	
			Suma la partida.....			2,38
			Costes indirectos.....		6,00%	0,14
			TOTAL PARTIDA.....			2,52
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS EUROS con CINCUENTA Y DOS CÉNTIMOS						
11.2	m³		RDCs NATURALEZA PETREA			
			RDCs Naturaleza petrea			
			Sin descomposición			12,63
			Costes indirectos.....		6,00%	0,76
			TOTAL PARTIDA.....			13,39
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRECE EUROS con TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS						
11.3	m³		RDCs NATURALEZA NO PETREA			
			RDCs Naturaleza no petrea			
			Sin descomposición			12,63
			Costes indirectos.....		6,00%	0,76
			TOTAL PARTIDA.....			13,39
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRECE EUROS con TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS						
11.4	Ud		ALQUILER SACAS Y CONTENEDORES			
			Transporte de mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, con contenedor de 7 m³, a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. Incluso servicio de entrega, alquiler y recogida en obra del contenedor.			
mq04res010dpa	1,000	Ud	Carga y cambio de contenedor de 7 m³, para recogida de mezcla si	166,41	166,41	
			Suma la partida.....			166,41
			Costes indirectos.....		6,00%	9,98
			TOTAL PARTIDA.....			176,39
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SETENTA Y SEIS EUROS con TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS						
11.5	m³		RESIDUOS VEGETALES			
			Canon de vertido por entrega de residuos vegetales producidos durante los trabajos de limpieza de solares, poda y tala de árboles, en vertedero específico. El precio no incluye el transporte.			
mq04res025ka	1,000	m³	Canon de vertido por entrega de residuos vegetales producidos du	7,17	7,17	
			Suma la partida.....			7,17
			Costes indirectos.....		6,00%	0,43
			TOTAL PARTIDA.....			7,60
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SIETE EUROS con SESENTA CÉNTIMOS						

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO CAP12 SEGURIDAD Y SALUD						
12.1		Ud	PARTIDA ALZADA ABONO INTEGRO			
				Sin descomposición		5.542,67
				Costes indirectos.....	6,00%	332,56
				TOTAL PARTIDA.....		5.875,23

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y CINCO EUROS con VEINTITRES CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
--------	-------------	---------	--------	----------	---------

CAPÍTULO CAP13 INGENIERÍA

0010C360	h	Ingeniero Técnico			
			Sin descomposición		18,02
			Costes indirectos.....	6,00%	1,08
			TOTAL PARTIDA.....		19,10

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DIECINUEVE EUROS con DIEZ CÉNTIMOS

0010C350	h	Ingeniero Superior			
			Sin descomposición		26,15
			Costes indirectos.....	6,00%	1,57
			TOTAL PARTIDA.....		27,72

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTISIETE EUROS con SETENTA Y DOS CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP01 ACTUACIONES PREVIAS, MOVIMIENTO DE TIERRAS y ACABADOS			
01.1	m³	EXCAVACION DE ZANJA CON MEDIOS MECANICOS Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla dura con grava compacta, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.	39,90
			TREINTA Y NUEVE EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS
01.2	m³	RELLENO ZANJA TIERRAS PROPIAS SELECCIONADAS Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con tierra seleccionada procedente de la propia excavación y compactación en tongadas sucesivas de 20 cm de espesor máximo con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501. Incluso cinta o distintivo indicador de la instalación. El precio no incluye la realización del ensayo Proctor Modificado.	12,79
			DOCE EUROS con SETENTA Y NUEVE CÉNTIMOS
01.3	Ud	ARQUETA PREFABRICADA HORMIGÓN REGISTRO 40X40 Arqueta de paso enterrada, prefabricada de hormigón, de dimensiones interiores 40x40x50 cm, sobre solera de hormigón en masa HM-20/B/20/X0 de 20 cm de espesor, con marco y tapa prefabricados de hormigón armado y cierre hermético al paso de los olores moféticos; previa excavación con medios mecánicos y posterior relleno del trasdós con material granular.	91,45
			NOVENTA Y UN EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS
01.4	m2	Desbroce y limpieza del terreno Desbroce y limpieza del terreno de topografía con desniveles mínimos, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados.	1,19
			UN EUROS con DIECINUEVE CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP02 ESTRUCTURA SOPORTE PANELES			
02.1	Ud	ESTRUCTURA SOPORTE ALUMINIO HINCADO Estructura de aluminio para hincado al suelo 2V o similar. La inclinación es de 20°. El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales, de manera que cada pieza omega. Se incluye los herrajes y carriles para ambiente C3 , el kit de nivelación de herrajes (ambiente C3) y el transporte de la estructura. La tornillería es desmontable, con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión. Incluso transporte, preparación del terrano por medios mecánicos, descarga mediante grúa y apeos necesarios. Totalmente montada.	119,82
			CIENTO DIECINUEVE EUROS con OCHENTA Y DOS CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP03 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
03.1	Ud	MODULO FOTOVOLTAICO 540Wp Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, de potencia 540 Wp con tolerancia de 0/+3% , cristal templado de 3.2 mm, con las siguientes características electricas: - Potencia nominal (0/+3%): 540W - Eficiencia del modulo minima: 20.94% - Corriente en el punto de maxima potencia (Imp): 13.27A - Tension en el punto de maxima potencia (Vmp):40.70 V - Corriente de cortocircuito (Isc): 13.85 A - Tension de circuito abierto (Voc): 49.42 V Con las siguientes características fisicas: - Dimensiones: 2274 X 1134 X 35 mm - Peso: 28.9 Kg - Tipo de célula: monocristalina - N° células en serie: 144 (6x24) - Cristal delantero: Cristal templado ultra claro de 3,2 mm - Marco: Aleacion de aluminio anodizado. - Caja de Conexiones: QC 4.10. - Cables: cable solar 4 mm2 Con el siguiente rango de funcionamiento: - Temperatura: -40°C a +85°C - Maxima tension: 1.000 V - Sistema de proteccion: IP68 - Carga Máxima viento: 130km/h - Carga Máxima nieve: 551 Kg/m2	182,78

Incluso grapas pinza para fijacion a estructura y tornillos autorroscantes para grapas inoxidables 5,5x30 y resto de accesorios para conexionado entre paneles solares y a la estructura soporte, y la conexión del cableado. Incluso limpieza previa de la superficie de la placa, completamente montado, probado y funcionando.

CIENTO OCHENTA Y DOS EUROS con SETENTA Y OCHO CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP04 INVERSORES			
04.1	Ud.	CONJUNTO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS Conjunto formado por un Inversor Sungrow 250HX, dos inversores Sungrow SG350HX, un gestor de energía Sungrow EMU200A, sistema de datos Logger1000A, una caja de protecciones que incluye las protecciones contra sobre tensiones transitorias (rayos) para el inversor inversor y para las protecciones de corriente alterna y continua, y a montadas. Totalmente montado, probado y funcionando.	32.303,29
			TREINTA Y DOS MIL TRESCIENTOS TRES EUROS con VEINTINUEVE CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP05 CABLEADO INSTALACIÓN FV			
05.1	m	CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X6 mm2 Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	1,45
		UN EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS	
05.2	m	Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 95mm2. Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	31,55
		TREINTA Y UN EUROS con CINCUENTA Y CINCO CÉNTIMOS	
05.3	m	CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 110 mm Canalización de tubo curv able, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 110 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.	8,65
		OCHO EUROS con SESENTA Y CINCO CÉNTIMOS	
05.4	m	CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X4 mm2 Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	1,41
		UN EUROS con CUARENTA Y UN CÉNTIMOS	
05.5	m	Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 120mm2. Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 120 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	32,68
		TREINTA Y DOS EUROS con SESENTA Y OCHO CÉNTIMOS	

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
05.6	m	Cable eléctrico media tensión 12/20 kV 16 mm² aluminio Cable eléctrico unipolar, Al Voltalene H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Endesa, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL RH5Z1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x 16 mm ² de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo, y con las siguientes características: reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos y nula emisión de gases corrosivos.	3,69
			TRES EUROS con SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS
05.7	m	CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 160 mm Canalización de tubo curv able, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.	13,00
			TRECE EUROS
05.8	Ud	Pequeño material Pequeño material como bridas para la sujeción de cables a los módulos/estructura y demás.	3.180,00
			TRES MIL CIENTO OCHENTA EUROS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP06 CUADROS ELÉCTRICOS			
06.1	Ud	CUADRO PROTECCION Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta ciega, grado de protección IP40, aislamiento clase II, de 1050x650x250 mm, con las siguientes características: - Caja estanca con grado de protección IP40. - 69 Fusibles 16A gPV DC 1000V/40kA IEC 60269 - Descargador de sobretensión DC de clase C (tipo 2), con $U_c = 1.0000$ Vdc, , $I_{sn}=20$ kA, $I_{max}40kA$ y $U_p<30$ kV - Regleta de puesta tierra. - Carril DIN. - Pegatinas Señalizadoras. - Entradas con borneros y prensaestopas o conexiones tipo Tyco o similar - Borneros de conexión corriente y comunicación RS485. - Peine de embarrado de alto amperaje. - Esquema eléctrico armario en formato papel- Marcado CE - Garantía de 24 meses. - Protector de sobretensiones fotovoltaica. - Prensaestopas IP-40. - Metacrilato protector eléctrico. - Pegatinas señalizadoras. - Planos de montaje y mantenimiento. - Placa de montaje en poliéster aislante. - Peines conductores de Cobre. - Bornas Bimetalicas de salida. - 3 Puntos de cierre en puerta. - Sistema de anclaje y/o sujecion a estructura, petril o suelo Completamente montado, probado y funcionando. -1 interruptor automático magnetotérmico tetrapolar de 200 A -2 interruptores automáticos magnetotérmicos tetrapolar de 315 A -1 interruptor diferencial tetrapolar de 250 A -2 interruptores diferencial tetrapolar de 400 A	21.994,88
			VEINTIUN MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y CUATRO EUROS con OCHENTA Y OCHO CÉNTIMOS
06.2	Ud	PARTIDA ALZADA DE ABONO ÍNTEGRO DE ACTUACIÓN EN CUADRO CGBT EXIS Partida alzada de abono íntegro de actuación en cuadro CGBT existente, consistente en la conexión del sistema de generación fotovoltaica. Se incluye la instalación de tres toroidales cerrados de 150/5 A hasta 70 mm ² de la marca Schneider o similar, así como la instalación de un gestor de autoconsumo e inyeccion cero modelo ITR 2.0 de la marca Lacedal o similar. Incluido todo el pequeño material eléctrico necesario para su correcta conexión, así como todos los trabajos necesarios para su correcto funcionamiento. Completamente instalado y comprobado su funcionamiento. -Interruptor diferencial: In 63 A; Poder de Corte 50 kA; Curva C; 4P; 300mA; AC -Interruptor magnetotérmico In 63 A; 4P	784,30
			SETECIENTOS OCHENTA Y CUATRO EUROS con TREINTA CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP07 PUESTA A TIERRA			
07.1	Ud	TOMA DE TIERRA DE INSTALACION SOLAR Toma tierra de instalacion solar formada cable de cobre aislado 0,6/1kV de 1x16 mm ² amarillo /verde para conexionado de la instalación desde las cajas de conexiones conexionado en el interior de arquetas equipotenciales de registro para instalación de puesta a tierra, con una toma de tierra independiente con picas de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, con cable de cobre de 35 mm ² de cobre desnudo hasta una longitud de 30 metros por arqueta, uniones mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registros de comprobación y puentes de prueba. Se incluyen arquetas, cableado picas y todos aquellos elementos necesarios para su correcta instalación. Instalado según REBT, ITC-BT-18 e ITC-BT-26, totalmente terminada para el conjunto de la instalación.	289,42
			DOSCIENTOS OCHENTA Y NUEVE EUROS con CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP08 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN			
08.1	Ud	Centro de transformación de 0,8/15kV Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 800 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.	85.194,57
			OCHENTA Y CINCO MIL CIENTO NOVENTA Y CUATRO EUROS con CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS
08.2	Ud	Centro de transformación de 0,4/15kV Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.	63.994,57
			SESENTA Y TRES MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y CUATRO EUROS con CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP09 SERVICIOS AUXILIARES			
09.1	Ud.	Router con sim 4G Instalación de sistema de comunicación con servidor para volcado de datos de producciones eléctricas FV, por medio de un router 4G con SIM integrada. Incluso pequeño material eléctrico, toma de corriente y demás accesorios necesarios para su correcta instalación. completamente instalado y comprobado para su funcionamiento. Precio del servicio para los 25 años.	1.717,52
			MIL SETECIENTOS DIECISIETE EUROS con CINCUENTA Y DOS CÉNTIMOS
09.2	m	Vallado de parcela, malla de simple torsión Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 2 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluso accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.	20,98
			VEINTE EUROS con NOVENTA Y OCHO CÉNTIMOS
09.3	Ud.	Sistema de videovigilancia CCTV	12.152,77
			DOCE MIL CIENTO CINCUENTA Y DOS EUROS con SETENTA Y SIETE CÉNTIMOS
09.4	Ud.	Puerta cancela en vallado de parcela Puerta cancela de chapa de acero galvanizado, acabado lacado, de una hoja abatible, dimensiones 300x250 cm, perfiles rectangulares en cerco zócalo inferior realizado con chapa grecada de 1,2 mm de espesor a dos caras, para acceso de vehículos. Apertura manual. Incluso bisagras o anclajes metálicos laterales de los bastidores, armadura portante de la cancela y recibidos a obra, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y cierre, acabado con imprimación antioxidante y accesorios.	3.111,58
			TRES MIL CIENTO ONCE EUROS con CINCUENTA Y OCHO CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP10 AUTORIZACIONES Y PRUEBAS			
10.1	Ud	PRUEBAS INSTALACION SOLAR Y ELECTRICA Prueba de servicio de la instalación eléctrica, consistente en: 1) GENERADOR FV: Verificación de certificaciones de prueba de calidad de módulos, estructura, etc...; Medida de puesta a tierra de la instalación, comprobación de distancia mínima entre filas, sombras, orientación, inclinación, etc.; Inspección de la canalización de las líneas. 2) BAJA TENSION: Medida de resistencia de puesta a tierra (por unidad en cuadro o báculo), según UNE 20.098; Medida de tensión en cuadro secundario o cuadro general entre fase y fases-neutro (por cuadro); comprobación del equilibrado de fases; Verificación de tiempo de disparo y sensibilidad de interruptores diferenciales (por interruptor) UNE 20-383-85; Verificación de interruptores de protección (por interruptor); Determinación de caída de tensión (por circuito) REBT-ITC- 017; Medida de aislamiento entre conductores activos y tierra, según REBT-ITC-017, por circuito; Medida del factor de potencia a la entrada de cuadro (por circuito). 3) OTRAS COMPROBACIONES (según estime la Dirección de Obra): Medida de la resistencia del aislamiento; comprobación de la continuidad del circuito de protección; medición de niveles de iluminación.	5.181,49
			CINCO MIL CIENTO OCHENTA Y UN EUROS con CUARENTA Y NUEVE CÉNTIMOS
10.2	Ud	CERTIFICADO INSTALACIÓN Y LEGALIZACIÓN Certificado de instalación eléctrica en baja tensión, emitido por empresa instaladora habilitada en baja tensión de categoría especialista (IBTE), y firmado por instalador habilitado en baja tensión (según modelo normalizado CERTACEN), junto con la legalización acorde al procedimiento de la GVA de: Instalaciones de generación de energía eléctrica de baja tensión destinadas a autoconsumo de potencia instalada superior a 10 kW.	2.292,14
			DOS MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y DOS EUROS con CATORCE CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP11 GESTION DE RESIDUOS			
11.1	m ³	TIERRAS Y PETREOS DE LA EXCAVACIÓN Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	2,52
			DOS EUROS con CINCUENTA Y DOS CÉNTIMOS
11.2	m ³	RDCs NATURALEZA PETREA RDCs Naturaleza petrea	13,39
			TRECE EUROS con TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS
11.3	m ³	RDCs NATURALEZA NO PETREA RDCs Naturaleza no petrea	13,39
			TRECE EUROS con TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS
11.4	Ud	ALQUILER SACAS Y CONTENEDORES Transporte de mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, con contenedor de 7 m ³ , a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. Incluso servicio de entrega, alquiler y recogida en obra del contenedor.	176,39
			CIENTO SETENTA Y SEIS EUROS con TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS
11.5	m ³	RESIDUOS VEGETALES Canon de vertido por entrega de residuos vegetales producidos durante los trabajos de limpieza de solares, poda y tala de árboles, en vertedero específico. El precio no incluye el transporte.	7,60
			SIETE EUROS con SESENTA CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP12 SEGURIDAD Y SALUD			
12.1	Ud	PARTIDA ALZADA ABONO INTEGRRO	5.875,23

CINCO MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y CINCO EUROS
con VEINTITRES CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 1

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP13 INGENIERÍA			
0010C360	h	Ingeniero Técnico	19,10
			DIECINUEVE EUROS con DIEZ CÉNTIMOS
0010C350	h	Ingeniero Superior	27,72
			VEINTISIETE EUROS con SETENTA Y DOS CÉNTIMOS

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP01 ACTUACIONES PREVIAS, MOVIMIENTO DE TIERRAS y ACABADOS			
01.1	m ³	EXCAVACION DE ZANJA CON MEDIOS MECANICOS Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla dura con grava compacta, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.	
		Mano de obra.....	11,06
		Maquinaria.....	26,58
		Suma la partida.....	37,64
		Costes indirectos..... 6,00%	2,26
		TOTAL PARTIDA.....	39,90
01.2	m ³	RELLENO ZANJA TIERRAS PROPIAS SELECCIONADAS Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con tierra seleccionada procedente de la propia excavación y compactación en tongadas sucesivas de 20 cm de espesor máximo con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501. Incluso cinta o distintivo indicador de la instalación. El precio no incluye la realización del ensayo Proctor Modificado.	
		Mano de obra.....	3,86
		Maquinaria.....	7,88
		Resto de obra y materiales.....	0,33
		Suma la partida.....	12,07
		Costes indirectos..... 6,00%	0,72
		TOTAL PARTIDA.....	12,79
01.3	Ud	ARQUETA PREFABRICADA HORMIGÓN REGISTRO 40X40 Arqueta de paso enterrada, prefabricada de hormigón, de dimensiones interiores 40x40x50 cm, sobre solera de hormigón en masa HM-20/B/20/X0 de 20 cm de espesor, con marco y tapa prefabricados de hormigón armado y cierre hermético al paso de los olores mefíticos; previa excavación con medios mecánicos y posterior relleno del trasdós con material granular.	
		Mano de obra.....	18,63
		Maquinaria.....	1,88
		Resto de obra y materiales.....	65,76
		Suma la partida.....	86,27
		Costes indirectos..... 6,00%	5,18
		TOTAL PARTIDA.....	91,45
01.4	m ²	Desbroce y limpieza del terreno Desbroce y limpieza del terreno de topografía con desniveles mínimos, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados.	
		Mano de obra.....	0,16
		Maquinaria.....	0,96
		Suma la partida.....	1,12
		Costes indirectos..... 6,00%	0,07
		TOTAL PARTIDA.....	1,19

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO UD RESUMEN PRECIO

CAPÍTULO CAP02 ESTRUCTURA SOPORTE PANELES

02.1 Ud ESTRUCTURA SOPORTE ALUMINIO HINCADO

Estructura de aluminio para hincado al suelo 2V o similar. La inclinación es de 20°. El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales, de manera que cada pieza omega. Se incluye los herrajes y carriles para ambiente C3, el kit de nivelación de herrajes (ambiente C3) y el transporte de la estructura. La tornillería es desmontable, con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión. Incluso transporte, preparación del terreno por medios mecánicos, descarga mediante grúa y apeos necesarios. Totalmente montada.

Mano de obra.....	2,17
Resto de obra y materiales.....	110,87
Suma la partida.....	113,04
Costes indirectos 6,00%	6,78
TOTAL PARTIDA.....	119,82

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO UD RESUMEN PRECIO

CAPÍTULO CAP03 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

03.1

Ud MODULO FOTOVOLTAICO 540Wp

Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, de potencia 540 Wp con tolerancia de 0/+3% , cristal templado de 3.2 mm, con las siguientes características electricas:

- Potencia nominal (0/+3%): 540W
- Eficiencia del modulo minima: 20.94%
- Corriente en el punto de maxima potencia (Imp): 13.27A
- Tension en el punto de maxima potencia (Vmp):40.70 V
- Corriente de cortocircuito (Isc): 13.85 A
- Tension de circuito abierto (Voc): 49.42 V

Con las siguientes características fisicas:

- Dimensiones: 2274 X 1134 X 35 mm
- Peso: 28.9 Kg
- Tipo de célula: monocristalina
- N° células en serie: 144 (6x24)
- Cristal delantero: Cristal templado ultra claro de 3,2 mm
- Marco: Aleacion de aluminio anodizado.
- Caja de Conexiones: QC 4.10.
- Cables: cable solar 4 mm2

Con el siguiente rango de funcionamiento:

- Temperatura: -40°C a +85°C
- Maxima tension: 1.000 V
- Sistema de proteccion: IP68
- Carga Máxima viento: 130km/h
- Carga Máxima nieve: 551 Kg/m2

Incluso grapas pinza para fijacion a estructura y tornillos autorroscantes para grapas inoxidables 5,5x30 y resto de accesorios para conexionado entre paneles solares y a la estructura soporte, y la conexión del cableado. Incluso limpieza previa de la superficie de la placa, completamente montado, probado y funcionando.

Mano de obra.....		0,42
Resto de obra y materiales.....		172,01
Suma la partida.....		172,43
Costes indirectos.....	6,00%	10,35
TOTAL PARTIDA.....		182,78

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
--------	----	---------	--------

CAPÍTULO CAP04 INVERSORES

04.1

Ud. CONJUNTO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS

Conjunto formado por un Inversor Sungrow 250HX, dos inversores Sungrow SG350HX, un gestor de energía Sungrow EMU200A, sistema de datos Logger1000A, una caja de protecciones que incluye las protecciones contra sobre tensiones transitorias (rayos) para el inversor inversor y para las protecciones de corriente alterna y continua, y a montadas.

Totalmente montado, probado y funcionando.

Mano de obra.....	42,30
Resto de obra y materiales.....	30.432,50
Suma la partida.....	30.474,80
Costes indirectos..... 6,00%	1.828,49
TOTAL PARTIDA.....	32.303,29

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP05 CABLEADO INSTALACIÓN FV			
05.1	m	CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X6 mm2 Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	
			Mano de obra..... 0,81
			Resto de obra y materiales..... 0,56
			Suma la partida..... 1,37
			Costes indirectos 6,00% 0,08
			TOTAL PARTIDA..... 1,45
05.2	m	Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 95mm2. Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	
			Mano de obra..... 3,81
			Resto de obra y materiales..... 25,95
			Suma la partida..... 29,76
			Costes indirectos 6,00% 1,79
			TOTAL PARTIDA..... 31,55
05.3	m	CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 110 mm Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 110 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.	
			Mano de obra..... 0,96
			Resto de obra y materiales..... 7,20
			Suma la partida..... 8,16
			Costes indirectos 6,00% 0,49
			TOTAL PARTIDA..... 8,65
05.4	m	CONDUCTOR ELECTRICO PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1 KV 1X1X4 mm2 Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x4 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	
			Mano de obra..... 0,77
			Resto de obra y materiales..... 0,56
			Suma la partida..... 1,33
			Costes indirectos 6,00% 0,08
			TOTAL PARTIDA..... 1,41

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO										
05.5	m	<p>Cable eléctrico de 0,6/1 kV de tensión nominal 120mm².</p> <p>Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 120 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Incluso accesorios y elementos de sujeción.</p> <p>Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	<table border="0"> <tr> <td>Mano de obra.....</td> <td>4,86</td> </tr> <tr> <td>Resto de obra y materiales.....</td> <td>25,97</td> </tr> <tr> <td>Suma la partida.....</td> <td>30,83</td> </tr> <tr> <td>Costes indirectos 6,00%</td> <td>1,85</td> </tr> <tr> <td>TOTAL PARTIDA.....</td> <td>32,68</td> </tr> </table>	Mano de obra.....	4,86	Resto de obra y materiales.....	25,97	Suma la partida.....	30,83	Costes indirectos 6,00%	1,85	TOTAL PARTIDA.....	32,68
Mano de obra.....	4,86												
Resto de obra y materiales.....	25,97												
Suma la partida.....	30,83												
Costes indirectos 6,00%	1,85												
TOTAL PARTIDA.....	32,68												
05.6	m	<p>Cable eléctrico media tensión 12/20 kV 16 mm² aluminio</p> <p>Cable eléctrico unipolar, Al Voltalene H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Endesa, proceso de fabricación del aislamiento mediante triple extrusión en línea catenaria, con reticulación del aislamiento mejorada y capa semiconductor externa extraíble en frío, tipo AL RH5Z1 12/20 kV, tensión nominal 12/20 kV, reacción al fuego clase Fca, con conductor formado por cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, rígido (clase 2), de 1x16 mm² de sección, capa interna extrusionada de material semiconductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), capa externa extrusionada de material semiconductor, separable en frío, con barrera contra la propagación longitudinal de la humedad, pantalla de cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta, cubierta de poliolefina termoplástica de altas prestaciones, de tipo Vemex, de color rojo, y con las siguientes características: reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos y nula emisión de gases corrosivos.</p>	<table border="0"> <tr> <td>Mano de obra.....</td> <td>1,48</td> </tr> <tr> <td>Resto de obra y materiales.....</td> <td>2,00</td> </tr> <tr> <td>Suma la partida.....</td> <td>3,48</td> </tr> <tr> <td>Costes indirectos 6,00%</td> <td>0,21</td> </tr> <tr> <td>TOTAL PARTIDA.....</td> <td>3,69</td> </tr> </table>	Mano de obra.....	1,48	Resto de obra y materiales.....	2,00	Suma la partida.....	3,48	Costes indirectos 6,00%	0,21	TOTAL PARTIDA.....	3,69
Mano de obra.....	1,48												
Resto de obra y materiales.....	2,00												
Suma la partida.....	3,48												
Costes indirectos 6,00%	0,21												
TOTAL PARTIDA.....	3,69												
05.7	m	<p>CANALIZACIÓN SUBTERRANEA PE DOBLE PARED Ø 160 mm</p> <p>Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal.</p>	<table border="0"> <tr> <td>Mano de obra.....</td> <td>1,33</td> </tr> <tr> <td>Resto de obra y materiales.....</td> <td>10,93</td> </tr> <tr> <td>Suma la partida.....</td> <td>12,26</td> </tr> <tr> <td>Costes indirectos 6,00%</td> <td>0,74</td> </tr> <tr> <td>TOTAL PARTIDA.....</td> <td>13,00</td> </tr> </table>	Mano de obra.....	1,33	Resto de obra y materiales.....	10,93	Suma la partida.....	12,26	Costes indirectos 6,00%	0,74	TOTAL PARTIDA.....	13,00
Mano de obra.....	1,33												
Resto de obra y materiales.....	10,93												
Suma la partida.....	12,26												
Costes indirectos 6,00%	0,74												
TOTAL PARTIDA.....	13,00												
05.8	Ud	<p>Pequeño material</p> <p>Pequeño material como bridas para la sujeción de cables a los módulos/estructura y demás.</p>	<table border="0"> <tr> <td>Resto de obra y materiales.....</td> <td>3.000,00</td> </tr> <tr> <td>Suma la partida.....</td> <td>3.000,00</td> </tr> <tr> <td>Costes indirectos 6,00%</td> <td>180,00</td> </tr> <tr> <td>TOTAL PARTIDA.....</td> <td>3.180,00</td> </tr> </table>	Resto de obra y materiales.....	3.000,00	Suma la partida.....	3.000,00	Costes indirectos 6,00%	180,00	TOTAL PARTIDA.....	3.180,00		
Resto de obra y materiales.....	3.000,00												
Suma la partida.....	3.000,00												
Costes indirectos 6,00%	180,00												
TOTAL PARTIDA.....	3.180,00												

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP06 CUADROS ELÉCTRICOS			
06.1	Ud	CUADRO PROTECCION	
		<p>Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta ciega, grado de protección IP40, aislamiento clase II, de 1050x650x250 mm, con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Caja estanca con grado de protección IP40. - 69 Fusibles 16A gPV DC 1000V/40kA IEC 60269 - Descargador de sobretensión DC de clase C (tipo 2), con $U_c = 1.0000$ Vdc, , $I_{sn}=20$ kA, $I_{max}40kA$ y $U_p<30$ kV - Regleta de puesta tierra. - Carril DIN. - Pegatinas Señalizadoras. - Entradas con borneros y prensaestopas o conexiones tipo Tyco o similar - Borneros de conexión corriente y comunicación RS485. - Peine de embarrado de alto amperaje. - Esquema eléctrico armario en formato papel- Marcado CE - Garantía de 24 meses. - Protector de sobretensiones fotovoltaica. - Prensaestopas IP-40. - Metacrilato protector eléctrico. - Pegatinas señalizadoras. - Planos de montaje y mantenimiento. - Placa de montaje en poliéster aislante. - Peines conductores de Cobre. - Bornas Bimetalicas de salida. - 3 Puntos de cierre en puerta. - Sistema de anclaje y/o sujecion a estructura, petril o suelo <p>Completamente montado, probado y funcionando.</p> <ul style="list-style-type: none"> -1 interruptor automático magnetotérmico tetrapolar de 200 A -2 interruptores automáticos magnetotérmicos tetrapolar de 315 A -1 interruptor diferencial tetrapolar de 250 A -2 interruptores diferencial tetrapolar de 400 A 	
			Mano de obra..... 84,60
			Resto de obra y materiales..... 20.665,29
			<hr/>
			Suma la partida..... 20.749,89
			Costes indirectos 6,00% 1.244,99
			<hr/>
			TOTAL PARTIDA..... 21.994,88
06.2	Ud	PARTIDA ALZADA DE ABONO ÍNTEGRO DE ACTUACIÓN EN CUADRO CGBT EXIS	
		<p>Partida alzada de abono íntegro de actuación en cuadro CGBT existente, consistente en la conexión del sistema de generación fotovoltaica. Se incluye la instalación de tres toroidales cerrados de 150/5 A hasta 70 mm² de la marca Schneider o similar, así como la instalación de un gestor de autoconsumo e inyección cero modelo ITR 2.0 de la marca Laccal o similar. Incluido todo el pequeño material eléctrico necesario para su correcta conexión, así como todos los trabajos necesarios para su correcto funcionamiento. Completamente instalado y comprobado su funcionamiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Interruptor diferencial: In 63 A; Poder de Corte 50 kA; Curva C; 4P; 300mA; AC -Interruptor magnetotérmico In 63 A; 4P 	
			Suma la partida..... 739,91
			Costes indirectos 6,00% 44,39
			<hr/>
			TOTAL PARTIDA..... 784,30

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO UD RESUMEN PRECIO

CAPÍTULO CAP07 PUESTA A TIERRA

07.1

Ud TOMA DE TIERRA DE INSTALACION SOLAR

Toma tierra de instalacion solar formada cable de cobre aislado 0,6/1kV de 1x16 mm² amarillo /verde para conexionado de la instalación desde las cajas de conexiones conexionado en el interior de arquetas equipotenciales de registro para instalación de puesta a tierra, con una toma de tierra independiente con picas de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, con cable de cobre de 35 mm² de cobre desnudo hasta una longitud de 30 metros por arqueta, uniones mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registros de comprobación y puentes de prueba. Se incluyen arquetas, cableado picas y todos aquellos elementos necesarios para su correcta instalación. Instalado según REBT, ITC-BT-18 e ITC-BT-26, totalmente terminada para el conjunto de la instalación.

Mano de obra.....	10,62
Resto de obra y materiales.....	262,42
Suma la partida.....	273,04
Costes indirectos 6,00%	16,38
TOTAL PARTIDA.....	289,42

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN		PRECIO
CAPÍTULO CAP08 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN				
08.1	Ud	Centro de transformación de 0,8/15kV Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 800 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.		
			Mano de obra.....	372,24
			Resto de obra y materiales.....	80.000,00
			Suma la partida.....	80.372,24
			Costes indirectos 6,00%	4.822,33
			TOTAL PARTIDA.....	85.194,57
08.2	Ud	Centro de transformación de 0,4/15kV Centro de transformación con transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1000 kVA de potencia, de 15 kV de tensión asignada, 15 kV de tensión del primario y 400 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.		
			Mano de obra.....	372,24
			Resto de obra y materiales.....	60.000,00
			Suma la partida.....	60.372,24
			Costes indirectos 6,00%	3.622,33
			TOTAL PARTIDA.....	63.994,57

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP09 SERVICIOS AUXILIARES			
09.1	Ud.	Router con sim 4G Instalación de sistema de comunicación con servidor para volcado de datos de producciones eléctricas FV, por medio de un router 4G con SIM integrada. Incluso pequeño material eléctrico, toma de corriente y demás accesorios necesarios para su correcta instalación. completamente instalado y comprobado para su funcionamiento. Precio del servicio para los 25 años.	
		Mano de obra.....	20,30
		Resto de obra y materiales.....	1.600,00
		Suma la partida.....	1.620,30
		Costes indirectos 6,00%	97,22
		TOTAL PARTIDA.....	1.717,52
09.2	m	Vallado de parcela, malla de simple torsión Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 2 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluso accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.	
		Mano de obra.....	4,23
		Resto de obra y materiales.....	15,56
		Suma la partida.....	19,79
		Costes indirectos 6,00%	1,19
		TOTAL PARTIDA.....	20,98
09.3	Ud.	Sistema de videovigilancia CCTV	
		Resto de obra y materiales.....	11.464,88
		Suma la partida.....	11.464,88
		Costes indirectos 6,00%	687,89
		TOTAL PARTIDA.....	12.152,77
09.4	Ud.	Puerta cancela en vallado de parcela Puerta cancela de chapa de acero galvanizado, acabado lacado, de una hoja abatible, dimensiones 300x250 cm, perfiles rectangulares en cerco zócalo inferior realizado con chapa grecada de 1,2 mm de espesor a dos caras, para acceso de vehículos. Apertura manual. Incluso bisagras o anclajes metálicos laterales de los bastidores, armadura portante de la cancela y recibidos a obra, elementos de anclaje, herrajes de seguridad y cierre, acabado con imprimación antioxidante y accesorios.	
		Mano de obra.....	236,64
		Resto de obra y materiales.....	2.698,81
		Suma la partida.....	2.935,45
		Costes indirectos 6,00%	176,13
		TOTAL PARTIDA.....	3.111,58

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
--------	----	---------	--------

CAPÍTULO CAP10 AUTORIZACIONES Y PRUEBAS

10.1	Ud	PRUEBAS INSTALACION SOLAR Y ELECTRICA Prueba de servicio de la instalación eléctrica, consistente en: 1) GENERADOR FV: Verificación de certificaciones de prueba de calidad de módulos, estructura, etc...; Medida de puesta a tierra de la instalación, comprobación de distancia mínima entre filas, sombras, orientación, inclinación, etc.; Inspección de la canalización de las líneas. 2) BAJA TENSION: Medida de resistencia de puesta a tierra (por unidad en cuadro o báculo), según UNE 20.098; Medida de tensión en cuadro secundario o cuadro general entre fase y fases-neutro (por cuadro); comprobación del equilibrado de fases; Verificación de tiempo de disparo y sensibilidad de interruptores diferenciales (por interruptor) UNE 20-383-85; Verificación de interruptores de protección (por interruptor); Determinación de caída de tensión (por circuito) REBT-ITC- 017; Medida de aislamiento entre conductores activos y tierra, según REBT-ITC-017, por circuito; Medida del factor de potencia a la entrada de cuadro (por circuito). 3) OTRAS COMPROBACIONES (según estime la Dirección de Obra): Medida de la resistencia del aislamiento; comprobación de la continuidad del circuito de protección; medición de niveles de iluminación.	
		Mano de obra.....	4.888,20
		Suma la partida.....	4.888,20
		Costes indirectos 6,00%	293,29
		TOTAL PARTIDA.....	5.181,49
10.2	Ud	CERTIFICADO INSTALACIÓN Y LEGALIZACIÓN Certificado de instalación eléctrica en baja tensión, emitido por empresa instaladora habilitada en baja tensión de categoría especialista (IBTE), y firmado por instalador habilitado en baja tensión (según modelo normalizado CERTACEN), junto con la legalización acorde al procedimiento de la GVA de: Instalaciones de generación de energía eléctrica de baja tensión destinadas a autoconsumo de potencia instalada superior a 10 kW.	
		Mano de obra.....	2.162,40
		Suma la partida.....	2.162,40
		Costes indirectos 6,00%	129,74
		TOTAL PARTIDA.....	2.292,14

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO CAP11 GESTION DE RESIDUOS			
11.1	m ³	TIERRAS Y PETREOS DE LA EXCAVACIÓN Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	
		Maquinaria.....	2,38
		Suma la partida.....	2,38
		Costes indirectos..... 6,00%	0,14
		TOTAL PARTIDA.....	2,52
11.2	m ³	RDCs NATURALEZA PETREA RDCs Naturaleza petrea	
		Suma la partida.....	12,63
		Costes indirectos..... 6,00%	0,76
		TOTAL PARTIDA.....	13,39
11.3	m ³	RDCs NATURALEZA NO PETREA RDCs Naturaleza no petrea	
		Suma la partida.....	12,63
		Costes indirectos..... 6,00%	0,76
		TOTAL PARTIDA.....	13,39
11.4	Ud	ALQUILER SACAS Y CONTENEDORES Transporte de mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, con contenedor de 7 m ³ , a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. Incluso servicio de entrega, alquiler y recogida en obra del contenedor.	
		Maquinaria.....	166,41
		Suma la partida.....	166,41
		Costes indirectos..... 6,00%	9,98
		TOTAL PARTIDA.....	176,39
11.5	m ³	RESIDUOS VEGETALES Canon de vertido por entrega de residuos vegetales producidos durante los trabajos de limpieza de solares, poda y tala de árboles, en vertedero específico. El precio no incluye el transporte.	
		Resto de obra y materiales.....	7,17
		Suma la partida.....	7,17
		Costes indirectos..... 6,00%	0,43
		TOTAL PARTIDA.....	7,60

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN		PRECIO
CAPÍTULO CAP12 SEGURIDAD Y SALUD				
12.1	Ud	PARTIDA ALZADA ABONO INTEGR0		
			Suma la partida.....	5.542,67
			Costes indirectos..... 6,00%	332,56
			TOTAL PARTIDA.....	5.875,23

CUADRO DE PRECIOS 2

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	UD	RESUMEN		PRECIO
CAPÍTULO CAP13 INGENIERÍA				
0010C360	h	Ingeniero Técnico		
			Mano de obra.....	18,02
			Suma la partida.....	18,02
			Costes indirectos..... 6,00%	1,08
			TOTAL PARTIDA.....	19,10
0010C350	h	Ingeniero Superior		
			Mano de obra.....	26,15
			Suma la partida.....	26,15
			Costes indirectos..... 6,00%	1,57
			TOTAL PARTIDA.....	27,72

LISTADO DE MATERIALES VALORADO (Pres)

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	IMPORTE
CPSMA15	1,000 Ud.	Caja de protecciones que incluye las protecciones contra sobre t	190,00	190,00
			Grupo CPS.....	190,00
ESTSBH18	1.848,000 Ud	Estructura soporte de aluminio para hincado al suelo (20°)	107,42	198.512,16
			Grupo EST.....	198.512,16
INV15A	1,000 Ud.	Inversor Sungrow SG250HX	8.000,00	8.000,00
INV15BC	1,000 Ud.	Gestor de energía EMU200A	3.585,00	3.585,00
INV15b	2,000 Ud.	Inversor Sungrow SG350HX	9.000,00	18.000,00
INV15bb	1,000 Ud.	Registrador de datos Logger1000A	650,00	650,00
			Grupo INV.....	30.235,00
P010331	98,560 Ud.	Poste intermedio de tubo de acero galvanizado	15,72	1.549,36
P010332	26,880 Ud.	Poste interior de refuerzo de tubo de acero galvanizado	16,69	448,63
P010333	17,920 Ud.	Poste extremo de tubo de acero galvanizado	20,17	361,45
P010334	89,600 Ud.	Poste en escuadra de tubo de acero galvanizado	21,68	1.942,53
P010335	1.075,200 m2	Malla de simple torsión	1,96	2.107,39
P010336	448,000 Ud.	Accesorios para la fijación de la malla	1,25	560,00
P010339	1,000	Pequeño material	3.000,00	3.000,00
P01DW090	7.393,000 Ud.	Pequeño material	1,15	8.501,95
			Grupo P01.....	18.471,31
P15EB020	0,250 m	Conductor cobre desnudo 35 mm2	2,81	0,70
			Grupo P15.....	0,70
P25091	90,000 m	Conductor Cu RV-F 0,6/1 1x6 mm ² (p.o.)	1,36	122,40
P25158	1,000 ud	Pica de toma de tierra 200/14,3 Fe+Cu (p.o.)	16,00	16,00
			Grupo P25.....	138,40
PC010330	1.848,000 ud	Panel s. monocrist. 540Wp	168,00	310.464,00
PC01AX010	3.696,000 ud	Grapa de anclaje para panel con tornillo	1,43	5.285,28
			Grupo PC0.....	315.749,28
PULV.1AB	1,000 Ud.	Sistema de videovigilancia CCTV	11.464,88	11.464,88
PULV.2AB	1,000 u	Router con sim 4G	1.600,00	1.600,00
			Grupo PUL.....	13.064,88
mP01D150	6,000 ud	Pequeño material	1,25	7,50
			Grupo mP0.....	7,50
mP15AH120	1,000 ud	Material auxiliar eléctrico	1,75	1,75
			Grupo mP1.....	1,75
mt01arr010a	5,159 t	Grava de cantera, de 19 a 25 mm de diámetro.	11,50	59,33
mt01var010	803,539 m	Cinta plastificada.	0,30	241,06
mt08aaa010a	0,026 m ³	Agua.	1,50	0,04
mt09mif010ca	0,141 t	Mortero industrial albañilería de cemento suministrada en sacos	0,00	0,00
			Grupo mt0.....	300,43
mt10hmf010tlb	0,686 m ³	Hormigón HM-20/B/20/X0, fabricado en central	85,80	58,86
mt10hmf010tOb	0,113 m3	Hormigón HM-25/B/20/X0, fabricado en central.	88,00	9,94
mt11arh010b	7,000 Ud	Arqueta con fondo, registrable, prefabricada de hormigón fck=25	36,44	255,08
mt11arh020b	7,000 Ud	Marco y tapa prefabricados de hormigón armado fck=25 MPa	12,43	87,01
			Grupo mt1.....	410,89
mt26vpc010a	7,500 m2	Puerta cancela metálica en valla exterior	358,51	2.688,83
			Grupo mt2.....	2.688,83
mt35aia070af	50,000 m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pa	7,20	360,00
mt35aia070ah	57,000 m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pa	10,93	623,01
mt35amc800aff	69,000 Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 16 A, poder de	0,63	43,47
mt35amc810a	69,000 Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensida	4,29	296,01
mt35amc950aa	1,000 Ud	Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta cie	433,19	433,19
mt35amc951d	1,000 Ud	Placa de montaje interior para armario de distribución metálico	38,81	38,81
mt35amc952c	1,000 Ud	Placa frontal troquelada para elementos modulares en carril DIN,	17,45	17,45

LISTADO DE MATERIALES VALORADO (Pres)

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	IMPORTE
mt35amc953b	1,000 Ud	Carril DIN para fijación de aparamenta modular en cuadro eléctri	16,28	16,28
mt35amc958dg	1,000 Ud	Placa frontal troquelada y placa soporte interior para montaje v	70,95	70,95
mt35cun030k	107,000 m	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 k	25,37	2.714,59
mt35pry026f	3.595,000 m	Conductor unipolar de cobre PV ZZ-F/H1Z2Z2-K (As) 1x6 mm ²	0,56	2.013,20
mt35pry050e	723,000 m	Cable eléctrico unipolar 12/20 kV 16mm ² aluminio. Endesa	2,00	1.446,00
mt35sie021wk	2,000 Ud	Interruptor automático magnetotérmico intensidad nominal 315 A	3.953,70	7.907,40
mt35sie021xl	1,000 Ud	Interruptor automático magnetotérmico intensidad nominal 200 A	614,36	614,36
mt35sie024geq	2,000 Ud	Interruptor diferencial instantáneo, tetrapolar (3P+N), 400 A	4.744,32	9.488,64
mt35sie024gfr	1,000 Ud	Interruptor diferencial instantáneo, tetrapolar (3P+N), 250 A	1.736,98	1.736,98
mt35tra010A	1,000 Ud	Centro de transformación de 0,8/15 kV	80.000,00	80.000,00
mt35tra020A	1,000 Ud	Centro de transformación de 0,4/15 kV	60.000,00	60.000,00
mt35tta010b	1,000 Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con	74,00	74,00
mt35tta030	1,000 Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación el	46,00	46,00
mt35tta040	1,000 Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,00	1,00
mt35tta060	0,333 Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductivid	3,50	1,17
			Grupo mt3.....	167.942,51
			TOTAL	747.713,63

LISTADO DE MANO DE OBRA VALORADO (Pres)**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES**

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	IMPORTE
O01017	92,400 h	Cuadrilla A	43,35	4.005,54
O01OB200	111,480 h	Oficial 1ª electricista	22,00	2.452,56
O01OB210	111,480 h	Oficial 2ª electricista	20,30	2.263,04
O01OB220	1,000 h	Ayudante electricista	20,30	20,30
O01OC350	100,000 h	Ingeniero Superior	26,15	2.615,00
O01OC360	580,000 h	Ingeniero Técnico	18,02	10.451,60
			Grupo O01.....	21.808,04
P010337	44,800 h	Oficial 1ª montador.	22,00	985,60
P010338	44,800 h	Ayudante montador.	20,34	911,23
			Grupo P01.....	1.896,83
mo003	123,624 h	Oficial 1ª electricista.	22,00	2.719,73
mo018	1,350 h	Oficial 1ª cerrajero.	21,69	29,28
mo020	3,500 h	Oficial 1ª construcción.	21,41	74,94
mo041	4,125 h	Oficial 1ª construcción de obra civil.	21,41	88,32
mo059	1,350 h	Ayudante cerrajero	20,38	27,51
mo087	4,500 h	Ayudante construcción de obra civil.	20,34	91,53
			Grupo mo0.....	3.031,30
mo102	122,120 h	Ayudante electricista.	20,30	2.479,04
mo113	658,091 h	Peón ordinario construcción.	20,10	13.227,63
			Grupo mo1.....	15.706,67
			TOTAL	42.442,85

LISTADO DE MAQUINARIA VALORADO (Pres)

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA COMUNIDAD DE REGANTES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	IMPORTE
Q01003AA	153,788	h	RETROEXCAVADORA DE NEUMATICOS DE POTENCIA ENTRE 77 Y 92	40,90	6.289,93
Q01075AA	61,515	h	CAMION DE 12 Tm.	48,01	2.953,34
				Grupo Q01.....	9.243,27
mq01exn050c	153,788	h	Retroexcavadora sobre neumáticos, de 85 kW, con martillo rompedor	72,80	11.195,77
mq01pan010a	241,920	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m³.	45,95	11.116,22
mq01ret020b	0,322	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW.	40,90	13,17
mq02cia020j	7,305	h	Camión cisterna, de 8 m³ de capacidad.	118,90	868,55
mq02rod010d	109,574	h	Bandeja vibrante de guiado manual, de 300 kg, anchura de trabajo	7,16	784,55
mq02rov010i	40,177	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopulsado, de 129 kW, d	71,16	2.858,99
mq04cab010c	10,957	h	Camión basculante de 12 t de carga, de 162 kW.	44,99	492,97
mq04dua020b	73,049	h	Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	10,38	758,25
mq04res010dpa	10,000	Ud	Carga y cambio de contenedor de 7 m³, para recogida de mezcla si	166,41	1.664,10
mq04res035a	42,795	m³	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación	2,14	91,58
				Grupo mq0.....	29.844,15
				TOTAL	39.087,43

Fichas Técnicas

Tiger Pro 72HC

530-550 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

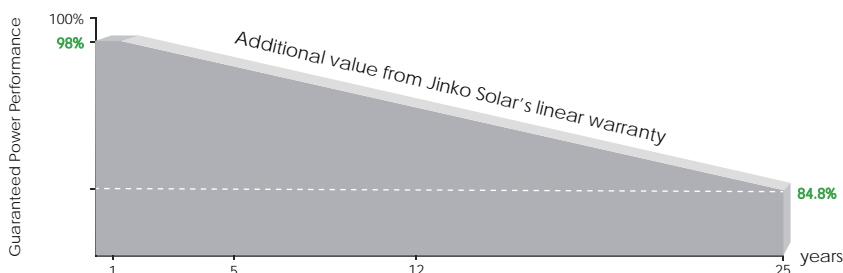


Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

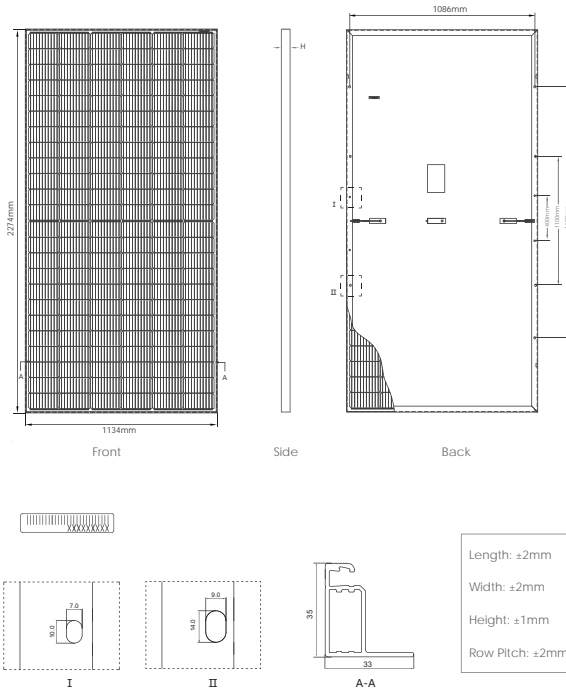


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

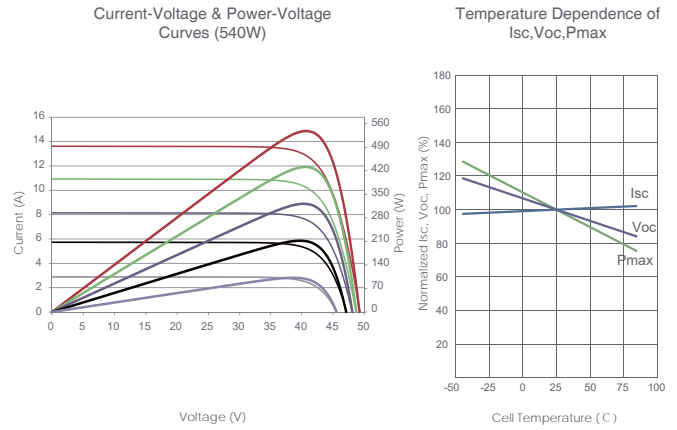


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

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

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4		JKM535M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0 ~ +3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

EMU200A

Energy Management Unit



FLEXIBLE NETWORKING

- Support of RS485, Ethernet and MPLC communication
- Support of tracker, meteo station, sensors and other equipment



SAFE AND RELIABLE

- Electrical isolation and SPD for every port
- IP65 protection



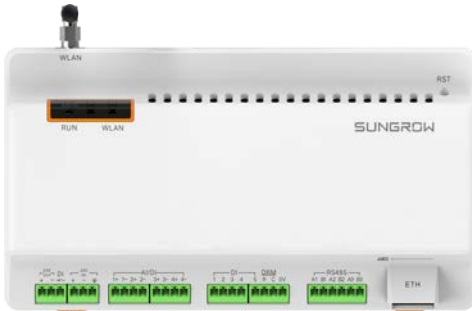
CONVENIENT O&M

- Inverter batch parameter settings and firmware updates
- PV-Plant maintenance via remote Web access for optimized OPEX
- Active and reactive power control, reactive power 30ms fast dispatch with GOOSE protocol



Type designation	EMU200A
Communication	
Max. number of devices	300
RS485 interface	5
MPLC Interface	2
Ethernet port	5 x 10 / 100 Mbps ETH 1 / 2 / 5 Ethernet port ETH 3 / 4 Fast dispatch port
PID&ISO Control Box (optional)	2
Fiber Switch (optional)	2x100 / 1000 Mbps Fiber ports and 6x10 / 100 Mbps Ethernet ports
Fiber Splice Box (optional)	4-Input and 24-Output ST Single mode
I/O Module (optional)	4-DI, 2-PT100 / PT1000, 2-AI (0 ~ 10 V), 2-DO
Access voltage for AC Anti-PID	
Rated grid voltage	800 Vac
Voltage range	720 ~ 880 Vac
Grid type	IT(corner grounded delta system is not included)
AC ISO response inaccuracy	
7 ~ 100kΩ	±15%@25°C
0.2 ~ 7kΩ	±1kΩ@25°C
MPLC Communication	
Max. communication distance	≤ 1000 m
Max. number of each channel devices	≤ 80
Rated voltage	400 ~ 800 Vac
Max. withstands voltage	≤ 1000 Vac
Power supply	
AC input	100 ~ 277 Vac, 50 / 60 Hz
Power consumption	max. 780 W
Ambient conditions	
Operating Temperature	-30 °C ~ +60 °C
Storage Temperature	-40 °C ~ +70 °C
Relative air humidity	≤ 95% (non-condensing)
Elevation	≤ 4000 m
Protection class	IP65
Mechanical parameters	
Dimensions (W*H*D)	860 mm x 680 mm x 275 mm
Weight	max.51 kg
Mounting type	Wall hanging, rack mounting, ground mounting, outdoor and indoor
Box material	Metal
Cable specification	AC cable: outdoor UV protection cable of 1 ~ 1.5 mm ² MPLC cable: outdoor UV protection cable of 4 ~ 10 mm ² Fiber optic: outdoor UV protection cable, outside diameter ≤ 18mm RS485 cable: 2 x outdoor UV protection shielded twisted pair (STP) of 0.75 ~ 1.5 mm ²
Mechanical parameters	
EMU200A	The EMU200A includes Logger4000, AC adapter, SPD, MCCB, MPLC, PID&ISO Control Box (optional) , Fiber Switch (optional), Fiber Splice Box(optional), I/O Module (optional) Apply to Overseas

Logger1000



Flexible networking

- Support of RS485, Ethernet, WiFi communication
- Support of energy meter, meteo station, sensors and other equipment access



Convenient O&M

- Inverter batch parameter setting and firmware updates
- Plant maintenance by remote Web access, optimized OPEX
- Active and reactive power control
- Local monitoring



Easy operation

- Automatic Modbus address distribution
- Built-in Web server for monitoring and configuration, by PC or smartphone browser, no APP required

Communication

Max. number of devices 30

Communication ports

RS485 interface 3
 Ethernet 1×RJ45, 10/100/1000 Mbps
 Digital input 5, Max. 24V DC
 Analog input 4, support 4~20 mA or 0~10 VDC

Wireless communication

4G communication LTE(FDD): B1, B3, B5, B8
 LTE(TDD): B38, B39, B40, B41
 TD-SCDMA: B34, B39
 CDMA: BC0
 GSM:900MHz / 1800MHz
 WCDMA:B1, B8"
 WiFi communication 802.11 b / g / n / ac
 HT20 / 40 / 80M Hz
 2.4G Hz / 5G Hz

Power Supply

DC input 24 VDC, 1.2 A
 DC output 24 VDC, 0.5 A
 Power consumption <10 W

Ambient Conditions

Operating Temperature -30 °C ~ 60 °C
 Storage Temperature -40 °C ~ 80 °C
 Relative air humidity ≤95 % (non-condensing)
 Elevation ≤4000 m
 Protection class IP20

Mechanical parameters

Dimensions (W * H * D) 200 mm * 110 mm * 60 mm
 Weight 500 g
 Mounting type Top-hat rail mounting / wall mounting

Ordering information

Logger1000A Support 4G and WiFi wireless communication
 Apply to China, India, Malaysia
 Logger1000B Support WiFi only wireless communication
 Apply to Global



SG250HX

Inversor String multi MPPT para sistemas de 1500 Vdc



ALTO RENDIMIENTO

- 12 MPPTs con una eficiencia máxima del 99%
- Compatible con módulos bifaciales
- Función de recuperación PID y Anti PID

O&M INTELIGENTE

- Puesta en servicio gratuita y actualización remota de firmware
- Análisis y diagnóstico online de curva IV*
- Diseño sin fusibles con monitorización string inteligente

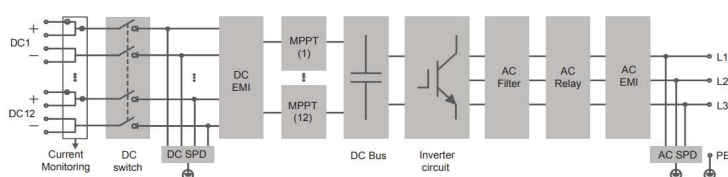
BAJO COSTE

- Compatible con cables Al y Cu AC
- Conexión DC 2 en 1
- Función Q en la noche

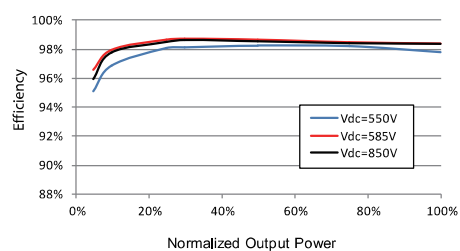
SEGURIDAD COMPROBADA

- Protección IP66 y C5
- SPD tipo II para AC y DC
- Cumple con la seguridad global y el código de red

DIAGRAMA DEL CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA



Type designation	SG250HX
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Tensión mínima de entrada FV / Tensión de arranque	600 V / 600 V
Tensión de entrada nominal FV	1160 V
Rango de tensión MPP	600 V – 1500 V
Número de entradas MPP independientes	12
Número máximo de conectores de entrada por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV	30 A * 12
Corriente máxima de cortocircuito de DC	50 A * 12
Salida(AC)	
Potencia de salida de AC	250 kVA @ 30°C/ 225 kVA @ 40°C/ 200 kVA @ 50°C
Corriente máxima de salida de AC	180, 5 A
Tensión nominal de AC	3 / PE, 800 V
Rango de tensión de AC	680 – 880V
Frecuencia nominal de la red / Rango frecuencia de red	De 50 Hz / 45 a 55 Hz, de 60 Hz / 55 a 65 Hz
THD	< 3 % (a potencia nominal)
FP a potencia nominal / FP ajustable	> 0,99 / 0,8 capacitivo – 0,8 inductivo
Fases de inyección / Fases de conexión	3 / 3
Eficiencia	
Eficiencia máxima	99.0 %
Eficiencia europea	98.8 %
Protección y función	
Protección de conexión inversa	Sí
Protección de cortocircuito de AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de red	Sí
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor de DC	Sí
Interruptor de AC	No
Monitorización de corrientes de string FV	Sí
Función Q en la noche	Sí
Función de recuperación PID y Anti PID	Sí
Protección contra sobretensión	Tipo II DC & AC
Datos Generales	
Dimensiones (Largo × Ancho × Alto)	1051 * 660 * 363 mm
Peso	99 kg
Método de aislamiento	Sin transformador
Grado de protección de entrada	IP66
Consumo nocturno	< 2 W
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-30 to 60 °C
Rango de humedad relativa aceptable	0 – 100 %
Método de refrigeración	Ventilación forzada inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	5000 m (reducción de potencia a partir de 4000 m)
Pantalla	LED, Bluetooth+APP
Comunicación	RS485 / PLC
Tipo de conexión de DC	MC4-Evo2 (máx. 6 mm ² , opcional 10 mm ²)
Tipo de conexión de AC	Terminal OT / DT (máx. 300 mm ²)
Certificación	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, EN 50549, UNE206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Soporte a la red	Función Q en la noche, LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva y control de rampa de potencia

*: Solo compatible con Logger de Sungrow, EyeM4 e iSolarCloud

SG350HX

Inversor String Multi MPPT para sistemas de 1500 Vdc

NEW



ALTO RENDIMIENTO

- Hasta 16 MPPTs con una eficiencia máxima del 99%
- 20 A por string, compatible con módulos +500Wp
- Intercambio de datos con el tracker para mejorar el rendimiento

BAJO COSTE

- Función Q a la noche, ahorra en inversión
- Comunicación PLC
- Escaneo y diagnóstico de curva IV, O&M activo

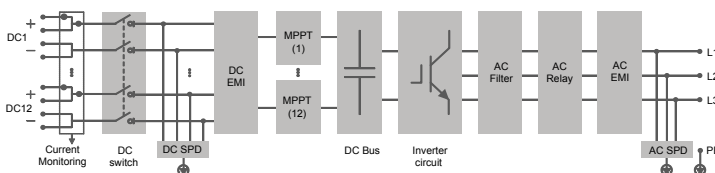
SEGURIDAD COMPROBADA

- 2 strings por MPPT, sin riesgo de conexión inversa
- Monitorización AC y DC en tiempo real
- Interruptor DC integrado, corta automáticamente el fallo

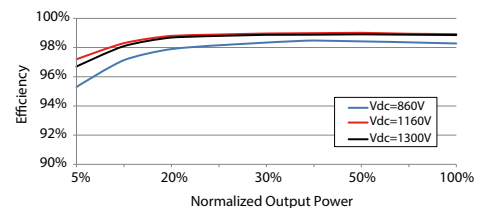
SOPORTE DE RED

- $SCR \geq 1.16$ funcionamiento estable en redes extremadamente débiles
- Tiempo de respuesta de la potencia reactiva $< 30ms$
- Cumple con la seguridad global y el código de red

DIAGRAMA DEL CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA



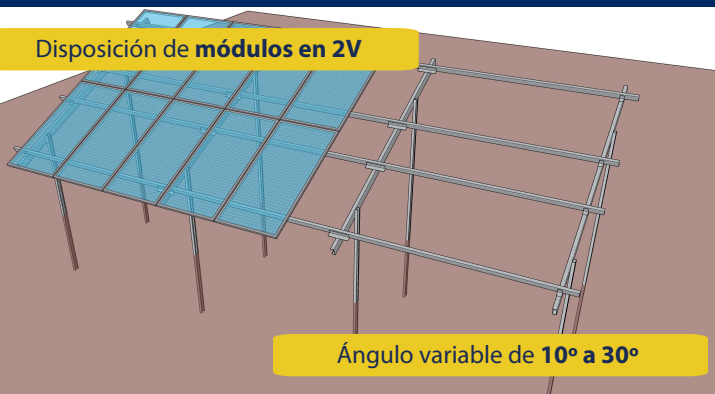
Denominación	SG350HX
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Tensión mínima / Tensión de arranque	500 V / 550 V
Tensión de entrada nominal	1080 V
Rango de tensión MPP	500 V – 1500 V
No. de entradas MPP independientes	12 (opcional: 14/16)
No. máximo de conectores de entrada por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV	12 * 40 A (Opcional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corriente máxima de cortocircuito de DC por MPPT	60 A
Salida (AC)	
Potencia de salida de AC	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Corriente máxima de salida de AC	254 A
Tensión nominal de AC	3 / PE, 800 V
Rango de tensión de AC	640 – 920V
Frecuencia nominal de red / Rango de frecuencia de red	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (potencia nominal)
Inyección de corriente DC	< 0.5 % In
FP a potencia nominal / FP ajustable	> 0.99 / 0.8 inductivo – 0.8 capacitivo
Fases de inyección / Fases de conexión	3 / 3
Eficiencia	
Eficiencia máx / Eficiencia Europea / Eficiencia CEC	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protección	
Protección de conexión DC inversa	Sí
Protección de cortocircuito de AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de red	Sí
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor DC/AC	Sí / No
Monitorización de corrientes string FV	Sí
Función Q en noche	Sí
Anti-PID y Función de recuperación PID	Opcional
Protección contra sobretensión	DC Tipo II / AC Tipo II
Datos Generales	
Dimensiones (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Peso	≤116 kg (≤255.7 lbs)
Método de aislamiento	Sin transformador
Grado de protección de entrada	IP66 (NEMA 4X)
Consumo nocturno	< 6 W
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-30 to 60°C (-22 to 140 °F)
Humedad relativa aceptable (sin condensación)	0 – 100 %
Método de refrigeración	Refrigeración forzada inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicación	RS485 / PLC
Tipo de conexión DC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
Tipo de conexión AC	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Certificación	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEEE1547, IEEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Soporte de red	Función Q en noche, LVVRT, HVVRT, control de potencia activa y reactiva, control de rampa de potencia, control Q-U y control, P-f

Ficha Técnica



Estructura Hincada "Alrután"

Disposición de módulos en 2V



Ángulo variable de 10° a 30°

La **estructura hincada** es una estructura fijada directamente sobre el terreno mediante el proceso de hincado de perfiles.

Compuesta de **perfiles de acero de sección "C"** de calidad y tratamiento anticorrosión MAGNELIS o similar, siendo esta tipología de fácil instalación y muy liviana.

Admite **variaciones en la inclinación de los paneles**, imprescindible para obtener una incidencia de rayos solares más eficiente.

Perfiles completamente **mecanizados, embalados y listos para su montaje**

Compatible con todos los paneles del mercado

Garantía hasta 25 años*

Fijación a terreno mediante proceso de **hincado**

Disposición de módulos en **horizontal**

CONSIDERACIONES TÉCNICAS:

Separación máxima de pórticos a 3,0 m*

Pendiente máxima del terreno 10°

Estructura calculada específicamente para cada ubicación

Altura mínima del panel FV al suelo: 500 mm (aumentable según pedido)

Profundidad recomendada de hincado: 1,5 m

*Ver condiciones especiales
*Según condiciones ideales

OBSERVACIONES

- Las cargas de resistencia indicadas no anulan la necesidad por parte del cliente de realizar un cálculo estructural tanto de la estabilidad del conjunto como de la capacidad portante de la cubierta según CTE.
- Se deberán respetar todas las recomendaciones indicadas en los planos de montaje.
- Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.
- Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando sobranes en los extremos.
- Se deberá seguir el plan de mantenimiento que proporciona Sun Support.
- SunSupport se reserva el derecho de realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad y seguridad. Las ilustraciones pueden ser solo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

www.sunsupport.es

DETALLE TÉCNICO DE COMPONENTES
Dimensión • Peso • Material • Detalle Específico

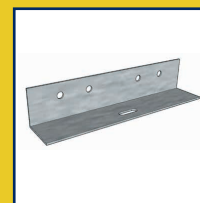
Postes
Sección tipo "C" C-80x3
Acero Galvanizado en caliente

Largueros
Sección tipo "C" C-80x2
Acero Magnelis

Hipotenusas
Sección tipo "C" C-120x2
Acero Magnelis

Aumentable según condiciones específicas
Completamente mecanizado con perforaciones rasgadas para uniones
Tornillería Inox A2

Ejón Grande



"L" de unión de **Largueros con Hipotenusa**

Acero Galvanizado
Completamente mecanizado
Tornillería Inox A2

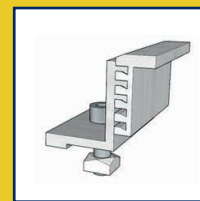
Ejón Pequeño



"L" de unión de **Largueros con Hipotenusa**

Acero Galvanizado
Completamente mecanizado
Tornillería Inox A2

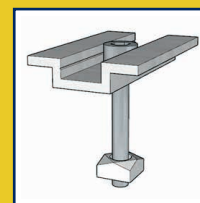
FPLAT-A – Fijación Presor Lateral para Acero



0,095 kg
Aluminio EN AW 6063/T6
Tornillería Inox A2

Opción a 30 mm, 35 mm y 40 mm

FPCEM-A – Fijación Presor Central para Acero



0,055 kg
Aluminio EN AW 6063/T6
Tornillería Inox A2

Opción a 30 mm, 35 mm y 40 mm

DISEÑO B

15 Diseño de la Instalación Fotovoltaica

15.1. Potencia de diseño de la instalación fotovoltaica

En cuanto a la potencia de diseño de la instalación fotovoltaica para el diseño B, se va a realizar el cálculo de forma análoga al realizado para el diseño A.

A diferencia del cálculo realizado en el diseño A, para el diseño B al tener la particularidad de que la estructura solo puede tener una inclinación máxima de 12 grados, no se realiza el análisis de las horas sol pico para cada inclinación ya que la inclinación máxima según la tipología de instalación por ser flotante se parte de una inclinación de 12 grados.

Por lo tanto, para una inclinación de 12 grados, se tiene 6,59 horas sol pico promedio por lo que la potencia de diseño de la instalación fotovoltaica se obtiene mediante el uso de la expresión (105).

$$Potencia\ diseño = \frac{Consumo\ energético\ \left(\frac{kWh}{día}\right)}{HSP\ Promedio\ \left(\frac{horas}{día}\right) \cdot (0,8^*)} = \frac{\bar{E}}{HSP \cdot (0,8^*)} \quad (105)$$

Donde:

- Potencia diseño (kW): Potencia de diseño de la instalación fotovoltaica.
- Consumo energético $\left(\frac{kWh}{día}\right)$: consumo promedio energético, Tabla 4, 5.304,32 kWh.
- HSP $\left(\frac{horas}{día}\right)$: Horas solar pico promedio para las condiciones de diseño, 6,59.

$$Potencia\ diseño = \frac{5304,32}{6,59 \cdot (0,80^*)} = 1006,12\ kW \quad (106)$$

*: el término 0,8 se emplea debido a que se suponen unas pérdidas de la instalación fotovoltaica de un 20% ya que es el caso más desfavorable sin tener en cuenta las pérdidas por sombreado.

Tras los resultados obtenidos en la expresión (106), el objetivo es dimensionar la instalación para una potencia diseño de 1006,12 kW.

15.2. Simulación del Diseño de la Instalación Fotovoltaica mediante PVGIS

Una vez calculada la potencia de diseño de la instalación fotovoltaica correspondiente al diseño B, se va a realizar una simulación mediante PVGIS, acerca de la potencia de diseño obtenida en la expresión (106).

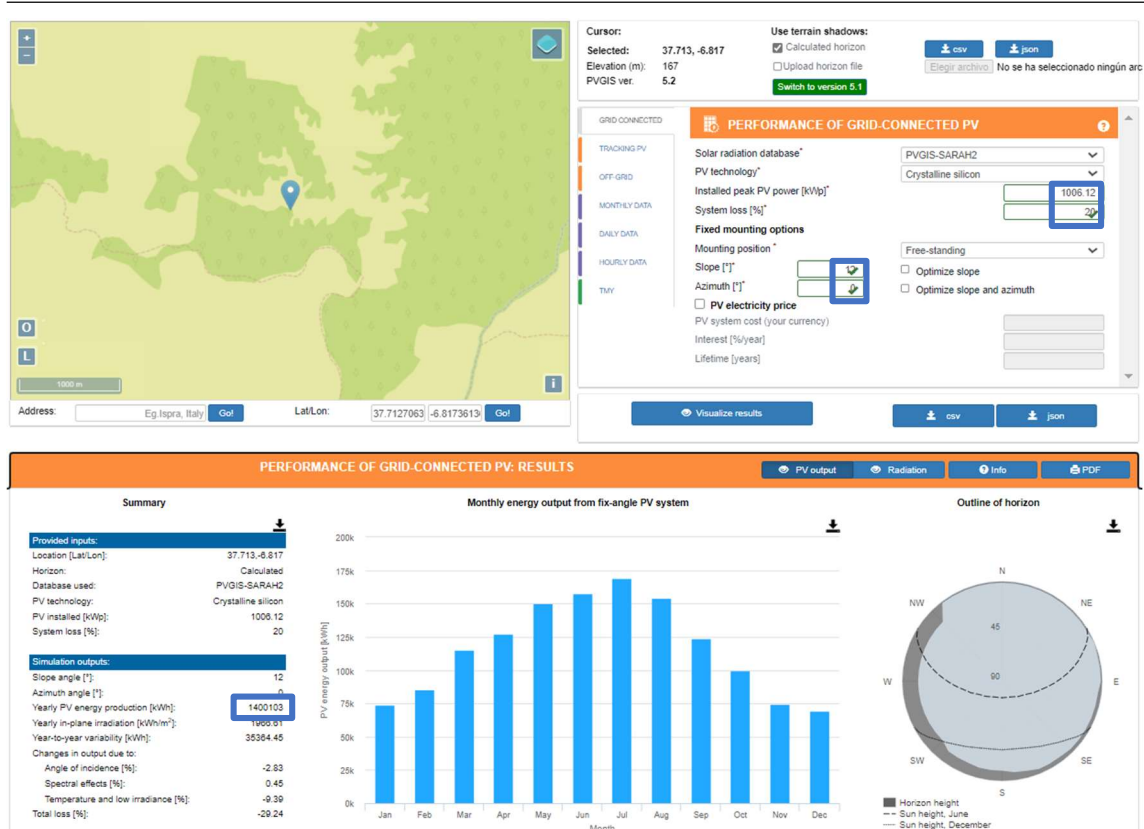


Figura 47 Simulación instalación fotovoltaica, diseño B mediante PVGIS. Fuente: PVGIS.

Viendo los resultados obtenidos en la Figura 47, se puede observar como para una potencia pico de unos 1006,12 kWp, una inclinación de 12 grados y orientación sur, se obtiene un valor de producción anual de 1.400.103 kWh/año.

15.3. Módulo Fotovoltaico

Empleando el mismo módulo fotovoltaico que en el diseño A, correspondiente a la Tabla 5, se procede con el cálculo del número de módulos fotovoltaicos para el diseño B.

15.3.1. Número de Paneles Necesarios para la Instalación

Con la potencia de diseño de la instalación calculada anteriormente y teniendo en cuenta el módulo fotovoltaico de la marca *Jinko Solar* concretamente el modelo JKM540M-72HL4 con una potencia de 540W (0,54 kW), se calcula el número de paneles necesarios para alcanzar dicha potencia de diseño, mediante la expresión (107).

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{P_{\text{diseño instalación}}}{P_{\text{módulo}}} \quad (107)$$

Donde:

- N° paneles: número de paneles de la instalación fotovoltaica.
- $P_{\text{diseño instalación}}$ (kW): Potencia obtenida anteriormente en la expresión (106), 1006,12 kW
- $P_{\text{módulo}}$ (kW): Potencia del módulo fotovoltaico, 0,54 kW.

$$\text{Número de paneles} = \frac{1006,12}{0,540} = 1863,19 \text{ paneles} \approx 1863 \text{ paneles} \quad (108)$$

A raíz de los resultados obtenidos en la expresión (108), se puede concluir que el número de paneles necesarios para la instalación es de 1863 paneles.

Para el cálculo de la potencia pico de la instalación, viene determinado por la potencia del módulo fotovoltaico elegido, así como por el número de paneles. La potencia pico de la instalación vendrá dada por la expresión (109).

$$P_{pico} = n^{\circ} \text{paneles} \cdot P_{panel} \quad (109)$$

Donde:

- P_{pico} (kW): Potencia pico de la instalación fotovoltaica.
- $n^{\circ} \text{paneles}$: número de módulos fotovoltaicos instalados, 1863 paneles.
- P_{panel} (kW): Potencia del módulo fotovoltaico, 0,54 kW.

$$P_{pico} = 1863 \cdot 0,54 = 1006,02 \text{ kW} \quad (110)$$

Por lo tanto, según la expresión (110), la potencia pico de la instalación es de 1006,02 kWp.

15.4. Inversor

Para calcular el número de inversores necesarios, se deben corregir los parámetros de entrada del inversor (los parámetros de los módulos fotovoltaicos) acorde a las temperaturas máximas y mínimas que puedan establecerse en la ubicación. Al tratarse de una alternativa en el diseño de la instalación, los parámetros corregidos serán los mismos a los calculados anteriormente.

Una vez elegido el inversor en cuestión, se debe de realizar el cálculo del número de inversores necesario para la instalación fotovoltaica. Dicho cálculo se realiza mediante la expresión (111).

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{P_{pico \text{ diseño}}}{P_{nom \text{ inv}}} \quad (111)$$

Donde:

- $N^{\circ} \text{ inversores}$: número de inversores necesarios.
- $P_{pico \text{ diseño}}$: Potencia pico de diseño, 1006,02 kW.
- $P_{nom \text{ inv}}$: Potencia nominal del inversor elegido, 350 kW.

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{1006,02}{350} = 2,87 \text{ inversores} \quad (112)$$

A raíz del resultado obtenido en la expresión (112), se tiene que el número de inversores necesarios para la instalación fotovoltaica son 3. Teniendo en cuenta que hacen falta 3 inversores, se opta por emplear 2 inversores de 350kW y 1 inversor de 250 kW análogamente al diseño A. Por lo tanto, la potencia nominal de la instalación será de 950kW, lo que quedará

ligeramente sobredimensionada para la potencia nominal, aunque teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación, se permite dicho sobredimensionamiento análogamente al diseño A.

15.4.1. Cálculo del Número de Paneles en Serie y en Paralelo

El siguiente paso es ver el número de módulos por inversor y la configuración de estos.

15.4.1.1. Inversor de 350 kW

Para los inversores de 350 kW, se configurarán de la misma forma que los inversores de misma potencia del diseño A. Por lo tanto, se tiene que el número de módulos por inversor es de 648 por lo que la configuración final para el inversor de 350 kW es de 648 módulos, con 24 *strings*, 2 *strings* en paralelo por MPPT y con 27 módulos por *string*.

15.4.1.2. Inversor de 250 kW

En segundo lugar, se van a realizar los cálculos para el inversor de 250 kW.

Partiendo de los cálculos del diseño A se tiene que el número de paneles debe estar comprendido en el siguiente rango: $14 \leq n^{\circ} \text{módulos en serie} \leq 27$ y el número máximo de *strings* por MPPT es de 2.

Para el cálculo del número de *strings* por inversor, se emplea la expresión (113).

$$n^{\circ} \text{strings} = n^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{MPPT}} \cdot n^{\circ} \text{MPPTs} \quad (113)$$

Donde:

- $n^{\circ} \text{strings}$: número de *strings* por inversor.
- $n^{\circ} \text{MPPTs}$: número de MPPTs que dispone el inversor, 12.

$$n^{\circ} \text{strings} = 2 \cdot 12 = 24 \text{ strings} \quad (114)$$

Teniendo en cuenta lo obtenido en la expresión (114) y el número de módulos de la instalación, se realiza el cálculo del número de módulos por inversor mediante la expresión (115).

$$n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{250 \text{ kW}}} = n^{\circ} \text{módulos}_{\text{instalación}} - 2 \cdot n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{350 \text{ kW}}} \quad (115)$$

Donde:

- $n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{250 \text{ kW}}}$: número de módulos por inversor de 250 kW.
- $n^{\circ} \text{módulos}_{\text{instalación}}$: número de módulos totales de la instalación, 1863.

$$n^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}_{250 \text{ kW}}} = 1863 - 2 \cdot 648 = 567 \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}} \quad (116)$$

Finalmente, según la expresión (38) se tiene que el número de módulos por inversor es de 648 por lo que la configuración final para el inversor de 250 kW es de 567 módulos, con 21 *strings* de 27 módulos.

15.4.2. Resumen configuración inversores

Resumiendo, los cálculos obtenidos anteriormente y las configuraciones de los 3 inversores empleados en la instalación fotovoltaica queda recogida en la Tabla 23.

Tabla 23 Resumen configuración inversores de la instalación fotovoltaica diseño B. Fuente: Propia

Nº MPPT	INV 1-350 kW		INV 2-350 kW		INV 3-250 kW	
	Nº strings	Mód/String	Nº strings	Mód/String	Nº strings	Mód/String
1	2	27	2	27	2	27
2	2	27	2	27	2	27
3	2	27	2	27	2	27
4	2	27	2	27	2	27
5	2	27	2	27	2	27
6	2	27	2	27	2	27
7	2	27	2	27	2	27
8	2	27	2	27	2	27
9	2	27	2	27	2	27
10	2	27	2	27	1	27
11	2	27	2	27	1	27
12	2	27	2	27	1	27

15.4.3. Performance Ratio-Índice de rendimiento de la instalación fotovoltaica

El índice de rendimiento y en terminología anglosajona conocido como *Performance Ratio*, también conocido como proporción de rendimiento, es el porcentaje que expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica y se obtiene mediante la expresión (117).

$$PR = \frac{P_{pico}}{P_{inversor}} \cdot 100 \quad (117)$$

Donde:

- PR : Índice de rendimiento.
- P_{pico} (kW): Potencia pico de la instalación fotovoltaica.
- $P_{inversor}$ (kW): Potencia del inversor, 950 kWn

$$PR = \frac{1006,02}{950} = 1,06 \quad (118)$$

A raíz del resultado obtenido en la expresión (118), el índice de rendimiento total de la instalación es de un 1,06 por lo que la instalación está ligeramente sobredimensionada al igual que en el diseño A. No obstante, tal y como se ha comentado anteriormente, no va a resultar en ningún inconveniente ya que cualquier proyecto realizado se suele sobredimensionar hasta un índice de rendimiento de un 1,1 debido a las pérdidas que tiene las instalaciones fotovoltaicas y con el fin de ahorrar costes y con ello aumentar la rentabilidad obtenida de la instalación que es uno de los parámetros fundamentales de realizar una inversión en una instalación fotovoltaica.

15.5. Estructura

Otro de los componentes importantes de la instalación fotovoltaica es la estructura de la instalación fotovoltaica. Existen distintos tipos de estructura los cuales se adaptan mejor a la tipología de la ubicación. Para el caso que concierne, teniendo en cuenta que se trata de una instalación flotante. Tal y como se ha comentado anteriormente, no es objeto de este trabajo de fin de máster realizar el cálculo estructural de la estructura ni tampoco realizar un estudio del sistema de amarre que emplea el sistema de flotación. No obstante, cualquier fabricante conocido de estructuras de módulos fotovoltaicos te dan garantía e incluso pueden facilitar los cálculos de la estructura y del sistema de flotación.

Se opta por la estructura flotante de la marca *Isigenere*, el cual dispone los módulos en horizontal, tal y como se puede observar en la Figura 48.

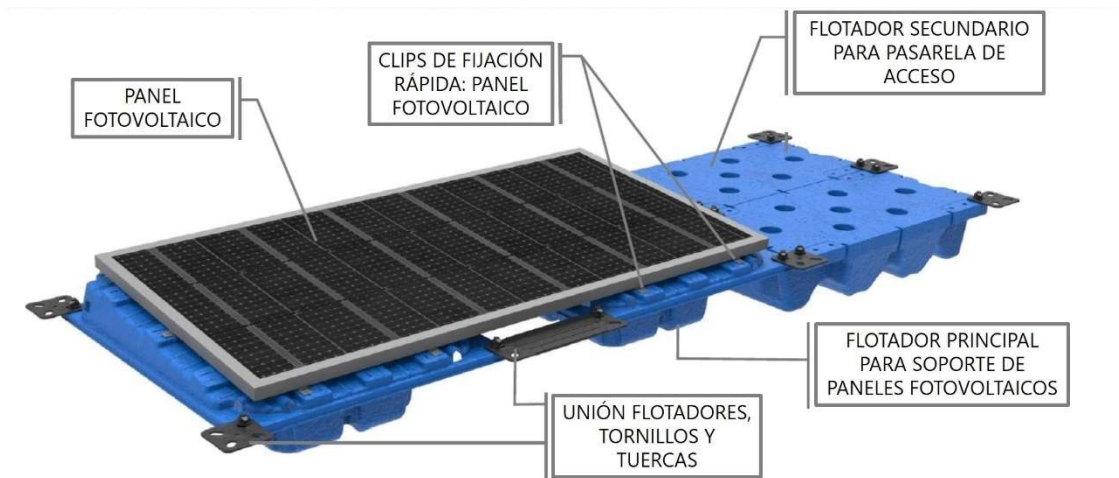


Figura 48 Estructura flotante para módulo fotovoltaico de marca *Isigenere*. Fuente: *Isigenere*.

15.6. Cálculo de la Distancia Mínima entre Paneles para Evitar Sombreado

Una parte muy importante a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica es la disposición de los módulos. Por ello, dependiendo del tipo de instalación si coplanar o inclinada, los módulos se podrán disponer contiguos o deberán guardar cierta distancia entre ellos.

Para la tipología de instalaciones fotovoltaicas inclinadas, se debe de dejar una distancia mínima entre módulos para así evitar el sombreado entre ellos y evitar pérdidas por sombreado. Dicha distancia mínima se puede calcular dependiendo de lo que se quiera permitir, tanto si no se quiere ningún sombreado en el día más desfavorable del año como permitir 1-2 horas de sombreado en el día más desfavorable del año. El día más desfavorable del año, es el día del solsticio de invierno, el 21 de diciembre que es el día donde el sol se encuentra más bajo y por lo tanto la distancia de sombra será mayor.

En este caso, se va a realizar la disposición de los módulos de forma que no haya ningún sombreado en los módulos para el solsticio de invierno por ello se calculará la distancia entre módulos d_2 según la Figura 23 y la expresión (127).

En cuanto a la orientación de los módulos, tal y como se ha comentado anteriormente, se va a emplear la estructura flotante y por lo tanto la orientación de los módulos será en horizontal. Además, la inclinación del sistema de flotación es de 12 grados. Por lo tanto, partiendo de los

datos de entrada, se calcula la distancia mínima entre módulos mediante la expresión (125), para evitar sombreado.

El primer paso es calcular el ángulo en solsticio de invierno para la ubicación de la instalación fotovoltaica según la expresión (121) para la cual previamente se deberá de calcular la declinación según la expresión (119).

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n) \right) \quad (119)$$

Donde:

- δ (°): declinación según el día del año.
- n : día del año, en este caso el día del solsticio de invierno, 21 de diciembre, 355.

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(\frac{360}{365} \cdot (284 + 355) \right) = -23,45^\circ \quad (120)$$

$$\text{sen}(\alpha) = \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) \quad (121)$$

Donde:

- α (°): ángulo en solsticio de invierno.
- ϕ : latitud según la ubicación de la instalación, $37,71^\circ$.
- ω : ángulo de hora del sol, en solsticio de invierno 12:00, 0° .

$$\begin{aligned} \text{sen}(\alpha) &= \text{sen}(-23,45) \cdot \text{sen}(37,71) + \cos(-23,45) \cdot \cos(37,71) \cdot \cos(0) \\ \text{sen}(\alpha) &= 0,48 \rightarrow \alpha = 28,84^\circ \end{aligned} \quad (122)$$

El segundo paso es calcular la altura del panel mediante la expresión (45).

$$d = L_m \cdot \cos(\theta) \quad (123)$$

Donde:

- d (m): distancia de la proyección del módulo en el suelo.
- L_m (m): longitud de los módulos fotovoltaicos, $1,134$ m.
- θ (°): ángulo de inclinación, 12° .

$$d = L_m \cdot \cos(\theta) = 1,134 \cdot \cos(12) = 1,109 \text{ m} \quad (124)$$

Seguidamente, se calcula la distancia entre paneles para evitar el sombreado mediante la expresión (125).

$$d_1 = \frac{L_m \cdot \text{sen}(\theta)}{\tan(\alpha)} \quad (125)$$

Donde:

- d_1 : distancia entre paneles para evitar el sombreado entre el final de una fila y el inicio de la siguiente.

$$d_1 = \frac{L_m \cdot \text{sen}(\theta)}{\tan(\alpha)} = \frac{1,134 \cdot \text{sen}(12)}{\tan(28,84)} = 0,428 \text{ m} \quad (126)$$

A raíz de los resultados obtenidos de la expresión (126), se puede determinar la distancia entre filas de unos 0,428 metros o lo que es lo mismo una distancia entre inicio de panel e inicio del panel de la siguiente fila según la expresión (127).

$$d_2 = d_1 + d \quad (127)$$

Donde:

- d_2 (m): distancia entre inicio panel de una fila y el inicio del panel de la siguiente fila.

$$d_2 = 0,428 + 1,109 = 1,537 \text{ m} \quad (128)$$

Finalmente, se obtiene una distancia entre filas de 1,54 metros y una distancia entre inicio de fila y fin de fila de unos 0,43 metros.