



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE UN
PARQUE FOTOVOLTAICO DE 20 MW_p
SOBRE UN EMBALSE

Autor: Álvaro de la Peña Pinteño
Director: Carlos Fuertes Kronberg

Madrid
Julio 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Proyecto de construcción de un parque fotovoltaico de 20 MWp sobre un embalse
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Álvaro de la Peña Pinteño Fecha: 05 / julio/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Carlos Fuertes Kronberg Fecha: 05 / julio/ 2023

Agradecimientos

Quisiera comenzar este trabajo de fin de máster expresando mi enorme agradecimiento al profesor Carlos Fuertes, de la Universidad Pontificia de Comillas por su ayuda durante el desarrollo de este proyecto, aportando su experiencia y asesorando siempre que ha sido necesario. Además, también me gustaría destacar el incuestionable apoyo de mi familia y amigos durante estos años de formación.

Resumen

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 20 MWP SOBRE UN EMBALSE

Autor: de la Peña Pinteño, Álvaro

Director: Fuertes Kronberg, Carlos

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

En este trabajo se pretende diseñar y analizar una instalación fotovoltaica flotante. En primer lugar, se realizará un análisis sobre el estado este tipo de tecnología. Posteriormente se dimensionan los distintos elementos necesarios para la instalación y, finalmente, se analiza su viabilidad económica ante distintos escenarios.

Palabras clave: energía renovable, fotovoltaica, flotante, reducción emisiones.

1. Introducción

Actualmente, la electricidad juega un papel esencial en cualquier sociedad moderna, siendo imprescindible para la mayoría de nuestras actividades diarias. Con una población y un desarrollo empresarial e industrial creciente a nivel mundial, la demanda eléctrica ha experimentado un considerable aumento a lo largo de los años, este crecimiento se prevé que siga aumentando durante los próximos años.

Aproximadamente a comienzos de este siglo, se empezó a desarrollar el uso de la tecnología renovable para producir electricidad, en especial a partir de 2010, estas sufren un gran impulso, coincidiendo con una mayor conciencia y preocupación por parte de la sociedad de las consecuencias que tiene a nivel medioambiental la generación de electricidad, especialmente respecto a las emisiones derivadas de emplear compuestos que contienen carbono como el carbón, petróleo o gas natural. Aunque también se emplean tecnologías que captan el CO₂ producido cuando se emplean combustibles fósiles, sin ninguna duda, la principal medida empleada para llevar a cabo la descarbonización de esta generación de electricidad consiste en la producción de ésta empleando los recursos naturales predominantes en función de la localización en la que nos encontremos.

Además de la faceta medioambiental, este proyecto cobra aún más importancia en la coyuntura actual ya que, debido a las diversas circunstancias geopolíticas acontecidas durante estos últimos años, se están tomando acciones hacia la independencia y la autosuficiencia energética de los distintos países o territorios con el fin de ser capaces de obtener energía a un precio accesible para abastecer a la población. Por otra parte, según datos de Red Eléctrica, en la composición del mix energético en nuestro país, las energías renovables suponen aproximadamente un 45%, existe el objetivo de que, en el año 2030, este tipo de tecnologías supongan un 68% del total del parque eléctrico instalado.

Es en este contexto donde este proyecto puede aportar una posible solución ya que lo más común o extendido en la actualidad consiste en parques fotovoltaicos instalados en tierra firme. Sin embargo, estos ocupan una gran extensión de tierra que no es aprovechable

para otras tareas. Otra ventaja de emplazarlos sobre el agua es que se puede usar ésta como refrigerante de los paneles, lo que aumenta la eficiencia de la planta según distintos estudios de la compañía eléctrica Endesa en torno a un 10%, además estos previenen la aparición de algas que pueden acabar con la biodiversidad de ese hábitat y reducen la evaporación del agua. Situarla sobre un embalse es más ventajoso ya que se trata de un entorno más favorable y menos agresivo que el marino.

2. Definición del proyecto

En este proyecto se comenzará analizando la red eléctrica existente en España para poder localizar la ubicación más adecuada para el parque solar. Posteriormente se dimensionarán los distintos equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la planta de 20MWp. Finalmente se analizará la viabilidad y la posible rentabilidad que esta instalación podría tener.

3. Descripción del modelo

La parte de diseño de la instalación empleará un modelo que calcule la caída de tensión en función de la temperatura del conductor, la distancia y las secciones consideradas, así como que esta caída es inferior a la definida en el reglamento. También verificará que la corriente que discurrirá por el conductor es inferior a la que este puede soportar en las condiciones de la instalación.

Concluido aspecto más técnico, en la

Tabla 1, podemos ver los costes considerados para el modelo financiero. Tenemos en primer lugar los módulos fotovoltaicos, estos tienen un coste estimado prácticamente igual a los que se sitúan en plantas fotovoltaicas en tierra ya que son el mismo tipos de paneles. En cuanto al apartado de estructuras, se ha supuesto que estas tendrán aproximadamente un coste un 50% superior en comparación con los típicos trackers situados en tierra, alcanzando un valor de 0,22 €/Wp debido principalmente a que es una tecnología novedosa y su uso no se encuentra muy extendido actualmente. Los gastos dedicados a BoP unidos a los inversores se encuentran acorde con la media del mercado. Por último, los gastos considerados para el desarrollo del proyecto, así como obtención de estudios y licencias, se han fijado en un 13% del coste del resto de elementos. Con todos estos elementos se obtiene un coste de 0,88 €/Wp, en comparación con los precios de mercado para las plantas fotovoltaicas convencionales, es un valor en torno a un 15% superior por las particularidades ya comentadas.

En cuanto a los gastos operativos, tenemos los gastos relacionados con la operación y mantenimiento de la instalación. Es cierto que estos gastos van aumentando con el paso de los años a lo largo de la vida útil del activo, sin embargo, se ha tomado un valor medio. Estos gastos son muy similares a los de una instalación convencional. Tenemos también una serie de gastos de gestión que serán necesarios pagar a la empresa que se dedique a monitorizar y explotar la planta. Se ha supuesto también que los gastos de aseguramiento de la instalación representaran un 0,15% de la inversión, valor típico para esta industria.

Por otra parte, se han fijado los costes de desvíos, que involucran los gastos ocasionados por posibles diferencias entre la producción real de la instalación y la producción prevista, en 1 €/MWh, gasto típico es instalaciones de tipo renovables. En cuanto a los costes de

arrendamiento, se ha considera un precio reducido (100 €/ha) ya que el embalse es de titularidad pública mientras que, en fincas dedicadas a plantas solares convencionales, se suele situar en el rango de 1.000 – 1.800 €/ha.

Por último, tenemos unos costes que están regulados y previamente definidos, que dependen de la producción y potencia instalada de la planta y que se destinan tanto al operador del mercado (OMIE) como al operador del sistema (Ree). Se ha previsto una partida del 2% del resto de costes para cualquier imprevisto que pueda surgir.

	Total [€]	[€/Wp]	% total
Módulos fotovoltaicos	5.000.000,00 €	0,25 €	28,23%
Estructura flotante y de anclaje	4.400.000,00 €	0,22 €	24,84%
Inversores	600.000,00 €	0,03 €	3,39%
Balance of Plant (BoP)	3.400.000,00 €	0,17 €	19,20%
Interconexión	2.000.000,00 €	0,10 €	11,29%
Desarrollo del proyecto	2.310.000,00 €	0,12 €	13,04%
CAPEX BASE	17.710.000,00 €	0,88€	100%

Tabla 1 Tipos de gastos de inversión de la instalación fotovoltaica.

Tipos de gastos operativos		
O&M	8.000	€/MWp
Gastos de gestión	1.000	€/MWp
Contratos de seguros	0,15%	0,15% CAPEX
Agente mercado y costes de desvíos	1	€/MWh
Impuesto de generación	7%	7% sobre ingresos
Consumo eléctrico	1.000	€/MWp
Otros costes	2%	del resto de costes
Coste de arrendamiento	100	€/ha
Pago al operador del mercado	17,37	€/MWp
Pago al operador del sistema (fijo)	200	€/mes
Pago al operador del sistema (variable)	0,160	€/MWh

Tabla 2 Tipos de gastos operativos de la instalación. Los marcados hacen referencia a costes regulados.

4. Resultados

Los resultados obtenidos en la fase de diseño se muestran en Ilustración 1, donde se describen los distintos conductores y equipamiento que integrará la instalación. Analizando el esquema, la instalación tendrá 36.363 módulos, sumando aproximadamente 20MWp, estos módulos se colocarán en grupos, formando strings de

23 módulos conectados directamente a un inversor. En cada inversor se podrán recoger hasta 12 strings diferentes, necesitando un total de 76 inversores. Tras estos, existirán tres centros de transformación encargados de elevar la tensión hasta los 30 kV para posteriormente, en la subestación elevadora volverla a elevar hasta los 220 kV para así inyectar posteriormente en el nudo de Cillamayor, localizado a cinco kilómetros de embalse.

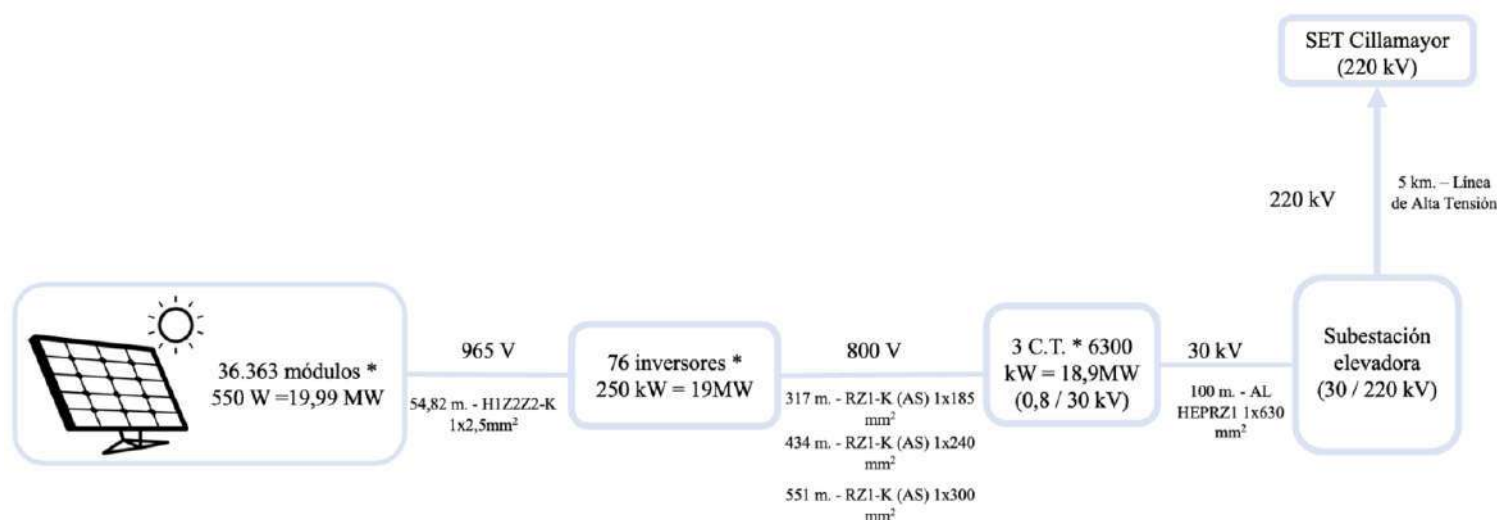


Ilustración 1 Esquema de conexión de la instalación.

En cuanto a los resultados obtenidos del análisis financiero, como se aprecia en la Tabla 3, se describen varias posibles situaciones a partir de la situación base descrita anteriormente. Como se aprecia rápidamente, en todos los escenarios previstos, la instalación sería rentable, obteniéndose una tasa interna de retorno (TIR) entre el 2 y 10%, también se observa cómo, en cualquier escenario, las variaciones de CAPEX estimadas tienen un impacto ligeramente mayor en la rentabilidad que la variación del precio de venta de la electricidad. Sin embargo, es necesario mencionar que las variaciones de CAPEX son de un 15% mientras que en el mercado eléctrico son de un 10% por lo que, en términos unitarios, afecta en mayor medida una variación en el precio de venta de la electricidad, esto es coherente ya que este parámetro tiene impacto durante todos los años de producción de la planta, por lo que es más sensible.

También obtenemos un periodo de retorno de la inversión entre los 20 y 7 años, es necesario mencionar que este parámetro no considera una tasa de descuento para los distintos flujos de caja. Desechando los dos escenarios más extremos (muy optimista y pesimista), este parámetro tiene un valor entre 8 y 15 años, estos son periodos estándares con lo que se suele ofrecer en este mercado. Por último, es necesario mencionar que para el cálculo del valor actual neto (VAN), se ha considerado un valor de referencia del 5%, por lo que, en los escenarios con una rentabilidad inferior a ese valor, aparece un valor negativo.

Tipo	Escenario	TIR [%]	Payback [años]	VAN [€] (5% interés)
Muy pesimista	CAPEX + 15% y precio mercado eléctrico - 10%	2,41%	20	-3.613.489,70 €
Pesimista I	CAPEX +15%	3,86%	15	-1.610.633,52 €
Pesimista II	Precio mercado eléctrico - 10%	3,97%	15	-1.234.384,32 €
Base	Base	5,58%	11	706.597,06 €
Optimista I	CAPEX - 15%	7,96%	8	2.988.4889,70 €
Optimista II	Precio mercado eléctrico + 10%	7,15%	9	2.610.406,81 €
Muy optimista	CAPEX - 15% y precio mercado eléctrico + 10%	9,84%	7	4.877.714,07 €

Tabla 3 Análisis de rentabilidad según escenario

5. Conclusiones

Ante una demanda de suministro eléctrico al alza a nivel mundial, junto a las políticas y conciencia climática impulsada por la sociedad, así como por los distintos organismos e instituciones, nace la necesidad de impulsar y promover las energías de origen renovable.

Aunque la más extendida ha sido la fotovoltaica instalada en tierra, se han comentado los grandes beneficios que tienen las instalaciones fotovoltaicas flotantes.

Desde el punto de vista técnico, como ya se ha demostrado en otras instalaciones es perfectamente viable ejecutar este tipo de instalaciones. Por otra parte, desde el punto de vista económico, se han extraído varias observaciones, en primer lugar, el proyecto sería rentable en todos los escenarios, consiguiendo un retorno del 2,41% en el peor escenario y cercano al 10% en el más optimista, demostrando lo sólida que podría ser esta tecnología. Se ha observado también que, en términos unitarios, tiene más impacto en la rentabilidad la variación en el precio de la electricidad y si descartamos los escenarios más extremos, se obtienen unos periodos del retorno de la inversión de entre 15 y 9 años, lo que podría hacerlo atractivo para numerosos inversores.

Tras este proyecto y los resultados expuestos, se puede considerar que este tipo de tecnología, así como estas instalaciones son viables y rentables tanto desde el punto de vista técnico como económico, por lo que podrían jugar un papel muy destacado en el futuro inmediato del parque energético en España.

ABSTRACT

PROJECT FOR THE CONSTRUCTION OF A 20 MWP PHOTOVOLTAIC PLANT ON A RESERVOIR

Author: de la Peña Pinteño, Álvaro

Supervisor: Fuertes Kronberg, Carlos

Supervisor: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

The aim of this work is to design and analyze a floating photovoltaic installation. First, an analysis of the status of this type of technology will be carried out. Defining, the different elements necessary for the installation. Finally, will be analyzed its economic viability in different scenarios.

Keywords: renewable energy, photovoltaic, floating, emissions reduction.

1. Introduction

Nowadays, electricity plays an essential role in any modern society, being crucial for most of our daily activities. With a growing population, businesses, and industrial development worldwide, the demand for electricity has experienced a considerable increase over the last years, and this growth is expected to continue increasing over the next few years.

Around the beginning of this century, the use of renewable technology to produce electricity began its development, especially from 2010 onwards, they experienced a great boost, motivated by a higher awareness and concern from the society about the environmental consequences of electricity generation, especially with regard to emissions derived from the use of carbon-containing compounds such as coal, oil or natural gas. Although there are many technologies used to capture the CO₂ produced when fossil fuels are used, there is no doubt that the main measure to decarbonize this electricity generation is the production of electricity using the predominant natural resources depending on the location where we are.

In addition to the environmental aspect, this project is even more important in the current situation since, due to the different geopolitical circumstances that have occurred in recent years, actions are being taken towards the independence and energy self-sufficiency of the different countries or territories in order to obtain energy at an accessible price to supply the demand. On the other hand, according to data from Red Eléctrica, the composition of the energy mix in our country, is based on renewable energies in approximately 45%, and the objective is that, by the year 2030, this type of technology will involve the 68% of the total installed electrical mix.

It is in this context where this project can provide a possible solution, since the most common or widespread at present consists of photovoltaic parks installed on land. However, these need large areas of land that cannot be used for other issues. Another advantage of placing them on the water is that it can be used as a coolant for the panels,

which increases the efficiency of the plant by around 10% according to several studies issued by the Endesa electricity company. In addition, they prevent the appearance of algae that can destroy the biodiversity of this habitat and reduce water evaporation. Placing it on a reservoir is more advantageous because it is a more favorable and less aggressive environment than a marine environment.

2. Project definition

This project will begin by analyzing the existing electrical grid in Spain in order to find the most suitable location for the solar plant. Then, the different equipment necessary for the correct operation of the 20MWp plant will be designed. Finally, the feasibility and possible profitability of this installation will be analyzed.

3. Description of the model

The design part of the installation will use a model that calculates the voltage drop as a function of the conductor temperature, the distance and the sections considered, as well as ensure that this drop is lower than the one defined in the legislation. It will also verify that the current that will flow through the conductor is lower than the one it can stand in the installation conditions.

Concluded the technical aspect, in Tabla 4, we can see the costs considered for the financial model. Firstly, we have the photovoltaic modules, which have an estimated cost practically the same as those placed in ground photovoltaic plants, since they are the same types of panels. As for the structures section, it has been assumed that these will have an approximately 50% higher cost compared to the typical trackers located on land, reaching a value of 0.22 €/Wp mainly because it is a new technology, and its use is not currently widespread. The expenses dedicated to BoP together with the inverters are in line with the market average. Finally, the expenses considered for the development of the project, as well as obtaining the different studies and licenses, have been set at 13% of the cost of the rest of the elements. With all these elements, we obtained a cost of 0.88 €/Wp, compared to market prices for conventional photovoltaic plants, it is a value around 15% higher due to the particularities already mentioned.

As for operating expenses, we have the expenses related to the operation and maintenance of the installation. It is true that these expenses may increase over the years along the useful life of the asset; however, an average value has been taken. These costs are very similar to those of a conventional facility. We also have the management costs that will need to be paid to the company that will monitor and operate the plant. It has also been assumed that the costs of insurance the installation will represent 0.15% of the investment, a typical value for this industry.

On the other hand, deviation costs, which involve the expenses caused by possible differences between the actual production of the facility and the expected production, have been set at 1 €/MWh, a typical value for renewable energy facilities. As for land leasing costs, a reduced price (100 €/ha) has been considered, since the reservoir is

publicly owned, while, in lands dedicated to conventional solar plants, it is usually in the range of 1,000 - 1,800 €/ha.

Finally, there are regulated and previously defined costs, which depend on the production and installed capacity of the plant and are allocated to both, the market operator (OMIE) and the system operator (Ree). An item of 2% of the remaining costs has been considered for any unforeseen event that may arise.

	Total [€]	[€/Wp]	% total
Photovoltaic modules	5.000.000,00 €	0,25 €	28,23%
Floating and anchoring structure	4.400.000,00 €	0,22 €	24,84%
Inverters	600.000,00 €	0,03 €	3,39%
Balance of Plant (BoP)	3.400.000,00 €	0,17 €	19,20%
Interconnection	2.000.000,00 €	0,10 €	11,29%
Project development	2.310.000,00 €	0,12 €	13,04%
CAPEX BASE	17.710.000,00 €	0,88€	100%

Tabla 4 Types of investment costs of the photovoltaic installation.

Tipos de gastos operativos		
O&M	8.000	€/MWp
Management fees	1.000	€/MWp
Insurance contracts	0,15%	0,15% CAPEX
Market agent and deviation costs	1	€/MWh
Generation tax	7%	7% revenues
Electricity consumption	1.000	€/MWp
Other costs	2%	out of other cots
Leasing costs	100	€/ha
Payment to market operator	17,37	€/MWp
Payment to system operator (fixed)	200	€/month
Payment to system operator (variable)	0,160	€/MWh

Tabla 5 Types of operating expenses of the facility. Those marked refer to regulated costs.

4. Results

The results obtained in the design phase are shown in Ilustración 2 Installation connection scheme.

, where the different conductors and equipment that will integrate the installation are described. Analyzing the scheme, the installation will have 36,363 modules, approximately totaling 20MWp, these modules will be placed in groups, integrating

strings of 23 modules connected directly to an inverter. Each inverter will be able to collect up to 12 different strings, requiring a total of 76 inverters. After these, there will be three power centers in charge of raising the voltage to 30 kV and then, in the elevator substation, raising it again to 220 kV for later injection into the Cillamayor node, located five kilometers from the reservoir.

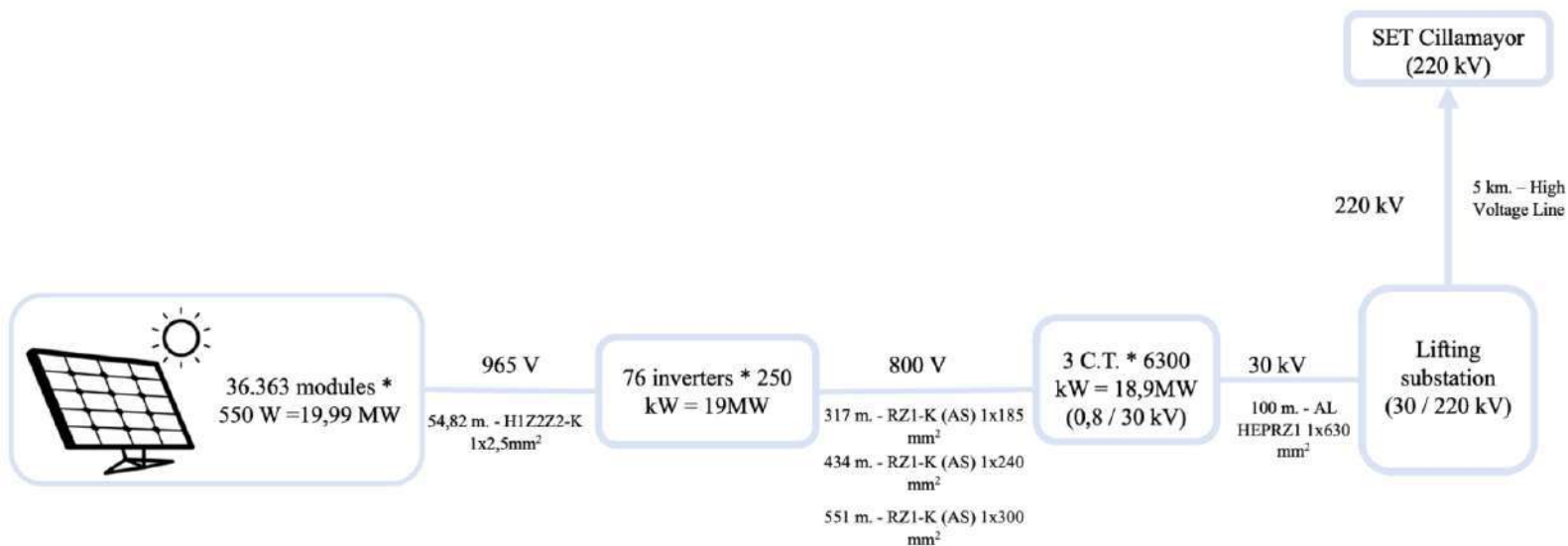


Ilustración 2 Installation connection scheme.

The results obtained from the financial analysis, are shown in Tabla 6, several possible scenarios are described from the base situation described above. As can be quickly seen, in all the scenarios review, the installation would be profitable, obtaining an internal rate of return (IRR) between 2 and 10%. It can also be seen how, in any scenario, the estimated CAPEX variations have a slightly greater impact on profitability than the variation in the electricity selling price. However, it is necessary to mention that the CAPEX variations are 15% while in the electricity market they are 10% so, in unit terms, it has a higher impact a variation in the selling price of electricity, this is consistent since this parameter has an impact during all the years of production of the plant, so it is more sensitive.

We also obtain a payback period between 20 and 7 years, it is necessary to mention that this parameter does not consider a discount rate for the different cash flows. Discarding the two most extreme scenarios (very optimistic and pessimistic), this parameter has a value between 8 and 15 years, these are standard periods in this market. Finally, it is necessary to mention that for the calculation of the net present value (NPV), a reference value of 5% has been considered, so that, in the scenarios with a profitability lower than this value, a negative value appears.

Type	Scenario	TIR [%]	Payback [years]	VAN [€] (5% interest)
Very pessimistic	CAPEX + 15% and electric market price - 10%	2,41%	20	-3.613.489,70 €
Pessimistic I	CAPEX +15%	3,86%	15	-1.610.633,52 €
Pessimistic II	Electric market price - 10%	3,97%	15	-1.234.384,32 €
Base	Base	5,58%	11	706.597,06 €
Optimistic I	CAPEX - 15%	7,96%	8	2.988.4889,70 €
Optimistic II	Electric market price + 10%	7,15%	9	2.610.406,81 €
Very Optimistic	CAPEX - 15% and electric market price + 10%	9,84%	7	4.877.714,07 €

Tabla 6 Profitability analysis by scenario.

5. Conclusions

Combining the increasing demand of electricity supply worldwide, with the policies and climate awareness promoted by society, as well as by different organizations and institutions, to boost and promote renewable energies is required.

Although the most widespread has been land-based photovoltaic plants, the great benefits of floating photovoltaic installations have been discussed.

From the technical point of view, as has already been demonstrated in other installations, it is perfectly feasible to execute this type of installation. On the other hand, from the economic point of view, several observations have been extracted. Firstly, the project would be profitable in all the scenarios considered, achieving an expected return of 2.41% in the worst scenario and close to 10% in the most optimistic, showing how solid this technology could be. It has also been observed that, in unit terms, the variation in the price of electricity has a greater impact on profitability, and if we discard the most extreme scenarios, we obtain return on investment periods of between 15 and 9 years, which could make this kind of projects attractive to many investors.

After this project and the results presented, it can be considered that this type of technology, as well as these installations, are viable and profitable from a technical and economic point of view, so they could play a very important role in the immediate future of the energy park in Spain.

Índice de la memoria

AGRADECIMIENTOS.....	2
RESUMEN	3
1. INTRODUCCIÓN	3
2. DEFINICIÓN DEL PROYECTO.....	4
3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO.....	4
4. RESULTADOS	5
5. CONCLUSIONES	7
ABSTRACT.....	8
1. INTRODUCTION	8
2. PROJECT DEFINITION	9
3. DESCRIPTION OF THE MODEL	9
4. RESULTS	10
5. CONCLUSIONS.....	12
ÍNDICE DE LA MEMORIA	13
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	15
ÍNDICE DE TABLAS	16
1. INTRODUCCIÓN	17
1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO	17
1.2 DEFINICIÓN DEL TRABAJO	17
1.3 ESTADO DE LA CUESTIÓN.....	20
1.3 METODOLOGÍA DE TRABAJO	22
1.4 ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).....	22
2. UBICACIÓN DEL PARQUE.....	24
2.1 SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS.....	24
2.2 ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO	28
3. REGULACIÓN Y NORMATIVA	31
3.1 PERMISOS DE CONSTRUCCIÓN Y CONEXIÓN.....	31
3.2 PERMISOS MEDIOAMBIENTALES.....	32
4.DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	34
4.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS	34
4.1.1 Módulos fotovoltaicos.....	34
4.1.2 Inversores	36
4.1.3 Estructura y sistema de flotación	37
4.1.4 Sistema de sujeción a tierra	39
4.1.5 Cableado y protecciones.....	40
4.1.6 Centros de transformación.....	40
4.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	42
4.2.1 Dimensionamiento de módulos, inversores y estaciones de transformación.....	42
4.2.2 Layout de la instalación.....	43
4.2.3 Dimensionamiento del cableado.....	45
4.2.4 Dimensionamiento de protecciones	51
5. DISEÑO DE CONEXIÓN A RED	53
5.1 DIMENSIONAMIENTO DE LÍNEAS DE 30kV A SUBESTACIÓN ELEVADORA	53
5.2 SUBESTACIÓN ELEVADORA 30/220 kV.....	55
5.3 LÍNEA DE TRANSPORTE DE 220 kV A NODO DE CILLAMAYOR	55

5.4 RESUMEN DE CONEXIONES DIMENSIONADAS.....	56
6. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN	57
6.1 CÁLCULO DE IRRADIACIÓN	57
6.2 SIMULACIÓN PRODUCCIÓN	58
7. ESTUDIO ECONÓMICO	66
7.1 GASTOS DE INVERSIÓN (CAPEX).....	66
7.2 GASTOS OPERATIVOS (OPEX).....	67
7.3 INGRESOS.....	69
7.3.1 <i>Evolución del precio de la electricidad</i>	69
7.3.2 <i>Resumen de estimación de producción</i>	72
7.3.3 <i>Ingresos estimados</i>	73
7.4 RENTABILIDAD	74
8. CONCLUSIÓN	76
9. ANEXO DE PLANOS	78
10. ANEXOS.....	79
10.1 PUNTOS DE CONEXIÓN Y CAPACIDAD DISPONIBLE	79
10.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	80
10.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS INVERSORES	82
10.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS CONDUCTORES	84
10.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS PROTECCIONES	91
10.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	96
10.7 OTRAS CONFIGURACIONES DE PLANTA SIMULADAS	98
10.8 ESCENARIOS FINANCIEROS SIMULADOS	110
11. BIBLIOGRAFÍA.....	121

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Esquema de conexión de la instalación.....	6
Ilustración 2 Installation connection scheme.	11
Ilustración 3 Consumo de energía mundial según procedencia (Bp, 2022).	17
Ilustración 4 Composición del parque eléctrico en España según tecnología (Red Eléctrica España, 2023).	18
Ilustración 5 Evolución de la emisiones de CO ₂ a la atmósfera en España (INE, 2022).	19
Ilustración 6 Variación anual en la producción de energía de fuentes renovables (BP Energy, 2021)	20
Ilustración 7 Parque fotovoltaico flotante situado en el embalse de Sierra Brava, Cáceres (Acciona, 2020).	21
Ilustración 8 Portada de presentación de los objetivos de desarrollo sostenible (ONU, 2015).	22
Ilustración 9 Distribución de líneas eléctricas(Red Eléctrica España, 2023). .	24
Ilustración 10 Distribución de la red eléctrica en la Península y posibles emplazamientos (Red Eléctrica Española, 2021).	25
Ilustración 11 Distribución de embalses con capacidad superior a 50 hm ³ (Instituto Geográfico Nacional, 2020).	26
Ilustración 12 Mapa geográfico de la zona de estudio(Ministerio de Agricultura, 2023).	27
Ilustración 13 Evolución de la ocupación del embalse de Aguilar (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).	28
Ilustración 14 Irradiación media mensual en el emplazamiento de la planta fotovoltaica(Comisión Europea, 2023).	29
Ilustración 15 Embalse y presa de Aguilar(Junta de Castilla y León, 2010). ..	30
Ilustración 16 Agentes en la tramitación administrativa y evaluación ambiental de una instalación (Red Eléctrica España, 2023).	32
Ilustración 17 Vista del módulo fotovoltaico Longi LR5-72HPH-550M (Longi, 2023).	35
Ilustración 18 Vista del inversor Sungrow SG250HX (SungrowPower, 2023). 37	
Ilustración 19 Grupos de elementos principales de las estructuras flotantes (Ciel&Terre International, 2023).	38
Ilustración 20 Distintas soluciones de anclaje para una instalación fotovoltaica flotante (Ciel&Terre International, 2023).	39
Ilustración 21 Vista del inversor Sungrow MVS6300-LV (SungrowPower, 2023).	41
Ilustración 22 Esquema de conexión de la primera parte de la instalación	51
Ilustración 23 Esquema de conexión completo de la instalación.....	56
Ilustración 24 Evolución del precio del mercado eléctrico en España durante los últimos años (OMIE, 2023).	69
Ilustración 25 Factor de apuntamiento según tecnología durante el año 2022 (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2023)	71

Índice de tablas

Tabla 1 Tipos de gastos de inversión de la instalación fotovoltaica.	5
Tabla 2 Tipos de gastos operativos de la instalación. Los marcados hacen referencia a costes regulados.	5
Tabla 3 Análisis de rentabilidad según escenario.....	7
Tabla 4 Types of investment costs of the photovoltaic installation.	10
Tabla 5 Types of operating expenses of the facility. Those marked refer to regulated costs.	10
Tabla 6 Profitability analysis by scenario.	12
Tabla 7 Listado y características de posibles puntos de conexión	26
Tabla 8 Principales características de los módulos fotovoltaicos.	35
Tabla 9 Principales características de los inversores.....	37
Tabla 10 Principales características de las estructuras flotantes.	38
Tabla 11 Principales características de las estructuras de los centros de transformación.....	41
Tabla 12 Equipos y principales características de la instalación.	43
Tabla 13 Resumen de la distribución de los módulos fotovoltaicos.....	44
Tabla 14 Tipos de secciones de conductores con sus principales características, modelo H1Z2Z2-K. (Prysmian Group, 2023).....	47
Tabla 15 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los paneles a los inversores.....	47
Tabla 16 Tipos de secciones de conductores con sus principales características, modelo AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS). (Prysmian Group, 2023).	49
Tabla 17 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los inversores al centro de transformación (Grupo 1).	50
Tabla 18 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los inversores al centro de transformación (Grupo 2).	50
Tabla 19 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los inversores al centro de transformación (Grupo 3).	50
Tabla 20 Resumen de los modelos de conductores seleccionados	51
Tabla 21 Corrientes de funcionamiento para los distintos tramos de la instalación	52
Tabla 22 Tipos de secciones de conductores con sus principales características,	54
Tabla 23 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los centros de transformación a la subestación.	54
Tabla 24 Resumen de los modelos de conductores seleccionados	56
Tabla 25 Irradiación anual estimada	57
Tabla 26 Valores más destacados de las distintas simulaciones	64
Tabla 27 Inversión estimada para la construcción de la planta	67
Tabla 28 Resumen de gastos operativos de la instalación. Los marcados hacen referencia a gastos regulados por distintos organismos.....	68
Tabla 29 Estimación del precio del mercado eléctrico durante la vida útil de la planta	72
Tabla 30 Producción anual estimada de la instalación.....	73
Tabla 31 Estudio de rentabilidad de los distintos escenarios analizados.....	74

1. Introducción

1.1 Motivación del proyecto

La motivación de este proyecto, así como su utilidad se justifican en las necesidades actuales de reducir la huella de carbono de una actividad tan esencial como es la producción de electricidad combinado con la intención de reducir el espacio terrestre que estas grandes instalaciones ocupan y que podría ser aprovechable para otro tipo de actividades. Por otro lado, aumentar la independencia de un territorio, siendo capaces de producir energía eléctrica renovable de manera continuada y con un coste accesible para la población.

Por otra parte, aun que los parques fotovoltaicos se emplean desde hace varios años y es una tecnología ampliamente extendida, este diseño constructivo es más novedoso y su uso no se encuentra tan extendido en España ni en gran parte de Europa, por lo que es un proyecto con gran relevancia actual y con importancia de cara al futuro, lo que sin duda influye en la motivación a la hora de realizarlo.

1.2 Definición del trabajo

Actualmente, la electricidad juega un papel esencial en cualquier sociedad moderna, siendo imprescindible para la mayoría de nuestras actividades diarias. Como podemos observar en la Ilustración 3, con una población y un desarrollo empresarial e industrial creciente a nivel mundial, la demanda eléctrica ha experimentado un considerable aumento a lo largo de los años, este crecimiento se prevé que siga aumentando incluso a un mayor ritmo durante los próximos años.

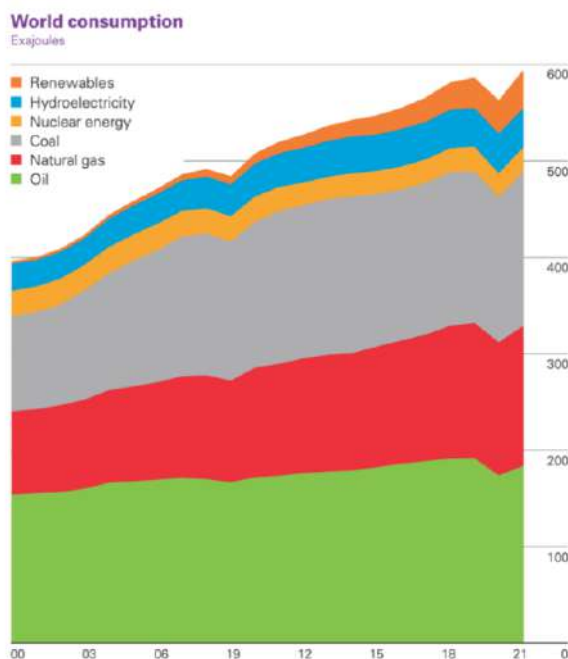


Ilustración 3 Consumo de energía mundial según procedencia (Bp, 2022).

También podemos apreciar cómo, a partir de los 2000, se empezó a desarrollar el uso de la tecnología renovable para producir electricidad, en especial a partir de 2010, cuando estas sufren un gran impulso, coincidiendo con una mayor conciencia y preocupación por parte de la sociedad de las consecuencias que tiene a nivel medioambiental la generación de electricidad, especialmente respecto a las emisiones derivadas de emplear compuestos que contienen carbono como el carbón, petróleo o gas natural.

Aunque también se emplean tecnologías que captan el CO₂ producido cuando se emplean combustibles fósiles, sin ninguna duda, la principal medida empleada para llevar a cabo la descarbonización de esta generación de electricidad consiste en la producción de

ésta empleando los recursos naturales predominantes en función de la localización en la que nos encontremos. Podemos así emplear distintas fuentes renovables como el sol, viento, energía marina, hidroeléctrica, geotérmica...

Además de la faceta medioambiental, este proyecto cobra aún más importancia en la coyuntura actual. Debido a las diversas circunstancias geopolíticas acontecidas durante estos últimos años, se están tomando acciones hacia la independencia y la autosuficiencia energética de los distintos países o territorios con el fin de ser capaces de obtener un suministro eléctrico seguro y a un precio accesible para abastecer a la población.

Por estos motivos, actualmente es de vital importancia para cualquier territorio, aumentar su parque de producción de energía eléctrica procedente de fuentes renovables. Es en este contexto donde este proyecto puede aportar una posible solución ya que lo más común o extendido en la actualidad consiste en parques fotovoltaicos instalados en tierra firme. Sin embargo, estos ocupan una gran extensión de tierra que no es aprovechable para otras tareas.

Una vez comentada la situación a nivel global, es importante también centrarnos en el ámbito de España, que es donde se desarrollará el proyecto. Podemos ver en la Ilustración 4, la composición del mix energético en nuestro país, en el que las energías renovables suponen aproximadamente un 45 %, existe el objetivo de que, en el año 2030, este tipo de tecnologías supongan un 68% del total del parque eléctrico instalado.

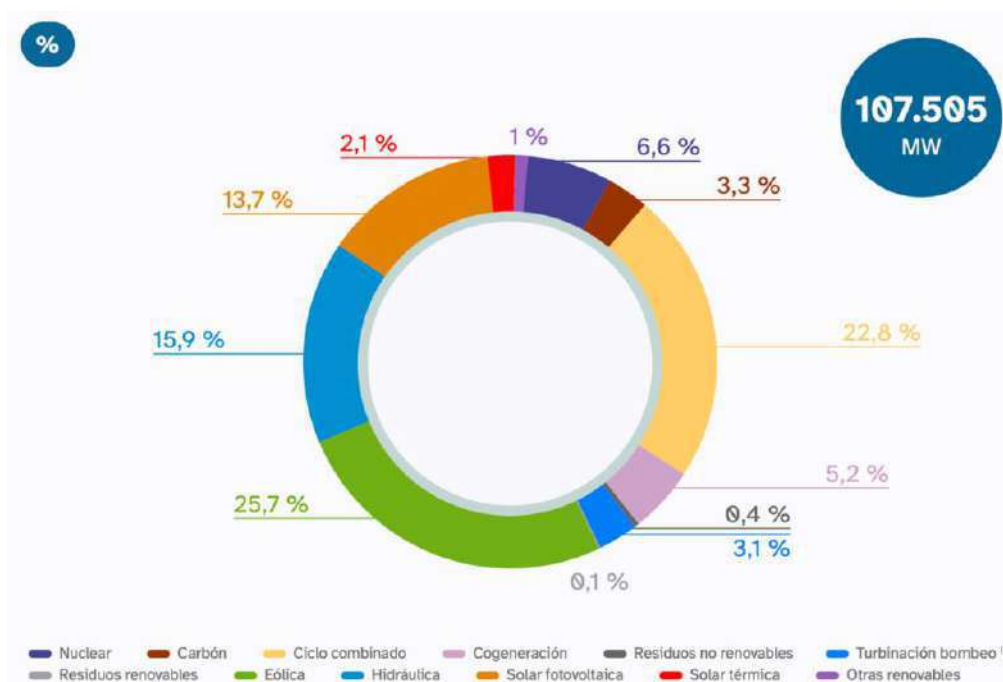


Ilustración 4 Composición del parque eléctrico en España según tecnología (Red Eléctrica España, 2023).

En la Ilustración 5 podemos ver la evolución de las emisiones de CO₂ a la atmósfera en España, podemos apreciar claramente como se está produciendo un descenso paulatino de estas. Sin embargo, este ritmo no es suficiente ya que el objetivo es reducir la

emisiones en un 55% respecto a las que se generaban en 1990, lo que serían en torno a 105.000 toneladas, aproximadamente un tercio que las emitidas en el año 2021.

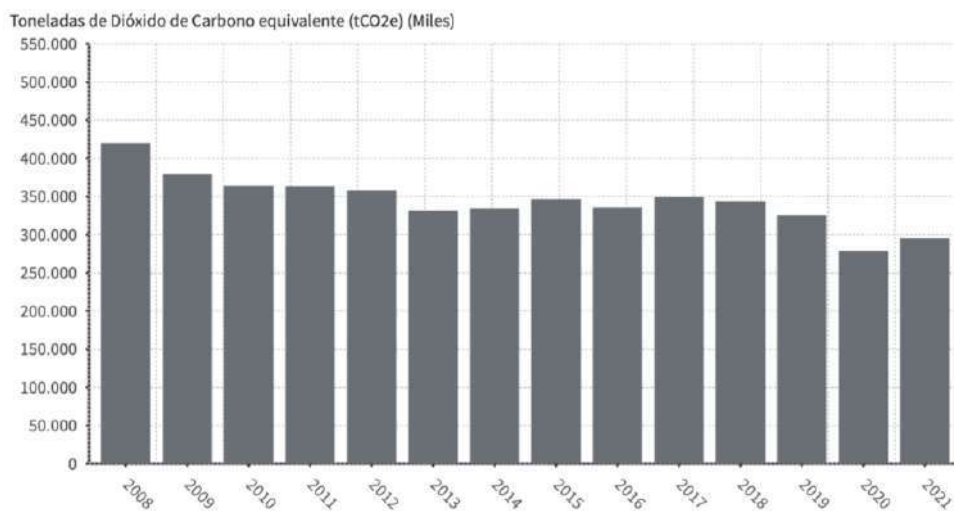


Ilustración 5 Evolución de la emisiones de CO₂ a la atmósfera en España (INE, 2022).

Justificada por distintos motivos, tanto a nivel global, como por las características de nuestro país, la necesidad de este proyecto y con la intención de seguir aprovechando las grandes extensiones de tierra que estas instalaciones requieren, la alternativa que se va a presentar consistiría en instalarlos sobre al agua ya que así se abrirían una gran variedad de posibles nuevos emplazamientos, debido a que este medio cubre la mayor parte de la superficie del planeta. Otra ventaja de emplazarlos sobre el agua es que se puede usar ésta como refrigerante de los paneles, lo que aumenta la eficiencia de la planta según distintos estudios de la compañía eléctrica Endesa en torno a un 10%.

Sin embargo, el diseño de este parque sobre las aguas marinas debe hacer frente a unas condiciones ambientales muy cambiantes, que incluyen por un lado la fuerza provocada por las corrientes marinas o el viento y por otro el ambiente corrosivo provocado por la sal y otros elementos. Otro posible factor a considerar según su ubicación es la regulación del tráfico marino en esa zona para que no se produjera ningún tipo de accidente. También se debería tener en consideración el posible impacto para la fauna y flora marina a la que pudiera afectar esta construcción.

Ante estas complicadas condiciones de instalación y mantenimiento en un ambiente marino, este proyecto propone la instalación de un parque fotovoltaico sobre un lago. En éste, se pueden tener unas condiciones mucho más favorables ya que se elimina el ambiente corrosivo provocado por la sal, junto a una reducción considerable en los esfuerzos que debe soportar la estructura, permitiendo una instalación más sencilla. Otro aspecto positivo es que estas plantas reducen la cantidad de agua que se evapora a causa del calor y el sol, lo que puede ser muy útil en algunos países que deben lidiar con largas épocas de sequía durante el año.

Según el Banco Mundial, en 2018 la capacidad instalada de energía solar flotante se acercaba a 1,1 GW, misma cantidad alcanzada por la energía fotovoltaica en tierra en el

año 2000. Se puede comprobar a simple vista que es una tecnología en desarrollo y con una gran proyección de cara al futuro.

1.3 Estado de la cuestión

Pasando a analizar la situación y el mix energético a nivel global, la energía solar es la segunda energía renovable con mayor tasa de producción, solo por detrás de la energía eólica. Durante al año 2020, se produjeron a nivel mundial 855.7 TWh, representando un 27,2% del total de la producción renovable (BP Energy, 2021). En la Ilustración 6 podemos ver la variación en la producción anual de las distintas tecnologías renovables, se extrae claramente cómo, durante la pasada década, la energía solar junto a la eólica han sido las que han experimentado un mayor desarrollo y crecimiento a nivel global, pudiéndolas considerar como las grandes vencedoras de la transición energética.

Renewable power generation

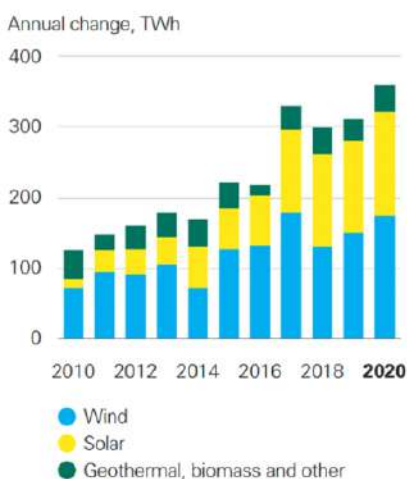


Ilustración 6 Variación anual en la producción de energía de fuentes renovables (BP Energy, 2021)

En el año 2020, la capacidad total instalada a nivel mundial de plantas fotovoltaicas ascendió a 707.5 GW, localizándose principalmente en Europa (167,8 GW) y Asia (422.6 GW), creciendo un 21.5% a nivel mundial durante ese año (BP Energy, 2021). Pese a este considerable aumento de capacidad, la inmensa mayoría de estas instalaciones se continúan localizando en tierra.

A nivel mundial, Corea es líder en este tipo de tecnología, en el lago Saemangeum, situado en el Mar Amarillo, al oeste del país, se está desarrollando la construcción de la mayor planta fotovoltaica flotante del mundo, que contará con una potencia de 2,7 GW, catorce veces más que la mayor del mundo hasta el momento, situada en China. Estiman será capaz de producir electricidad para 1 millón de hogares, estará integrada por más de 5 millones de paneles fotovoltaicos, se prevé que tenga un costo de 3.900

millones de euros y ocupe una extensión total de 30 km². Se estima que este gran complejo sea capaz de reducir en un millón de toneladas las emisiones de CO₂ a la atmósfera (Oficina económica de España en el exterior, 2019).

En el ámbito europeo, podemos encontrar en Portugal, la reciente inauguración de la mayor planta flotante instalada en Europa. Está situada en el embalse de Alqueva, está compuesta por 12.000 paneles, ocupa alrededor de 4 hectáreas de extensión (0,016% de la superficie del embalse) y posee una capacidad de 5 MW, pudiendo abastecer al 30% de esta región, localizada al sur de Portugal (EDP, 2022).

Este proyecto ha supuesto el desembolso de 6m€ y destaca por la sinergia empleada ya que está localizado en un embalse que, por un lado, genera electricidad turbinando agua a través de una presa y por otro lado estos paneles generan electricidad procedente del sol. En el caso de esta instalación, los paneles se han colocado con una cierta orientación

hacia la misma dirección, estando éstos sobre una estructura de flotadores fabricados con plástico.

Esta instalación también ha destacado por el aspecto sostenible ya que los flotadores que sustentan los paneles están fabricados a partir de plástico reciclado combinado con compuestos de corcho. Esta invención ha contribuido a reducir el peso de la plataforma en un 15% y, por otro lado, se estima que ha permitido reducir las emisiones de CO₂ del proyecto en torno a un 30% (EDP, 2022).

España es el país de la Unión Europea con mayor número de presas y embalses, contando, según el Ministerio con 1.225, por lo que existe un gran nicho de localizaciones donde desarrollar parques fotovoltaicos flotantes. Este factor combinado con que España es uno de los países a nivel mundial con mayor número de horas solares durante el año, convierten a España en un lugar ideal para este tipo de instalaciones.

Sin embargo, en España, no es un sistema que se encuentre plenamente desarrollado. En la Ilustración 7, podemos ver la instalación más similar a la que se desarrollará en este proyecto se encuentra en el embalse de Sierra Brava en Cáceres, siendo ésta la primera planta fotovoltaica flotante conectada a la red en España.



Ilustración 7 Parque fotovoltaico flotante situado en el embalse de Sierra Brava, Cáceres (Acciona, 2020).

Esta planta de localiza en la orilla sur del embalse, ocupa 12.000 m², el 0,07% de la superficie del embalse, cuenta con 3.000 paneles, con una capacidad de 1,125 MW, con lo que calcula se puede producir electricidad para abastecer a 1.000 hogares (Acciona, 2020).

Una de las curiosidades de esta planta es que cuenta con 5 módulos distintos en los que cada uno está compuesto por una tipología de paneles diferente. Unos están situados de manera horizontal, otros en forma de dos aguas, como un tejado de una casa y otros

situados con cierta inclinación, pero todos en la misma dirección. Esta planta permitirá extraer datos sobre cuál ha sido la mejor configuración para los paneles.

1.3 Metodología de trabajo

Respecto a la primera parte del proyecto, la metodología a seguir consistirá principalmente en la investigación sobre las condiciones para seleccionar la ubicación del parque. Posteriormente, se determinarán las condiciones de tipo meteorológicas, del terreno, del agua, de radiación solar, así como de la normativa y requisitos aplicables tanto a nivel autonómico como la posible regulación existente a nivel nacional.

La segunda parte de este proyecto incluirá la parte de diseño de la instalación y se empleará un modelo que calcule la caída de tensión en función de la temperatura del conductor, la distancia y las secciones consideradas, así como que esta caída es inferior a la definida en el reglamento. También verificará que la corriente que discurrirá por el conductor es inferior a la que este puede soportar en las condiciones de la instalación.

Por último, se realizará un estudio sobre la viabilidad económica de la estructura diseñada, con la intención de terminar su rentabilidad. Para esto, se emplearán conocimientos básicos sobre finanzas, así como una modelo que permita determinar la posible rentabilidad del proyecto ante distintos escenarios.

1.4 Alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), persiguen un desarrollo sostenible a nivel mundial en los distintos ámbitos, incluyendo el aspecto económico, social y ambiental de una sociedad. Se acordaron en 2015 por 193 países y se componen de 17 objetivos principales, que están integrados por 169 submetas (Naciones unidas, 2015).



Ilustración 8 Portada de presentación de los objetivos de desarrollo sostenible (ONU, 2015).

En este sentido, la intención de este proyecto es la de diseñar y estudiar la viabilidad de establecer un parque fotovoltaico sobre un lago, por lo que se pretende ampliar la capacidad la generación de energía renovable de un territorio, tratando contribuir a la descarbonización del medio ambiente y a la independencia energética de una comunidad. Esta instalación podría permitir por un lado verter la electricidad generada a la red para su posterior gestión y distribución ampliando así el acceso de la población a un suministro eléctrico fiable.

Por estos motivos, este proyecto se alinea y contribuye principalmente con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7: “Energía asequible y no contaminante” en especial con las siguientes submetas (Naciones unidas, 2015):

- 7.1 Para 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
- 7.2 Para 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
- 7.3 Para 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

Este proyecto contribuye indudablemente también al ODS 13: “Acción por el clima”. Ya que es un medio de producción de electricidad a partir de un recurso renovable como es el sol, lo que contribuye en gran medida a la reducción de la emisiones de gases de efecto invernadero a nuestra atmosfera, uno de los principales causantes del cambio climático, contribuyendo a reducir el aumento de la temperatura media anual a nivel mundial y los desastres que este hecho tiene asociados.

Por otra parte, se puede considerar que este trabajo también podría contribuir con el ODS 11: “Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles” (Naciones unidas, 2015) ya que esta tecnología ampliará el acceso de comunidades a un suministro eléctrico fiable y de origen renovable. Se alinea principalmente con los siguiente objetivos:

- 11.1 En 2030, asegurar el acceso de todas las personas a viviendas y servicios básicos adecuados, seguros y asequibles y mejorar los barrios marginales.
- 11.b Para 2020, aumentar considerablemente el número de ciudades y asentamientos humanos que adoptan e implementan políticas y planes integrados para promover la inclusión, el uso eficiente de los recursos, la mitigación del cambio climático (...)

2. Ubicación del parque

2.1 Selección y evaluación de alternativas

Para comenzar este proyecto, es necesario analizar la actual situación de la red eléctrica en la península. Esta red está gestionada por un organismo de participación público-privado llamado Red Eléctrica Española (Ree), fue fundada en 1985 y fue la primera compañía a nivel mundial encargada de gestionar exclusivamente la operación de un sistema eléctrico, así como el transporte de electricidad dentro de un país.

El principal objetivo de esta compañía es garantizar un suministro eléctrico seguro y de calidad para los distintos consumidores. Según los publicados por Ree, la disponibilidad del sistema desde 2015 ha sido superior al 98%, contando en el año 2022 con 29 interrupciones (Red Eléctrica España, 2023), consolidándose, así como una de las redes más estables y seguras a nivel europeo.

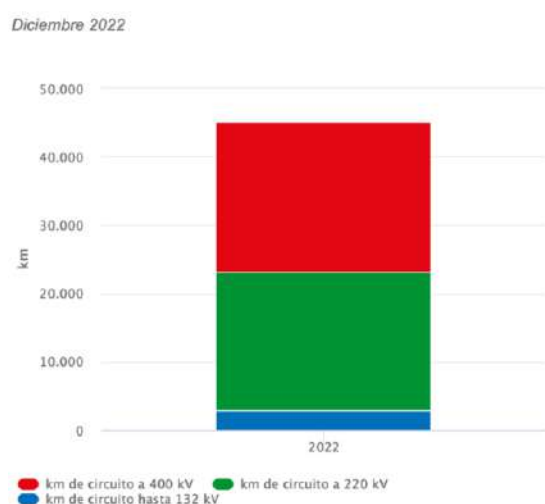


Ilustración 9 Distribución de líneas eléctricas (Red Eléctrica España, 2023).

Como podemos apreciar en la Ilustración 9, la red eléctrica cuenta actualmente en con cerca de 44.000 km de líneas eléctricas distribuidas por todo el territorio nacional. En primer lugar, podemos observar que mayoría de estas corresponden a líneas de 400kV, también denominadas líneas de transporte. Estas líneas de alta tensión son empleadas para el transporte de electricidad desde los puntos de generación y durante largas distancias minimizando pérdidas. Por otra parte, tenemos las líneas denominadas como de distribución, estas son líneas cuya tensión de funcionamiento es de 220kV, estas se emplean cuando estamos más cerca de los puntos de consumo de dicha electricidad.

A pesar de que la red se encuentra en constante cambio y modernización, destacando el último plan de desarrollo con el horizonte puesto en 2026 en el que se prevé un crecimiento anual de la demanda del 0,5 % y se marca un objetivo del 68% de producción de energía procedente de fuentes renovables (Red Eléctrica Española, 2021). En la Ilustración 10, podemos observar cómo se distribuye la red eléctrica a lo largo de la península, como es lógico vemos gran concentración alrededor de las principales ciudades (Madrid, Barcelona, País Vasco y la zona de levante) ya que son zonas donde existe una mayor densidad de población y de número de empresas, necesitando por tanto un mayor suministro. Sin embargo, también podemos apreciar zonas en las que esta densidad de líneas y subestaciones es mucho menor, destacando zonas del sudeste de Castilla-La Mancha y del este de Andalucía, como la provincia de Almería o Granada.

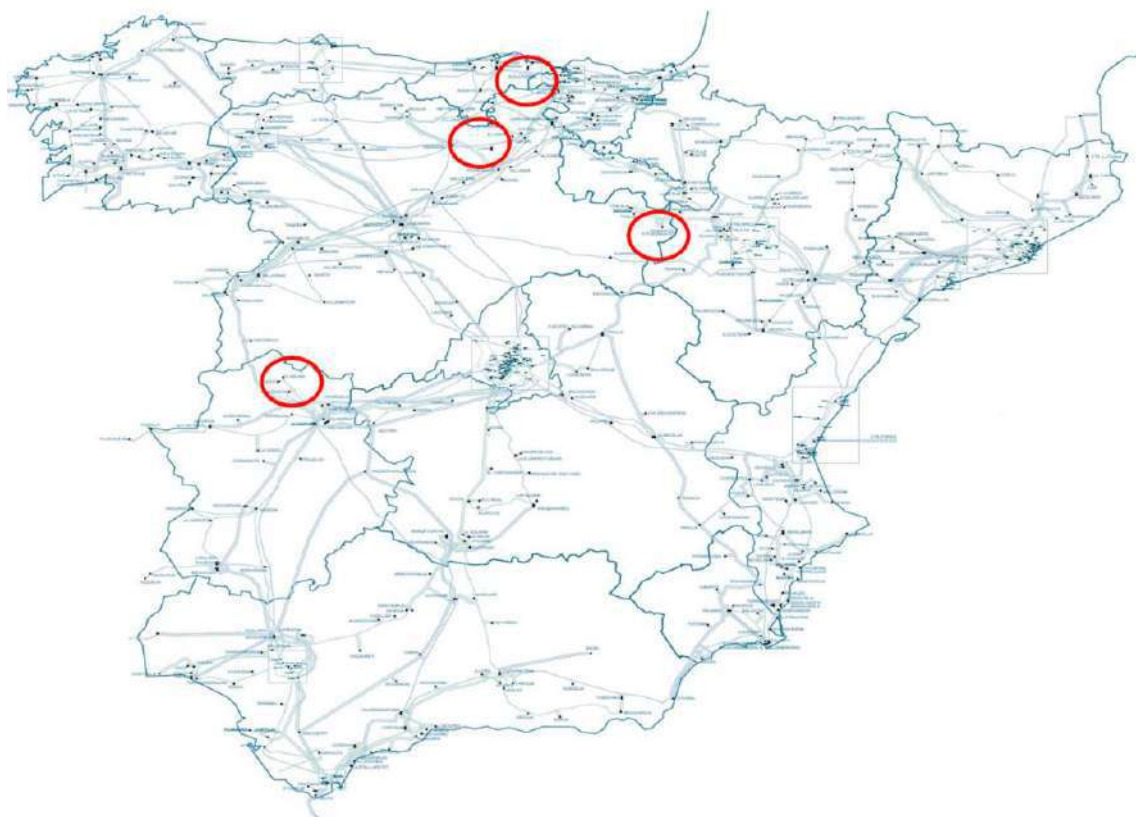


Ilustración 10 Distribución de la red eléctrica en la Península y posibles emplazamientos (Red Eléctrica Española, 2021).

En base al listado de nodos proporcionados por REE e incluidos en el anexo 10.1, se han podido determinar varios nodos, que sí dispondrían de capacidad para poder conectar un parque fotovoltaico.

En concreto, se han estudiado en profundidad cuatro nodos, comenzando por el situado más al norte, en la provincia de Cantabria, tenemos el nodo de Solorzano, con una tensión nominal de 220 KV y una potencia de conexión restante de 221 MW para Módulos de Parque Eléctrico (MPE). Próximo a este, tenemos en la provincia de Palencia el nodo de Cillamayor, que trabaja a la misma tensión y tiene una capacidad de nuevas conexiones de 100 MW. Situado más al este, en la provincia de Soria, encontramos otra posible alternativa, el nodo de Moncayo, que trabaja a la misma tensión que los ya comentados y tendría una capacidad de conexión cercana a los 150 MW. Por último, el situado más al sur, en la provincia de Cáceres, podemos encontrar el nodo de Zarzón, que trabaja a una tensión de 400 KV y dispone de una capacidad de conexión de 1.142 MW, muy superior a los analizados previamente.

En la

Tabla 7, se muestran a modo resumen las principales características de estos nodos.

Nodo	Tensión del nodo [kV]	Ubicación	Capacidad disponible para conexión de MPE [MW]
Zarzón	400	Extremadura	1.142
Solorzano	220	Cantabria	221
Moncayo	220	Castilla y León	148
Cillamayor	220	Castilla y León	100

Tabla 7 Listado y características de posibles puntos de conexión

Una vez analizada la situación en cuanto a la red eléctrica y como la finalidad del proyecto es diseñar una instalación fotovoltaica flotante, es necesario que cerca de los posibles nodos de conexión exista algún tipo de lago o embalse que haga viable el proyecto. En la Ilustración 11, podemos ver como se reparten los distintos embalses con capacidad superior a 50 hm³, se han marcado aquellos que se sitúan cerca de los nodos que disponen de capacidad de nuevas conexiones (seleccionados anteriormente).

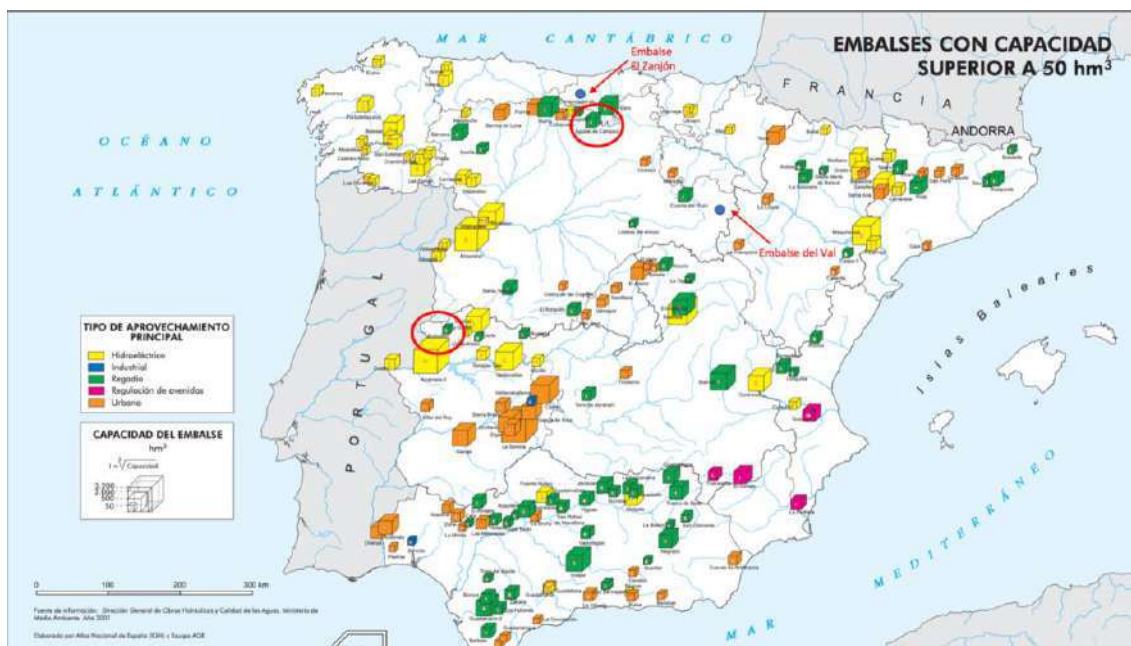


Ilustración 11 Distribución de embalses con capacidad superior a 50 hm³ (Instituto Geográfico Nacional, 2020).

Comenzando por el sur de España, tenemos el embalse de Borbollón, que se encuentra a una distancia de en torno a 10 km del nodo de Zarzón. Continuando por la opción situada más al este, podemos encontrar el Embalse del Val (este es menor de 50 hm³, por lo que aparece su ubicación aproximada señalada con una flecha), este embalse se encuentra a una distancia aproximada de 20 km del nodo de conexión de Moncayo. Continuando hacia el norte, tenemos en la provincia de Palencia el embalse de Aguilar, localizado a una distancia de 5 km del nodo de Ree de Cillamayor. Continuando este análisis, encontramos la alternativa situada más al norte, en la provincia de Cantabria, en el que el

embalse de Zanjón (con capacidad inferior a 50 hm³ por lo que su ubicación aproximada se indica con una flecha) y que se encuentra a 50 km del posible punto de conexión, lo que supondría una distancia considerable.

Vamos a descartar, en primer lugar, las alternativas del embalse del Val y del Zanjón ya que estos se encuentran a una distancia excesiva de sus posibles puntos de conexión, 15 y 50 km, respectivamente lo cual tendría un gran impacto económico en el sistema de conexión de la planta a la red, por lo que son opciones a priori menos interesantes.

Tenemos, por tanto, dos posibles alternativas, el embalse de Aguilar (Palencia) y el de Borbollón (Cáceres). Sin embargo, tras un análisis más en profundidad, en embalse de Borbollón constituye una zona ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves), debido a la multitud de especies que viven en su ecosistema, por lo que sería imposible o muy complejo ejecutar un proyecto de esta naturaleza en esta localización debido a los permisos medioambientales.

Por tanto, el emplazamiento elegido para este proyecto será el embalse de Aguilar ya que por un lado su distancia para la conexión a la red es reducida, en especial desde la orilla noreste, en la Ilustración 12 podemos observar cómo es este embalse.



Ilustración 12 Mapa geográfico de la zona de estudio (Ministerio de Agricultura, 2023).

Como tercer criterio, es necesario conocer cuál es la radiación media durante el año sobre este embalse para determinar su tamaño, así como su capacidad de producción. Sin embargo, este estudio se desarrollará en capítulos posteriores, ya centrados exclusivamente en la fase de diseño de la instalación fotovoltaica.

2.2 Análisis del emplazamiento

Una vez seleccionada la ubicación donde se va a desarrollar este proyecto, es necesario conocer las características de este embalse, esto determinará en gran medida la estructura y materiales a emplear en la fase de diseño de la estructura, así como en el diseño de la conexión del parque a la red.

Como se ha mencionado anteriormente, el Embalse de Aguilar se localiza en Castilla y León, concretamente en la provincia de Palencia, sus coordenadas geográficas son 42°48'29"N 4°18'26"O (42.808, -4.307), pertenece a la cuenca del río Duero y es atravesado por el río Pisuerga.

El embalse cuenta con una superficie de 1650 ha, así como con una capacidad máxima de 247 hm³ siendo su ocupación media durante el año 2022 de entorno a 50 hm³, en la Ilustración 13 podemos ver la evolución de la ocupación del embalse a lo largo del tiempo, en los últimos siete años ha sido aproximadamente del 40%, siendo de en torno a 100 hm³. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

También se extrae de la Ilustración 13 cómo, en todos los casos, el pico de capacidad se alcanza durante el mes de mayo, a partir del cual se empieza a producir un descenso durante los meses de verano, hasta en torno a diciembre donde comienza a aumentar paulatinamente la ocupación del embalse.

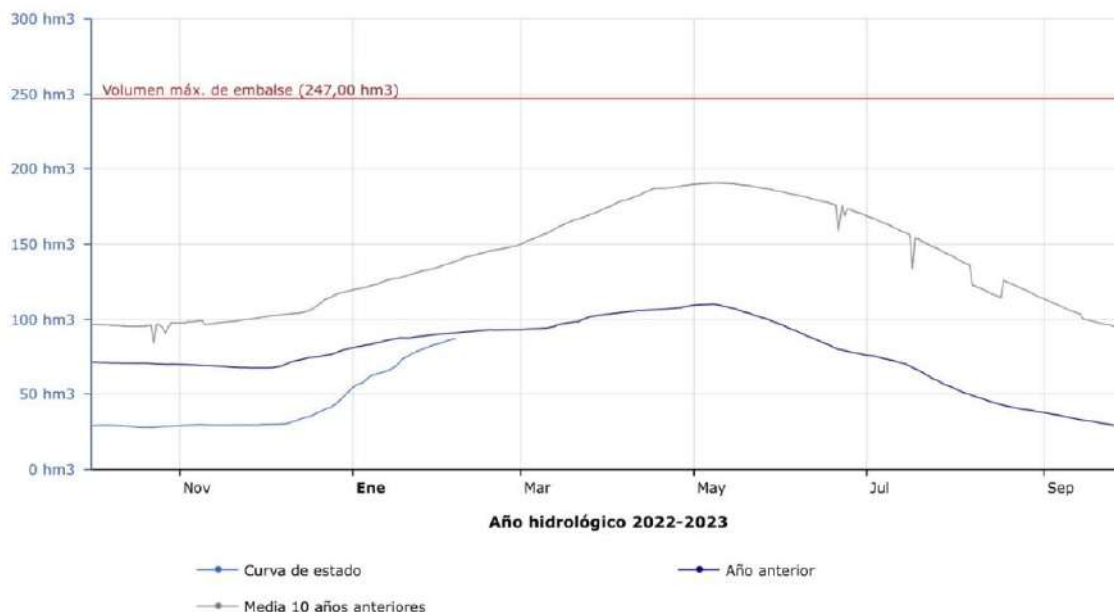


Ilustración 13 Evolución de la ocupación del embalse de Aguilar (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

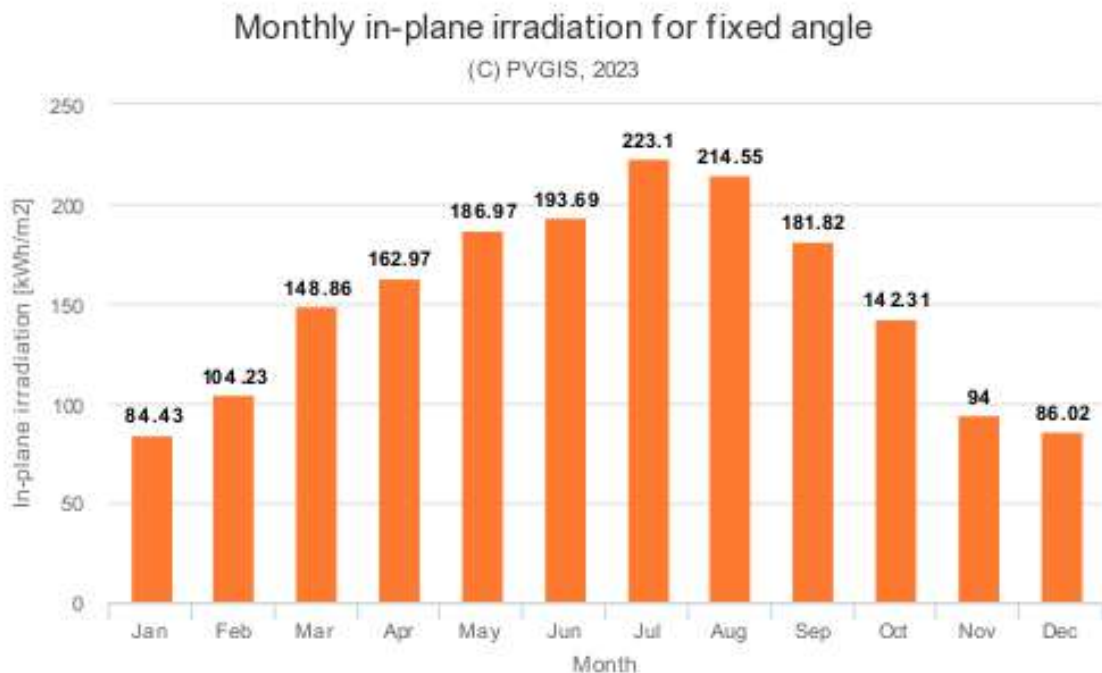


Ilustración 14 Irradiación media mensual en el emplazamiento de la planta fotovoltaica (Comisión Europea, 2023).

Sin duda, uno de los aspectos claves para este proyecto es, la irradiación solar en esta zona, esto determinará el número de paneles solares que necesitará nuestra instalación. Como era de esperar y cómo podemos apreciar en la Ilustración 14, esta es menor durante los meses invernales, teniendo un valor mínimo medio de 86,03 kWh/m², alcanzado durante el mes de diciembre. Por otra parte, en los meses de primavera y verano se alcanzan los valores máximos de irradiación, siendo su pico en el mes de julio, con una media de 223,1 kWh/m². Durante ocho meses al año, esta irradiación es igual o superior a 150 kWh/m², lo que se pueden considerar como valores normales y aceptables para llevar a cabo una instalación de este tipo en esta localización. En capítulos posteriores se profundizará más en la irradiación de este territorio, así como en la energía que este parque podrá producir a lo largo de un año.

En cuanto a las temperaturas, estas oscilaron en el año 2022 entre unos picos en torno al rango de los 35°C - 40°C en los meses más calurosos y unas mínimas cercanas a los -5°C, pudiendo considerarse un rango de funcionamiento normal y que no tendrá gran impacto en los materiales necesarios para la instalación ya que no se trata de temperaturas muy extremas. En cuanto al viento, durante el año 2022 se registraron valores máximos en la zona cercanos a los 60 km/h, es necesario tener en cuenta su influencia a la hora de anclar el parque fotovoltaico, pero al estar este situado sobre el agua y tener un perfil plano, reducirá el posible impacto que este le puede provocar.

Por otra parte, es necesario añadir que este embalse cuenta con una presa en la zona sureste, se puede apreciar su posición y configuración en la Ilustración 15. Esta presa fue construida en el año 1963, cuenta con tres esclusas, estas turbinan el agua mediante gravedad y tiene una altura de 48m, esta es capaz de proporcionar hasta 10MW de potencia eléctrica.

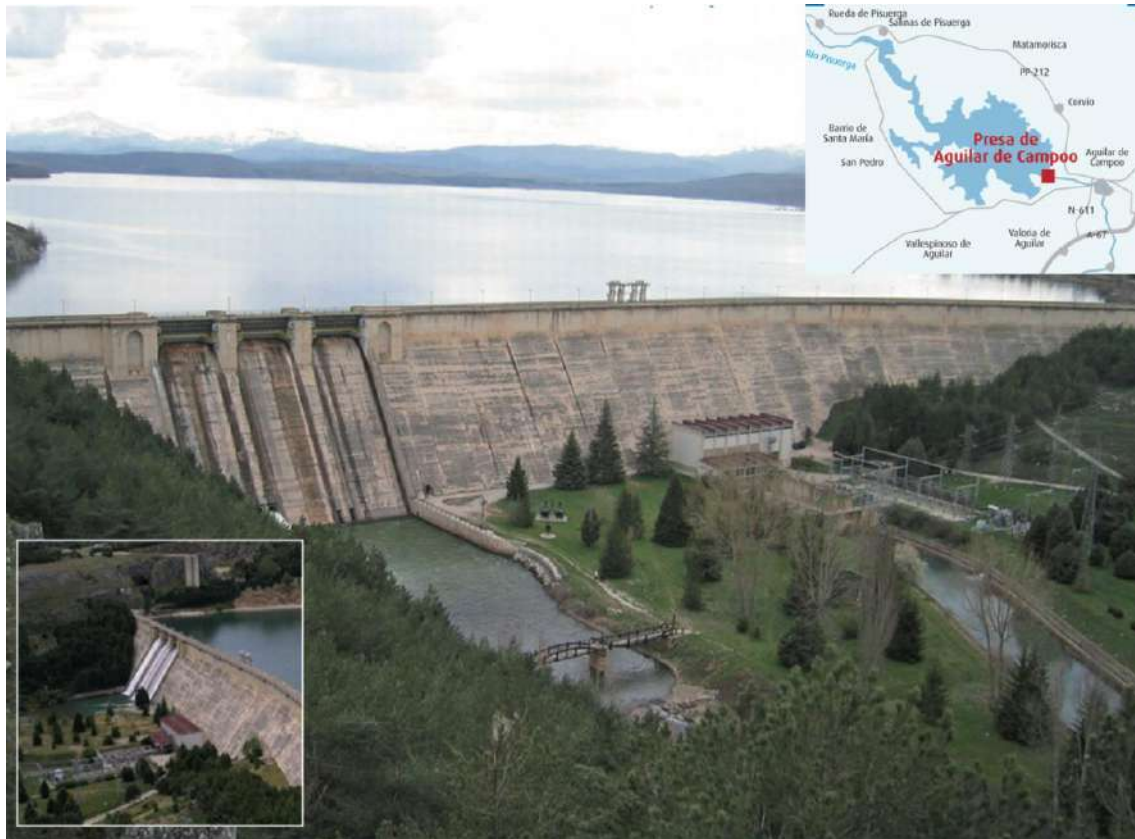


Ilustración 15 Embalse y presa de Aguilar(Junta de Castilla y León, 2010).

Hay que mencionar también que, la geografía del terreno no es muy compleja, lo que permitirá un fácil acceso. Como vemos en el mapa geográfico de la Ilustración 15, el embalse está rodeado por la carretera PP-212, una carretera nacional que facilitará el transporte de material y personal hasta la instalación lo que será beneficioso tanto para el proceso de construcción como para llevar a cabo el mantenimiento necesario.

3. Regulación y normativa

Aunque no es el objetivo principal de este proyecto, en este capítulo se pretende abordar de forma resumida los distintos permisos, certificaciones y licencias que serían necesarias solicitar y cumplimentar para poder ejecutar esta planta fotovoltaica, así como una estimación aproximada del tiempo que podría requerir.

Al tratarse de una instalación de una potencia de 20 MWp, los procedimientos y pasos a seguir son más complejos y exigentes que si se tratara de una instalación para autoconsumo o con una potencia inferior.

3.1 Permisos de construcción y conexión

En el artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre, se recogen las condiciones y procedimientos a cumplir para poder ejecutar un proyecto de estas características. En primer lugar, es necesario presentar la Autorización Administrativa Previa (AAP), para solicitar esta es necesario presentar el anteproyecto y el alcance de la instalación, esta licencia se puede tramitar paralelamente con los distintos estudios ambientales necesarios. Tras su valoración y si procediera, su aprobación, la administración te concede el derecho a ejecutar las obras preparatorias para acondicionar el terreno a las necesidades de tu instalación.

Tras esta autorización por parte de la administración, es necesario obtener la Autorización Administrativa de Construcción (AAC), con esta se aprueba el proyecto de ejecución presentado, por lo que autoriza a la empresa a iniciar la construcción de la instalación. Aunque puede variar según distintas causas, esta autorización puede requerir hasta 3 años.

Otro permiso destacable que es necesario obtener es la Autorización Administrativa de Explotación (AAE), esta permite, una vez ejecutado el proyecto conectar dicha instalación a la red y comenzar su explotación. Esta autorización se puede comenzar a tramitar antes de la finalización del proyecto. Es un proceso complejo ya que intervienen distintos agentes, por un lado, autoridades por parte del ministerio o la comunidad autónoma, así como el órgano correspondiente por parte de red eléctrica. Durante este proceso se analiza tanto la capacidad de conexión de la propia red en ese punto como la ejecución técnica que se pretende desarrollar en el proyecto, según la potencia de la instalación deberá verificar unos requisitos u otros. Una de las particularidades de esta autorización es que requiere que se deposite un abal de 40€/kW (20€/kW en proyectos de hibridación) que en caso de que al proyecto se le deniegue el acceso y conexión sería devuelto en un plazo de 3 meses.

Para casos en los que sea necesaria la expropiación de algún terreno o bien, es necesario obtener la Declaración de Utilidad Pública (DUP), por la cual se reconoce que la instalación a desarrollar es de interés general para la población y autoriza la expropiación forzosa de bienes que impidan el desarrollo del proyecto.

3.2 Permisos medioambientales

Por otra parte, para poder desarrollar un proyecto de estas características, es necesario contar con distintas autorizaciones relacionadas con el medio ambiente, durante este procedimiento se tienen en cuenta distintos agentes que pueden verse afectados durante la ejecución o explotación de la instalación como pueden ser la población, flora, fauna, el propio suelo, agua, residuos generado, etc. Estos procedimientos están recogidos en la Ley 21/2013.

Se comienza tramitando el documento de alcance, el promotor del proyecto debe solicitarlo al órgano ambiental, este contendrá el alcance y nivel de detalle que debe contener el proyecto, así como el nivel de detalle requerido en el estudio de impacto ambiental. Posteriormente, se debe redactar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), este debe ser elaborado por la parte promotora del proyecto y debe contener y cuantificar los

efectos, impacto y afección que el proyecto pueda causar al medio ambiente.

Al tratarse este proyecto de una instalación con una potencia superior a 5 MW, es necesario elaborar la Declaración de impacto ambiental (DIA), este corre a cargo del órgano ambiental (Ilustración 16). Con ésta, se finaliza la evaluación del impacto de la instalación a nivel medio ambiental y determina las condiciones que deben establecerse para la adecuada protección del medio ambiente y de los recursos naturales durante la ejecución y la explotación de la instalación y, en su caso, el cese y desmantelamiento.

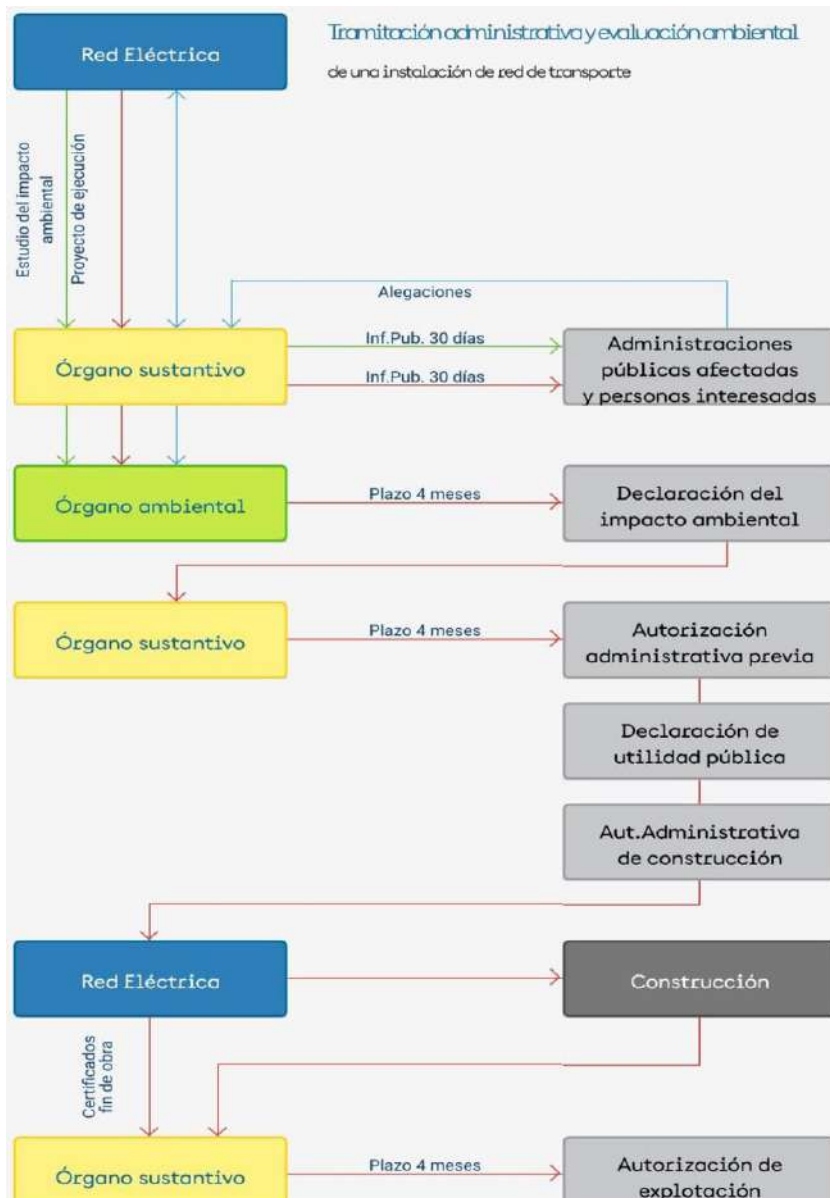


Ilustración 16 Agentes en la tramitación administrativa y evaluación ambiental de una instalación (Red Eléctrica España, 2023).

En la Ilustración 16, se pone de manifiesto los distintos agentes que intervienen en el procedimiento para desarrollar un parque fotovoltaico. En este ejemplo en concreto, se considera que Red Eléctrica es la empresa promotora del proyecto que necesita las pertinentes autorizaciones descritas anteriormente.

Podemos observar, en primer lugar, al órgano sustantivo, este es un agente muy destacado en todo el proceso. Es un órgano o comité perteneciente a la administración y que está dotado con autorización sobre la finalidad de la instalación, en el caso de este proyecto sería sobre la generación de electricidad, este será el encargado de emitir las autorizaciones pertinentes, otra de sus funciones es recopilar informes sobre otras áreas de la administración que estén involucradas en el proceso.

Por otra parte, el segundo órgano más destacado es el ambiental, este también pertenece a la administración pública y es el encargado de elaborar los documentos que contienen la evaluación ambiental del proyecto, así como la redacción y aprobación de la DIA, como se ha descrito anteriormente, documento imprescindible para este proyecto. Está compuesto por representantes de la comunidad autónoma y del gobierno central con conocimiento y competencias en este ámbito.

4. Diseño de la instalación fotovoltaica

4.1 Selección de equipos

Una vez determinada y analizada la ubicación que tendrá esta instalación, así como los permisos y procedimientos que serían necesarios seguir para su construcción y puesta en servicio, es el momento de comenzar el núcleo de este trabajo, que se centrará en el diseño de la propia instalación fotovoltaica. En primer lugar, se comenzará seleccionando los distintos equipos que se emplearán en la instalación, comenzando por los módulos fotovoltaicos, posteriormente se analizarán los inversores a emplear junto con la estructura que los soportará, así como el sistema de flotación de toda la instalación, comentando, en último lugar los centros de transformación seleccionados, así como el cableado necesario. Una vez seleccionados y analizados los equipos que se emplearán, se comenzará con el dimensionamiento de la instalación.

4.1.1 Módulos fotovoltaicos

Los paneles que se emplearán en la instalación serán el modelo LR5-72HPH-550M, de la empresa Longi. Longi es una compañía de origen chino, fundada en el año 2000, está considerada como uno de los mayores fabricantes a nivel mundial de paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino, suministran módulos tanto a proyectos de centrales eléctricas de gran escala como a nivel doméstico. Longi cuenta con cerca de 50.000 empleados y con un volumen de negocio superior a 10.800 millones de euros. Por otra parte, es una empresa puntera en la producción de hidrogeno verde, empleando energías renovables (Longi, 2023).

Este modelo de módulo es capaz de producir hasta 550W por módulo, emplean tecnología de tipo silicio monocristalino. En la industria fotovoltaica, existen principalmente dos tecnologías relacionadas con los módulos, los de tipo monocristalinos, que están conformados a partir de un solo cristal de silicio y los de tipo policristalinos, que lo componen numerosos cristales de silicio con diferentes orientaciones. Sin entrar en detalle, la principal diferencia entre ellos reside en su eficiencia, los monocristalinos tienen una eficiencia ligeramente superior, lo que nos permite obtener una mayor producción. Al mismo tiempo, los de tipo monocristalino también tienen una menor degradación en términos generales, los que les permite tener una vida útil un poco superior. Sin embargo, por otro lado, el proceso de fabricación de los de tipo policristalino es más sencillo, esto les permite que su coste y por consecuencia su precio de venta sea menor en comparación con los de tipo monocristalino.

En el caso de los módulos a instalar, el fabricante garantiza una degradación inferior al 2% durante el primer año, así como una degradación máxima del 15,4% hasta el año 25, lo que equivale a una degradación anual media del 0,55%. El rango de funcionamiento de estos paneles es de -40°C a 85°C. Los módulos también cuentan con nivel de protección de clase II, por lo que no necesitan tener toma de tierra, respecto al agua y el polvo, cuenta con una certificación tipo IP68, por lo que el fabricante asegura que es capaz de sumergirse hasta 1,5 m. durante 30 minutos. Estos equipos también cuentan con el certificado tipo IEC 61215, que establece los requisitos que deben cumplir los paneles

fotovoltaicos para soportar las condiciones de operación en climas al aire libre durante un largo periodo de tiempo.

Por todo lo descrito, este modelo de célula fotovoltaica es adecuada para la instalación en una parque fotovoltaico flotante como se pretende en este proyecto.

Tabla 8, se puede ver un pequeño resumen de las características principales de los equipos que se instalarán. En el anexo 10.2 se incluye una copia con las características más detalladas de este tipo de equipos.

	Módulos fotovoltaicos
Fabricante	Longi
Modelo	LR5-72HPH-550M
Tamaño [mm]	2278×1134×35
Peso [kg]	27,5
Disposición	144 (6×24)
Tecnología	Monocristalino
Potencia máxima [W]	550
Tensión en circuito abierto [V]	49,8
Corriente de cortocircuito [A]	13,98
Tensión a máxima potencia [V]	41,95
Corriente a máxima potencia [A]	13,12

Tabla 8 Principales características de los módulos fotovoltaicos.

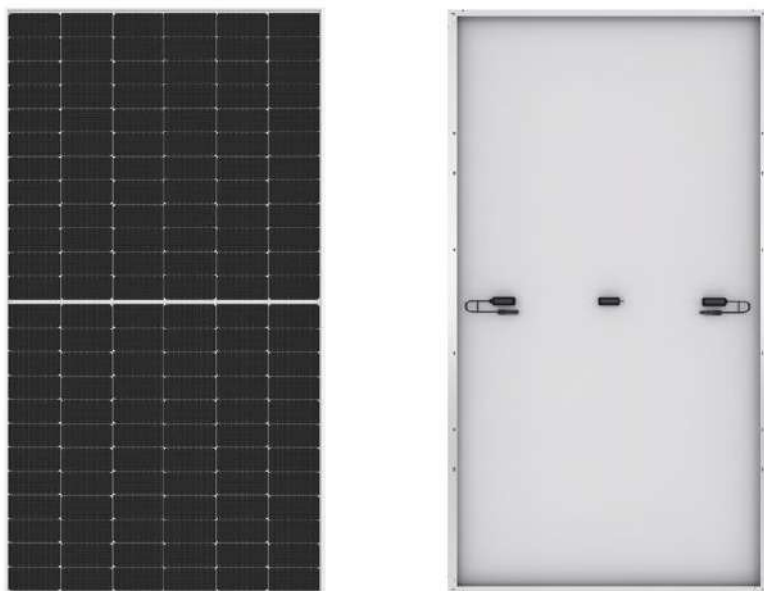


Ilustración 17 Vista del módulo fotovoltaico Longi LR5-72HPH-550M (Longi, 2023).

4.1.2 Inversores

Para los inversores se elegirá una disposición tipo string, esta configuración se basa en conectar en serie varios módulos fotovoltaicos, formando un ramal o “string”, este bloque se conecta entonces al inversor. Se optará por esta configuración en vez de usar inversores de tipo central (en el que los módulos fotovoltaicos se conectan directamente al inversor) ya que los costes de mantenimiento de estos inversores son menores, además es una solución modular, lo que permite una fácil configuración. Por otro lado, si se produjera un fallo en algún panel o inversor solo afectaría a ese string, aislando a los demás.

El modelo de inversor seleccionado será el SG250HX de la marca Sungrow. Sungrow es una compañía fundada en 1997, esta empresa se dedica a diseñar y fabricar distintos equipos y componentes presentes en la red eléctrica. En el año 2022 contaba con aproximadamente 269 GW instalados a nivel mundial y más de 2.600 empleados (SungrowPower, 2023).

En cuanto al sector fotovoltaico, cuentan con 26 años de experiencia y poseen una capacidad de producción anual de 305 GW a través de sus distintas fábricas, actualmente exportan sus productos a 150 países (SungrowPower, 2023).

A demás de esta sobrada experiencia en el sector, se opta por este tipo de inversores debido a que Sungrow también dispone de unos centros de transformación de tipo modular (que se describen en el próximo apartado) y que son los que se utilizarán en este proyecto, por lo que, emplear equipos suministrados por el mismo proveedor facilita el diseño de la instalación.

Este inversor es su punto de funcionamiento nominal, es capaz de general una potencia de 250 kVA a 30°C, pudiendo trabajar en su punto nominal con un rango de voltaje de entrada entre 860 y 1300V. En la salida de estos inversores podemos encontrar una voltaje de 800V (en el punto nominal), con 180,5 A y un factor de potencia de 0,99. Por otra parte, es necesario destacar el gran rendimiento de este tipo de inversores, alcanzando un 98,8% de acuerdo con los estándares europeos.

Con la información provista y la experiencia demostrada, se puede considerar a estos inversores como una alternativa apropiada para este tipo de instalación.

En la

Tabla 9 se recogen las principales características del modelo de inversor Sungrow SG250HX, en el anexo 10.3 se adjunta su hoja de características completa.

	Inversores
Fabricante	Sungrow
Modelo	SG250HX
Tamaño [mm]	660x1051x363
Peso [kg]	99
Tecnología	String
Corriente máxima IN [A]	360
Voltaje máximo IN [V _{dc}]	1.500

Rango voltaje en potencia nominal IN [V _{dc}]	860 - 1300
Nº of independent MPPT inputs	12
Potencia nominal a 30°C – 40°C [kVA]	250 - 225
Voltaje nominal OUT [V]	800
Factor de Potencia Nominal	0,99
Eficiencia máxima [%]	99
Eficiencia europea [%]	98,9
Tipo de refrigeración	Smart forced air cooling

Tabla 9 Principales características de los inversores.



Ilustración 18 Vista del inversor Sungrow SG250HX (SungrowPower, 2023).

4.1.3 Estructura y sistema de flotación

A pesar de que los sistemas de flotación para instalaciones fotovoltaicas es un sistema relativamente novedoso, la compañía Ciel&Terre es una de las punteras en este sector.

Ciel&Terre es una compañía francesa fundada en 2006, especializada en el desarrollo de estructuras para módulos fotovoltaicos en instalaciones flotantes. Actualmente han participado en la instalación de 740 MWp repartidos en más de 270 proyectos distribuidos en 30 países distintos (Ciel&Terre International, 2023).

Su solución ideada se llama Hydrelío, consiste en una estructura fabricada con polietileno de alta densidad, esto le proporciona una gran resistencia frente al agua, la corrosión y los rayos ultravioletas. Destacando el compromiso con el medio ambiente de esta compañía, este tipo de estructuras son 100% reciclables. Por otra parte, el fabricante garantiza un perfecto funcionamiento durante 30 años.

Esta estructura se compone de tres grupos de elementos principales. En primer lugar, los flotadores principales (zona superior izquierda de la Ilustración 19), estos son los que permitirán que los paneles se mantengan a flote, cada módulo dispone de su flotador y este puede albergar módulos de hasta 700 W. El segundo elemento a destacar será el

marco donde se colocará el módulo fotovoltaico y los pines que servirán de unión entre ese marco y el flotador principal (zona superior derecha de la Ilustración 19). El tercer y último grupo de elementos a destacar es una serie de enganches y conectores que permiten la unión entre los distintos flotadores (zona inferior de la Ilustración 19), esto permite crear redes de gran tamaño en el que este unidos todos los módulos fotovoltaicos.



Ilustración 19 Grupos de elementos principales de las estructuras flotantes (Ciel&Terre International, 2023).

A pesar de que la fotovoltaica flotante es una tecnología novedosa y que no está completamente extendida, con toda la información y características descritas, así como el éxito del sistema Hydrelío en numerosos proyectos, se puede considerar como el dispositivo adecuado para emplear en esta instalación. En la Tabla 10 se recogen las principales características de este sistema.

	Estructura
Fabricante	Ciel&Terre International
Modelo	Hydrelío
Oleaje soportado [m]	2
Viento soportado [km/h]	210
Corrosión	C5
Temperatura de funcionamiento [°C]	-10 – 50
Peso	1.500
Rango de orientación [°]	5 - 12

Tabla 10 Principales características de las estructuras flotantes.

4.1.4 Sistema de sujeción a tierra

Al igual que en caso de las estructuras flotantes que sustentarán los módulos, para el sistema de sujeción de la instalación a tierra se optará por una de las soluciones desarrolladas por la compañía Ciel&Terre. Para este fin existe numerosas alternativas, en primer lugar, tenemos un sistema basado en pilotes situados alrededor de la instalación, se realiza una pequeña perforación en el fondo donde se realizará la cimentación de las columnas, posteriormente, la estructura flotante se une a estos pilotes.

Por otra parte, tenemos una solución que emplea una línea parabólica de acero que une la estructura a tierra y evita su desplazamiento, esta línea puede situarse por encima del agua o discurrir por debajo en función de cómo se realice el anclaje. Se pueden ver los dos tipos de sistemas descritos en la Ilustración 20.



Ilustración 20 Distintas soluciones de anclaje para una instalación fotovoltaica flotante (Ciel&Terre International, 2023).

En el caso de nuestra instalación, se optará por un sistema de sujeción que emplee cables de acero que estén anclados en tierra, se prefiere este sistema debido a que el embalse tiene una profundidad en algunos puntos de entorno a los 48 metros, lo que complicaría un sistema de anclaje que emplee pilotes y, por otro lado, no existen unas fuentes corrientes en el embalse que requieran de un sistema extra que emplee pilotes. Con esta solución no es necesario realizar ningún tipo de cimentación ni excavación, lo que reduce tanto como la inversión necesaria para desarrollar la instalación como el tiempo de construcción necesario.

Aunque los parques fotovoltaicos flotantes son una tecnología reciente, este sistema de sujeción ya ha probado sobradamente su viabilidad técnica, como ejemplo, encontramos la planta de Anhui en China, de 32,5 MW, construida por la compañía Ciel&Terre y que ya emplea este sistema.

4.1.5 Cableado y protecciones

Para el caso del cableado, se seleccionará a la compañía General Cable, integrada en Prysmian Group, compañía líder en ese sector y de las más avanzadas en el desarrollo y fabricación de cables submarinos o expuestos al agua en parque fotovoltaicos flotantes o en parque eólicos marinos. Esta compañía es una de las más grandes a nivel mundial, contando con una facturación de 10.016 millones de euros durante el año 2022 (PrysmianGroup, 2023).

Esta compañía ofrece productos que cuentan con una certificación AD8 por lo que el cable puede trabajar sumergido completamente incluso a una presión superior a 1 bar. Por otra parte, también disponen de resistencia frente a rayos ultravioleta y pueden trabajar en un amplio rango de temperaturas. Además, el fabricante ofrece una garantía de funcionamiento de 30 años para sus cables.

Las secciones de los distintos conductores y tramos, así como su configuración, se realizarán en próximos apartados de este proyecto.

Por otra parte, las protecciones a colocar serán suministradas por la compañía Eaton, una compañía muy diversificada y con presencia en varios sectores como el aeroespacial, fabricación de componentes de automóviles y elementos de protección para circuitos eléctricos. Cuenta con cerca de 100.000 empleados y opera de 175 países, con una facturación aproximada de 20.000 millones de euros en el años 2021(Eaton, 2023), por lo que es un proveedor con sobrada experiencia probada en este sector.

4.1.6 Centros de transformación

La empresa suministradora para este tipo de dispositivos será, como en el caso de los inversores, la compañía Sungrow. Además de la dilatada y sobrada experiencia de esta empresa, que ya ha sido comentada, Sungrow dispone, como se puede ver en Ilustración 21 de una solución completamente modular y sencilla de implementar. Este centro de transformación se compone de un “contenedor” que integra el transformador y los distintos dispositivos que requiere, en su catálogo ofrecen una amplia gama de modelos,

para nuestra instalación se seleccionara el MVS6300-LV, que dispone de una potencia máxima de 7.000 kVA, siendo en su punto nominal de 6.300 kVA, ofreciendo un rango de tensiones de transformación de 800 V a 20 – 35 kV, con una eficiencia pico por encima del 99% y utilizando un transformador de tipo sumergido en aceite.

Por otra parte, acorde a su hoja de especificaciones, cumple con las distintas certificaciones en ámbitos de seguridad C60076, IEC62271 e IEC 61439



Ilustración 21 Vista del inversor Sungrow MVS6300-LV (SungrowPower, 2023).

En la Tabla 11, se recogen las principales características para el modelo de centro de transformación Sungrow MVS6300-LV, en el anexo 10.4 se adjunta su hoja de características completa.

	Centros de transformación
Fabricante	Sungrow
Modelo	MVS6300-LV
Tipo de transformador	Sumergido en aceite
Potencia nominal (40°C) [kVA]	6300
Rango de transformación [kV]	0,8/ 20 – 35
Máxima corriente de entrada en voltaje nominal [A]	2*2525
Eficiencia [%]	99,51
Tipo de aislamiento	SF6
Dimensiones [m]	6,058x2,896x2,438
Peso [kg]	22.000
Protección	

Tabla 11 Principales características de las estructuras de los centros de transformación.

4.2 Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

Una vez determinados los equipos, así como los fabricantes que se van a utilizar en nuestro parque fotovoltaico flotante, en este punto se procede al dimensionamiento del mismo. En este capítulo se dimensionará desde la célula fotovoltaica hasta los centros de transformación (incluidos).

4.2.1 Dimensionamiento de módulos, inversores y estaciones de transformación

Como se ha determinado en el Capítulo 4.1.2, los inversores Sungrow SG250HX, funcionan en un rango de tensiones de 860 – 1.300 V_{dc} en su rango nominal y siendo la máxima admisible de 1.500 V_{dc}. Se deberá determinar un rango de número de módulos que permita que estos inversores funcionen dentro de su punto nominal.

- Número mínimo de módulos: $\frac{\text{Lim. Nominal Inferior}}{\text{Tensión máxima del módulo}} = \frac{860}{41,95} = 20,5 \rightarrow 21 \text{ módulos}$
- Número máximo de módulos: $\frac{\text{Lim. Nominal Superior}}{\text{Tensión máxima del módulo}} = \frac{1.300}{41,95} = 30,98 \rightarrow 30 \text{ módulos}$

Por otra parte, es necesario cumplir el limitante de tensión máxima de funcionamiento de los inversores en caso de que

- Número máximo de módulos: $\frac{\text{Voltaje máximo de netrada}}{\text{Tensión en circuito abierto}} = \frac{1.500}{49,8} = 30,12 \rightarrow 30 \text{ módulos}$

Como se deduce, podremos conectar en serie entre 21 y 30 módulos. Con intención de optimizar la instalación, pero con un margen de seguridad suficiente y considerando que se desea que la planta tenga una potencia instalada de 20 MWp (lo que resulta en 36.363 módulos), se seleccionarán 23 módulos por string, obteniendo así en 273 módulos por inversor, teniendo que instalar 76 inversores. Estos valores serán los valores que se emplearán en el Capítulo 7 para la estimación de producción con el programa PVSyst.

Según Ree, una vivienda de media en España consume alrededor de 3.300 kWh anuales, por lo que, con este tamaño, potencia instalada y la producción estimada en las simulaciones, esta planta podría proporcionar energía para aproximadamente 8.000 viviendas, suficiente para abastecer tres veces a una localidad como Aguilar del Campoo (población situada 6 kilómetros al este del embalse y que cuenta con una población según el INE de cerca de 7.000 habitantes).

Por último, será suficiente para la instalación contar con tres centros de transformación para conectar los módulos procedentes de los distintos inversores, estos centros de transformación sumaran 18,9 MW.

En cuanto a la localización de estos equipos, aunque se detallará en el capítulo 4.2.2, se pretenderá que la instalación tenga forma cuadrada y ocupe la menor extensión posible del lago. Por otra parte, los inversores se localizarán sobre las mismas estructuras flotantes

donde se sitúan los paneles y los centros de transformación, debido a su tamaño y peso se localizarán en tierra.

En la Tabla 12 se incluye, a modo resumen, el número y distribución de equipos necesarios para la instalación.

Número de módulos	36.363
Potencia instalada [MWp]	19,99
Número de inversores	76
Potencia Nominal a nivel inversor [MW]	19
Ratio DC/AC	1,05
Módulos/string	23
Strings/inversor	12
Módulos/inversor	276
Superficie de los paneles [ha]	9,40
Número de centros de transformación	3
Potencia instalada [MW]	18,9

Tabla 12 Equipos y principales características de la instalación.

4.2.2 Layout de la instalación

Como se ha determinado anteriormente, la instalación contará con 36.363 módulos fotovoltaicos, ahora es necesario determinar cómo van a distribuir. La planta tendrá una forma lo más cuadrada posible.

Los módulos tienen unas dimensiones de 2,27x1,134x0,035 metros, mientras que el pitch determinado como óptimo en las distintas simulaciones será de 1,5 metros, esta será la distancia entre los centros de dos módulos situados en filas consecutivas. Así pues, debemos cumplir principalmente con dos restricciones, la primera en cuanto al número de módulos y la segunda en cuanto a que la dimensión del ancho de la planta debe ser similar al largo, dichas restricciones se pueden escribir de la siguiente forma:

$$n_{columnas}^o * n_{filas}^o \geq 36.363 \text{ módulos}$$

$$largo_{planta} \approx ancho_{planta} [m]$$

Por otra parte, tenemos que los paneles se dispondrán de forma horizontal por lo que la longitud de la planta seguirá la siguiente expresión:

$$largo_{planta} = 2,27 * n_{columnas}^o [m]$$

Por otra parte, el ancho de la planta:

$$ancho_{planta} = 1,5 * n_{filas}^o [m]$$

Combinando las expresiones anteriores, tenemos la siguiente deducción:

$$1,5 * n_{columnas}^o = n_{filas}^o$$

$$1,5 * n_{columnas}^o{}^2 = 36.363$$

$$n_{columnas}^o = 155,7$$

Redondeando, tenemos que el $n_{columnas}^o$ será de 156 paneles. Por otra parte, sustituyendo, obtenemos:

$$156 * n_{filas}^o = 36.363 \rightarrow n_{filas}^o = 233,09$$

Por lo que finalmente, el número total de filas será de 234. De esta forma tendremos 233 filas completas con 156 paneles cada una y la última fila superior la 234, contará simplemente con 15 paneles centrados. En la Tabla 13, se presenta un resumen de la distribución obtenida. A la vista de los datos obtenidos, será una instalación de grandes dimensiones, esto permite tener una gran producción mientras gracias a las economías de escala se pretende reducir el ratio €/MWp instalado. Estas dimensiones de planta también son posibles ya que es un embalse de grandes dimensiones y permite la construcción de esta instalación no ocupará ni 1% de la superficie total del embalse.

Número de módulos	36.363
Número de filas	234
Número de columnas	156
Longitud de la planta [m]	354,12
Ancho de la planta [m]	351
Superficie de la planta [m ²]	124.296,12

Tabla 13 Resumen de la distribución de los módulos fotovoltaicos.

En el anexo de planos, se muestra la distribución definitiva de los módulos.

4.2.3 Dimensionamiento del cableado

En este punto se van a dimensionar los conductores que conectarán los módulos entre sí para formar los strings que irán conectados a los inversores, así como la conexión de estos inversores a los centros de transformación.

Para elegir la sección de estos conductores, se deberán considerar estos requisitos y ponderaciones principalmente:

- En primer lugar, por tratarse de una instalación fotovoltaica, los conductores deberán estar dimensionados para una intensidad un 25% superior a la real, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) en su capítulo ITC-BT-40.
- La corriente que circulará en régimen permanente por el conductor debe ser inferior a la que este admite en función de los materiales que lo componen. Para esta corriente admisible, es necesario considerar algunos factores de minoración. Acorde al REBT, en su apartado ITC-BT-06, se deberá considerar un factor de corrección de 0,9 ya que estos conductores estarán situados al aire libre y el sol incidirá directamente sobre ellos. Por otra parte, según el mismo reglamento, en su sección ITC-BT-19, deberíamos considerar un factor de corrección para la temperatura ambiente de 1,1 (correspondiente a una temperatura ambiente de 30°C). Por último, es necesario considerar un factor de agrupamiento, ya que a cada inversor llegarán 12 strings, según el reglamento en su capítulo ITC-BT-06, al tratarse de más de 3 conductores, debemos considerar un factor de 0,75.
- Aunque a priori, en el caso de esta instalación no será la consideración más restrictiva, debido a que el agua refrigerará los conductores, la temperatura de estos debe ser inferior a la máxima admisible por el material (70° en el caso de recubrimientos de PVC y 90° para recubrimientos de XLPE o EPR).
- En cuanto a la caída de tensión, por tratarse de una instalación fotovoltaica, según la ITC-BT-40, la caída máxima de tensión a lo largo del conductor debe ser inferior al 1,5%. Esta caída de tensión, al tratarse en este primer tramo de corriente continua, se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\Delta V [\%] = 2 * R * I = \frac{2 * L * I * \rho * 100}{S * V_0}$$

Siendo:

L: longitud del conductor (m)

S: sección del conductor (mm²)

I: intensidad que circula por el conductor (A)

ρ : resistividad del conductor ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

V_0 : voltaje inicial (V)

Por otra parte, hay que considerar que la resistividad el material depende en función de la temperatura de trabajo de este de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$T_{funcionamiento} = T_{ambiente} + (T_{admisible} - T_{ambiente}) * \left(\frac{I_{funcionamiento}}{I_{admisible}}\right)^2$$

$$\rho_t = \rho_{20} * (1 + \alpha_{20} * \Delta T)$$

El primer tramo a dimensionar consiste en la distancia entre los propios módulos que componen el string hasta el inversor donde irán conectados. En todos los casos, el inversor estará situado sobre los flotadores de la instalación por lo que la distancia mayor, y por lo tanto más desfavorable, se dará entre el primer panel del string y el propio inversor. Como añadido a esta distancia máxima, se va a considerar un margen de seguridad el 5% que tenga en cuenta posibles desviaciones del camino de conexión más corto y posible longitud de cable que sea necesario utilizar para conexiones entre módulos. Por lo tanto, podemos suponer que esta longitud será de:

$$L_{string} = 2,27 * 23 * 1,05 = 54,82 \text{ metros}$$

Por otra parte, cada conductor deberá ser capaz de dar servicio a 23 módulos por lo que, al conectarse en serie, la corriente a soportar deberá ser de 13,12 A, mientras que la tensión total será de 964,85V. Tras estas consideraciones, la expresión de la caída de tensión quedaría de la siguiente forma:

$$\Delta V [\%] = \frac{2 * 54,82 * 13,12 * \rho * 100}{S * (41,95 * 23)}$$

Para este primer tramo de la instalación, el conductor seleccionado será de la compañía Prysmian Group, como se ha explicado anteriormente y en concreto, será el modelo Prysmian Prysolar H1Z2Z2-K. Este conductor está conformado por cobre en su interior y por un recubrimiento de tipo mezcla polietileno reticulado (XLPE). Según la ficha técnica, en la siguiente tabla podemos ver los tipos de secciones disponibles para el modelo H1Z2Z2-K, así como la intensidad admisible en cada caso una vez considerados los factores aplicable a las características de nuestra instalación.

Número de conductores por sección [mm ²]	Intensidad catálogo [A]	Intensidad admisible [A]
1x1,5	24	14,26
1x2,5	34	20,20
1x4	46	27,32
1x6	59	35,05
1x10	82	48,71
1x16	110	65,34
1x25	140	83,16
1x35	182	108,11
1x50	220	130,68

1x70	282	167,51
1x95	343	203,74
1x120	397	235,82
1x150	458	272,05
1x185	523	310,66
1x240	617	366,50

Tabla 14 Tipos de secciones de conductores con sus principales características, modelo H1Z2Z2-K.
(Prysmian Group, 2023)

Como comienzo, todas las secciones serían válidas ya que, la corriente que circulará permanentemente es menor que la admisible para esas condiciones, como parece inmediato, vamos a descartar las tres secciones de mayor diámetro ya que como se ve puede apreciar, estas exceden sobradamente los requisitos de este tramo. Para entrar más en detalle, es necesario calcular la temperatura a la que funcionará el conductor, así como su resistividad.

$$T_{funcionamiento} = 30 + (90 - 30) * \left(\frac{13,12}{I_{admisible}} \right)^2$$

Conociendo esa temperatura de funcionamiento del conductor, podemos determinar la resistividad del cobre en dichas condiciones de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\rho_T = \rho_{20} * (1 + \alpha_{20} * \Delta T) = 0,018 * (1 + 0,00393 * (T_{funcionamiento} - 20))$$

Utilizando las expresiones mencionadas, en Tabla 15, se muestran los valores obtenidos para las distintas secciones normalizadas de este conductor. Como se puede apreciar inmediatamente, la sección que inmediatamente cumple con las especificaciones de caída tensión es la de 2,5 mm².

Distancia Teórica [m]	Sección Normalizada [mm ²]	Corriente a circular [A]	Corriente Catálogo [A]	Corriente Admisible [A]	Temperatura del conductor [°C]	Resistividad el conductor [Ωmm ² /m]	Caída de Tensión Real [%]
54,82	1,50	13,12	24,00	14,26	80,82	0,022	2,22
	2,50		34,00	20,20	55,32	0,020	1,22
	4,00		46,00	27,32	43,83	0,020	0,73
	6,00		59,00	35,05	38,41	0,019	0,48
	10,00		82,00	48,71	34,35	0,019	0,28
	16,00		110,00	65,34	32,42	0,019	0,18
	25,00		140,00	83,16	31,49	0,019	0,11
	35,00		182,00	108,11	30,88	0,019	0,08
	50,00		220,00	130,68	30,60	0,019	0,06
	70,00		282,00	167,51	30,37	0,019	0,04
	95,00		343,00	203,74	30,25cui	0,019	0,03

Tabla 15 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los paneles a los inversores

Como comentario, es cierto que la sección obtenida es de pequeño tamaño, lo que está motivado por tratarse de distancias reducidas, lo que permite que no exista una gran caída de tensión.

Una vez calculado este primer tramo, se procede a calcular el segundo tramo de conductores, este será el que una los distintos inversores de la instalación con el centro de transformación. Para este caso, se va a emplear el modelo AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS), se trata de un modelo apto para este tipo de ambientes, diseñado para corriente alterna y, como en el caso del modelo anterior, conformado en cobre con recubrimiento tipo XLPE.

En cuanto a los factores de minoración de corriente a emplear, al igual que en el tramo anterior, es necesario considerar un factor de 0,9 debido a que serán cables directamente expuestos a la luz solar, se deberá considerar también un factor de agrupamiento de 0,75 ya que en todos los inversores se deberán agrupar para llegar a los tres centros de transformación. Por otra parte, al igual que el tramo anterior es necesario seguir manteniendo el factor de seguridad de 1,25 recogido en el REBT en su capítulo ITC-BT-40, también permanece constante el factor de la temperatura ambiente (30°C) por lo que hay que aplicar una corrección de 1,1 según el REBT.

Al contrario que en caso anterior, para este tramo, no se va a elegir una misma distancia para todos los casos, ya que existe una notoria diferencia de las distancias entre tierra y las primeras y las últimas filas. Para solucionar esta cuestión, pero seguir facilitando un fácil y rápido montaje, se va a dividir la instalación en tres partes, considerando para cada una de estas la distancia mayor (la más desfavorable). Por tanto, tendremos tres tramos de 117 metros cada uno, a los que hay que añadir una distancia de 200 metros, que es la que hay desde el conjunto de módulos a tierra, divididos entre 100 metros que es la distancia de la instalación a tierra y otros 100 metros que son los que habrá desde la orilla del agua hasta donde están localizados los centros de transformación.

Según la ficha técnica, en la siguiente tabla podemos ver los tipos de secciones disponibles para el modelo AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS) (S), así como la intensidad admisible en cada caso una vez considerados los factores aplicable a las características de nuestra instalación.

Número de conductores por sección [mm ²]	Intensidad catálogo [A]	Intensidad admisible [A]
3x1,5	23	13,66
3x2,5	32	19,01
3x4	44	26,14
3x6	57	33,86
3x10	78	46,33
3x16	104	61,78
3x25	115	68,31
3x35	143	84,94
3x50	174	103,36
3x70	223	132,46

3x95	271	160,97
3x120	314	186,52
3x150	359	213,25
3x185	409	242,95
3x240	489	290,47
3x300	549	326,11

Tabla 16 Tipos de secciones de conductores con sus principales características, modelo AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS). (Prysmian Group, 2023).

Como se puede observar rápidamente, los conductores con una sección inferior a 120 mm² quedan automáticamente descartados ya que la intensidad que transcurrirá por este conductor es de 180,5 A, por lo que es mayor que la máxima intensidad que pueden admitir esos conductores en las condiciones de la instalación.

Para continuar con el dimensionamiento de estos conductores se usarán, en primer lugar, las mismas expresiones que en el caso anterior, pero con los parámetros propios de este caso:

$$T_{funcionamiento} = T_{ambiente} + (T_{admisible} - T_{ambiente}) * \left(\frac{I_{funcionamiento}}{I_{admisible}} \right)^2 = 30 + (90 - 30) * \left(\frac{180,5}{I_{admisible}} \right)^2$$

$$\rho_T = \rho_{20} * (1 + \alpha_{20} * \Delta T) = 0,018 * (1 + 0,00393 * (T_{funcionamiento} - 20))$$

Sin embargo, para el caso del cálculo de la caída de tensión, se deberá utilizar otra expresión diferente ya que, en este caso, estamos tratando con corriente alterna. La expresión a utilizar será la siguiente:

$$\Delta V [\%] = \frac{\sqrt{3} * L * I * \rho * \cos \varphi * 100}{S * V_o} = \frac{\sqrt{3} * L * 180,5 * \rho * 0,99 * 100}{S * 800}$$

Siendo:

L: longitud del conductor (m)

S: sección del conductor (mm²)

I: intensidad que circula por el conductor (A)

ρ : resistividad del conductor ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

V_o : voltaje inicial (V)

$\cos \varphi$: factor de potencia

Combinando las anteriores expresiones, obtenemos los siguientes resultados para cada uno de los tres grupos definidos:

Distancia Teórica [m]	Sección Normalizada [mm ²]	Corriente a circular [A]	Corriente Catálogo [A]	Corriente Admisible [A]	Temperatura del conductor [°C]	Resistividad el conductor [Ωmm ² /m]	Caída de Tensión Real [%]
317	120	180,5	314	186,516	86,192	0,023	2,318
	150		359	213,246	72,988	0,022	1,778
	185		409	242,946	63,120	0,021	1,395
	240		489	290,466	53,169	0,020	1,040
	300		549	326,106	48,382	0,020	0,818

Tabla 17 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los inversores al centro de transformación (Grupo 1).

Distancia Teórica [m]	Sección Normalizada [mm ²]	Corriente a circular [A]	Corriente Catálogo [A]	Corriente Admisible [A]	Temperatura del conductor [°C]	Resistividad el conductor [Ωmm ² /m]	Caída de Tensión Real [%]
434	120	180,5	314	186,516	86,192	0,023	3,174
	150		359	213,246	72,988	0,022	2,434
	185		409	242,946	63,120	0,021	1,911
	240		489	290,466	53,169	0,020	1,423
	300		549	326,106	48,382	0,020	1,120

Tabla 18 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los inversores al centro de transformación (Grupo 2).

Distancia Teórica [m]	Sección Normalizada [mm ²]	Corriente a circular [A]	Corriente Catálogo [A]	Corriente Admisible [A]	Temperatura del conductor [°C]	Resistividad el conductor [Ωmm ² /m]	Caída de Tensión Real [%]
551	120	180,5	314	186,516	86,192	0,023	4,029
	150		359	213,246	72,988	0,022	3,091
	185		409	242,946	63,120	0,021	2,426
	240		489	290,466	53,169	0,020	1,807
	300		549	326,106	48,382	0,020	1,422

Tabla 19 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los inversores al centro de transformación (Grupo 3).

De tal forma, tenemos que, para primer grupo, situado a una distancia de 317 metros del centro de transformación se empleará una sección de 185 mm², mientras que, para el segundo grupo, que tiene una distancia de 434 metros, la sección elegida será de 240 mm². Por último, la sección calculada para el último grupo es de 300 mm², por ser el más alejado del centro de transformación.

A modo resumen, en la Tabla 20 y en la Ilustración 22 se resumen los conductores dimensionados hasta el momento el resto de los elementos de conexión de la instalación de dimensionarán en el capítulo 5.

Tramo	Modelo
Tramo 1 (módulos a inversores)	H1Z2Z2-K 1x2,5mm ²
Tramo 2 – Grupo 1 (inversor a centro de transformación próximo)	RZ1-K (AS) 1x185 mm ²
Tramo 2 – Grupo 2 (inversor a centro de transformación medio)	RZ1-K (AS) 1x240 mm ²
Tramo 2 – Grupo 3 (inversor a centro de transformación lejano)	RZ1-K (AS) 1x300 mm ²

Tabla 20 Resumen de los modelos de conductores seleccionados

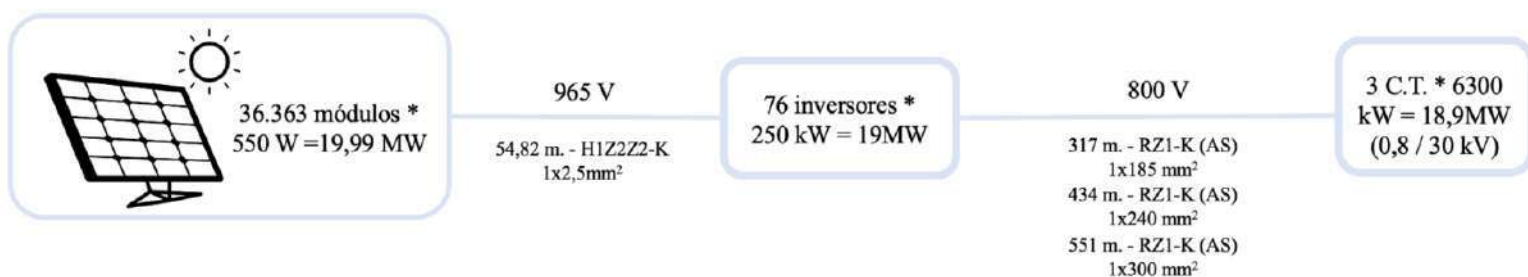


Ilustración 22 Esquema de conexión de la primera parte de la instalación

4.2.4 Dimensionamiento de protecciones

Conocidos los equipos que se instalarán, es necesario determinar las protecciones que garantizarán la seguridad de la instalación frente a posibles fallos como cortocircuitos y sobrecargas. Los elementos ya seleccionados cuentan con el aislamiento necesario que garantiza la seguridad frente a posibles contactos directos como indirectos.

Como se ha comentado anteriormente, las protecciones a instalar serán suministradas por la compañía Eaton, referente en este sector. De acuerdo con el REBT, en su capítulo ITC-BT-22, para considerar una instalación correctamente protegida frente a sobrecargas, se deben garantizar las siguientes condiciones:

$$I_{\text{diseño}} \leq I_{N \text{ fusible}} \leq I_{\text{admisible conductor}}$$

$$I_{\text{actuación en largo tiempo}} \leq 1,45 * I_{\text{admisible conductor}}$$

Se va a considerar fusibles la categoría gG, por lo que estos ya aseguran la segunda condición de protección frente a sobrecargas. En la Tabla 21 podemos ver la recopilación de intensidades para cada uno de los tramos de la instalación dimensionados

Tramo	Sección [mm ²]	I _{diseño} [A]	I _{admisible} [A]
Tramo 1	2,50	13,12	20,20
Tramo 2 – Grupo 1	185	180,50	242,94
Tramo 2 – Grupo 2	240	180,50	290,46
Tramo 2 – Grupo 3	300	180,50	326,10

Tabla 21 Corrientes de funcionamiento para los distintos tramos de la instalación

La intensidad de diseño es aquella que verdaderamente circulará por ese conductor, esta nos determinará el límite inferior para seleccionar nuestro fusible. Por otra parte, la intensidad admisible es aquella que nos proporciona el catálogo del fabricante a la que hemos debido aplicar distintos factores que dependen de las características propias de nuestra instalación.

Como se van a determinar varios tramos que son consecutivos, es importante garantizar la selectividad en el disparo. Es decir, que la protección que salte en caso de defecto sea la que se encuentra inmediatamente aguas arriba de la falta.

Para el tramo 1 de conductores, se van a seleccionar fusibles Eaton de la serie gPV, estos son capaces de asegurar la instalación frente a cortocircuitos y sobrecargas simultáneamente a sistemas de corriente continua hasta los 1.500V y con un rango de intensidades de 1 a 600 A. Concretamente el modelo seleccionado será el PV-16A10F85L, con una corriente de funcionamiento nominal de 16 A y una capacidad de corte de 30 kA (Eaton, 2023b).

Por otra parte, para el segundo tramo de conductores, que conectan los inversores con los centros de transformación, aunque se ha diferenciado entre tres grupos en función de su desfinancia, para el caso de las protecciones se va a seleccionar la misma para todos los grupos ya que su corriente de funcionamiento es la misma 180,5. Para este caso, se seleccionará el modelo 170M3971, con una intensidad de funcionamiento nominal de 200^a y un poder de corte de 125 kA.

En el anexo 10.5 se puede encontrar las hojas de características completas de los distintos fusibles a utilizar.

5. Diseño de conexión a red

Una vez dimensionada la primera parte del parque fotovoltaico, se diseñará en este capítulo la segunda parte de la conexión con la red de la instalación, siendo esta la conexión desde los centros de transformación a la subestación elevadora y finalmente desde ésta al nudo de Cillamayor.

5.1 Dimensionamiento de líneas de 30kV a subestación elevadora

Al igual que en el caso de la primera parte de la instalación, es necesario comenzar considerando los distintos factores y criterios que se deben aplicar según el reglamento para su dimensionamiento. A continuación, se presentan las consideraciones que se deben aplicar a este tramo:

- La corriente que circulará en régimen permanente por el conductor debe ser inferior a la que este admite en función de los materiales que lo componen. Como se ha considerado en los diseños anteriormente, por tratarse de una instalación fotovoltaica, los conductores deberán estar dimensionados para una intensidad un 25% superior a la real, según el reglamento, en su capítulo ITC-BT-40.
- Otra condición aplicable a este diseño es relativa a la temperatura de funcionamiento, la temperatura de estos debe ser inferior a la máxima admisible por el material en régimen permanente.
- Este tramo de la instalación discurrirá sobre el terreno, por lo que es necesario considerar un factor por encontrarse directamente expuesto al sol de 0,9. Así como un factor de 1,1 por trabajar a una temperatura ambiente de 30°C.
- En cuanto a la caída de tensión, como se ha considerado anteriormente y según la ITC-BT-40, la caída máxima de tensión a lo largo del conductor debe ser inferior al 1,5%, esta caída de tensión la volveremos a determinar de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\Delta V [\%] = \frac{\sqrt{3} * L * I * \rho * \cos \varphi * 100}{S * V_o} = \frac{\sqrt{3} * 100 * 630 * \rho * 0,99 * 100}{S * 30.000}$$

Siendo:

L: longitud del conductor (m)

S: sección del conductor (mm²)

I: intensidad que circula por el conductor (A)

ρ : resistividad del conductor ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

V_o : voltaje inicial (V)

$\cos \varphi$: factor de potencia

Es necesario considerar para los cálculos que la resistividad el material depende en función de la temperatura de trabajo de este de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$T_{funcionamiento} = T_{ambiente} + (T_{admisible} - T_{ambiente}) * \left(\frac{I_{funcionamiento}}{I_{admisible}} \right)^2 = 30 + (105 - 30) * \left(\frac{360}{I_{admisible}} \right)^2$$

$$\rho_t = \rho_{20} * (1 + \alpha_{20} * \Delta T) = 0,018 * (1 + 0,00393 * (T_{funcionamiento} - 20))$$

Por otra parte, este tramo tendrá una longitud aproximada de 100 metros y será necesario que soporte en régimen permanente una corriente de 630 A.

Como en los tramos anteriormente definidos, el conductor seleccionado será de la compañía Prysmian Group, en concreto, será el modelo Prysmian Prysolar AL EPROTENAX H COMPACT - AL HEPRZ1. Este conductor está conformado por cobre en su interior y por un recubrimiento de etileno propileno de alto módulo, que es capaz de resistir una temperatura en régimen permanente de 105°. Según la ficha técnica, en la siguiente tabla podemos ver los tipos de secciones disponibles para este modelo, así como la intensidad admisible en cada caso una vez considerados los factores aplicable a las características de nuestra instalación.

Número de conductores por sección [mm ²]	Intensidad catálogo [A]	Intensidad admisible [A]
1x50 mm ²	180	142,56
1x95 mm ²	275	217,80
1x150 mm ²	360	285,12
1x240 mm ²	495	392,04
1x400 mm ²	660	522,72
1x500 mm ²	775	613,80
1x630 mm ²	905	716,76

Tabla 22 Tipos de secciones de conductores con sus principales características,

Como comienzo, debemos descartar inmediatamente todas las secciones con excepción de la de 630 mm², ya que la corriente que soportarían en estas condiciones es inferior a la que necesita la instalación. Por lo tanto, en la Tabla 23 comprobamos el resto de los criterios para ese modelo,

Distancia Teórica [m]	Sección Normalizada [mm ²]	Corriente a circular [A]	Corriente Catálogo [A]	Corriente Admisible [A]	Temperatura del conductor [°C]	Resistividad el conductor [Wmm ² /m]	Caída de Tensión Real [%]
100	630	630	905	716,76	87,94	0,023	0,013

Tabla 23 Cálculo de la sección de conductores necesaria para la conexión de los centros de transformación a la subestación.

De tal forma se confirma que este modelo AL HEPRZ1 – 630 mm² es apropiado para este tramo de la instalación. Es cierto que se trata de una sección de considerables dimensiones ya que deberá soportar una gran intensidad, al mismo tiempo la caída de tensión es prácticamente despreciable, debido a que se trata de un tramo de corta longitud junto a una sección elevada.

5.2 Subestación elevadora 30/220 kV

Esta subestación será la encargada de elevar la tensión de 30 kV procedente de los centros de transformación hasta los 220 kV para poder así inyectar posteriormente en el nudo de Cillamayor.

Es necesario recalcar que, en este trabajo, solo se pretende mencionar que para que la instalación sea viable se necesitará construir una subestación elevadora de este tipo. Sin embargo, el diseño preciso de los distintos equipos, estudios o medidas que hagan falta para su construcción y ejecución queda fuera del alcance de este trabajo.

Como una posible alternativa preliminar, se podría barajar la posibilidad de que la subestación contuviera dos transformadores de la familia transform.power, de la compañía Ormazabal. En la que, según su catálogo, ofrecen transformadores de hasta 10 MVA de potencia con una entrada en la parte del primario de hasta 72,5 kV(Ormazabal, 2023).

5.3 Línea de transporte de 220 kV a nodo de Cillamayor

Para terminar la parte de diseño de la instalación, sería necesario dimensionar el último conductor de este proyecto, que consiste en la que une la SET elevadora con el nudo de Cillamayor.

Al igual que en el caso de la subestación, es necesario mencionar que solo se pretende mencionar que para que la instalación sea viable y se pueda conectar con la red necesitará construir línea de alta tensión de aproximadamente cinco kilómetros de longitud desde la subestación elevadora hasta el nudo de Cillamayor. Sin embargo, el diseño preciso de este tramo, así como de los distintos elementos de protección, apoyos, vanos de la línea y demás estudios o medidas que hagan falta para su construcción y ejecución queda fuera del alcance de este trabajo.

5.4 Resumen de conexiones dimensionadas

En la Tabla 24 y la Ilustración 23 se resumen los distintos conductores dimensionados para los diferentes tramos de la instalación.

Tramo	Modelo
Tramo 1 (módulos a inversores)	H1Z2Z2-K 1x2,5mm ²
Tramo 2 – Grupo 1 (inversor próximo a centro de transformación)	RZ1-K (AS) 1x185 mm ²
Tramo 2 – Grupo 2 (inversor medio a centro de transformación)	RZ1-K (AS) 1x240 mm ²
Tramo 2 – Grupo 3 (inversor lejano a centro de transformación)	RZ1-K (AS) 1x300 mm ²
Tramo 3 (centros de transformación a subestación)	AL-HEPRZ1 1x630 mm ²
Tramo 3 (subestación a nudo de Cillamayor)	Línea de Alta Tensión

Tabla 24 Resumen de los modelos de conductores seleccionados

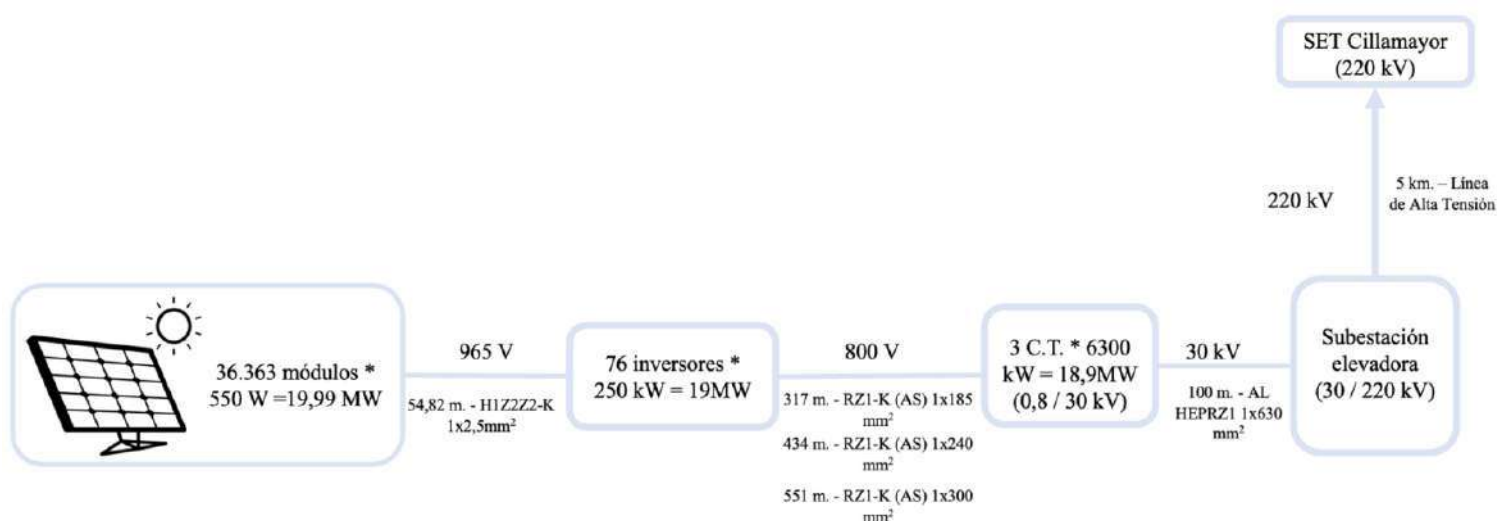


Ilustración 23 Esquema de conexión completo de la instalación

6. Estimación de producción

6.1 Cálculo de irradiación

En este apartado, se procederá a determinar la irradiación existente sobre el embalse, este es el primer paso para calcular la producción que tendrá nuestra planta fotovoltaica. Para este cálculo se van a emplear distintos programas, lo que nos servirá para tener una estimación más precisa. Concretamente se van a emplear cuatro programas distintos (PVGIS, Meteonorm, SolarGIS y SIAR), estos son herramientas ampliamente utilizadas en la industria.

En primer lugar, PVGIS es un software público desarrollado por la Comisión Europea y que almacena datos climáticos históricos en cualquier lugar de Europa (Comisión Europea, 2023) . Por otra parte, Meteonorm, al igual que SolarGis, son programas privados que permite consultar datos climático a nivel mundial. El último software empleado para el cálculo ha sido SIAR (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío), este se basa en los datos recopilados por numerosas estaciones meteorológicas distribuidas a lo largo de la península, de las cuales podemos extraer los datos de irradiación sobre el terreno (Ministerio de Agricultura, 2023). En este caso, se ha empleado los datos de la estación de Valle de Valdelucio, situada a 25 kilómetros de la planta en dirección este.

En la Tabla 25 se pueden observar los datos obtenidos para cada uno de los programas mencionados anteriormente.

Mes	Irradiación [KWh/m2]			
	PVGIS	SolarGis	SIAR	Meteonorm
Enero	41,58	52,70	50,71	64,00
Febrero	63,63	74,80	73,93	90,00
Marzo	122,00	126,10	116,77	137,00
Abril	138,57	150,60	147,72	145,00
Mayo	206,40	186,80	191,59	171,00
Junio	193,33	210,00	208,09	161,00
Julio	234,84	226,30	225,90	191,00
Agosto	211,17	195,70	196,72	195,00
Septiembre	149,24	141,90	143,48	163,00
Octubre	91,00	95,50	94,48	101,00
Noviembre	58,40	56,70	94,48	76,00
Diciembre	49,00	46,70	42,97	54,00
Anual	1.559,15	1.563,80	1.586,83	1.548,00
Media	1.564,45			
Diferencia con la media	-0,34%	-0,04%	1,43%	-1,05%

Tabla 25 Irradiación anual estimada

Como primera impresión al observar los datos extraídos, podemos observar como todos se encuentran en un rango entre 1.500 – 1.600 kWh/m² siendo proporcionado el mayor valor por el software SIAR (1.586,83 kWh/m²) mientras que el mínimo ha sido proporcionado por el software Meteonorm (1.548,00 kWh/m²). En conjunto, tenemos una irradiación media anual de 1.564,45 kWh/m².

6.2 Simulación producción

A continuación, se presenta el informe proporcionado por el software PVSyst que nos proporciona una estimación bastante realista de la producción anual que podría tener nuestra planta fotovoltaica.



PVSyst V7.3.1
VC0, Simulation date:
04/27/23 13:05
with v7.3.1

Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

G-Advisory Consultoria Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Project summary				
Geographical Site Prueba_Simulación_Aguilar Spain	Situation		Project settings	
	Latitude	42.81 °N	Albedo	0.20
	Longitude	-4.31 °W		
	Altitude	964 m		
	Time zone	UTC+1		
Meteo data Prueba_Simulación_Aguilar MeteoNorm file - Synthetic				

System summary			
Grid-Connected System		Sheds, single array	
PV Field Orientation		Near Shadings	
Fixed plane		Linear shadings	
Tilt/Azimuth		5 / 0 °	
User's needs			
Unlimited load (grid)			
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	36363 units	Nb. of units	76 units
Pnom total	20.00 MWp	Pnom total	19.00 MWac
		Pnom ratio	1.053

Results summary			
Produced Energy	26657034 kWh/year	Specific production	1333 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	87.68 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VCO, Simulation date:

04/27/23 13:05

with v7.3.1

G-Advisory Consultoria Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	241 units
Fixed plane		Single array	
Tilt/Azimuth	5 / 0 °	Sizes	
		Sheds spacing	1.50 m
		Collector width	1.13 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	75.6 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	16.0 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	LR5-72HPH-550M G2	Model	SG250-HX
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	36363 units	Number of inverters	76 units
Nominal (STC)	20.00 MWp	Total power	19000 kWac
Modules	1581 Strings x 23 In series	Operating voltage	500-1450 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.05
Pmpp	18.32 MWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	869 V		
I mpp	21080 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	20000 kWp	Total power	19000 kWac
Total	36363 modules	Number of inverters	76 units
Module area	93935 m²	Pnom ratio	1.05
Cell area	87200 m²		

Array losses

Array losses								
Thermal Loss factor			DC wiring losses			Module Quality Loss		
Module temperature according to irradiance			Global array res.			Loss Fraction		
Uc (const) 20.0 W/m²K			0.68 mΩ			-0.8 %		
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s			Loss Fraction 1.5 % at STC					
Module mismatch losses			Strings Mismatch loss					
Loss Fraction 2.0 % at MPP			Loss Fraction 0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



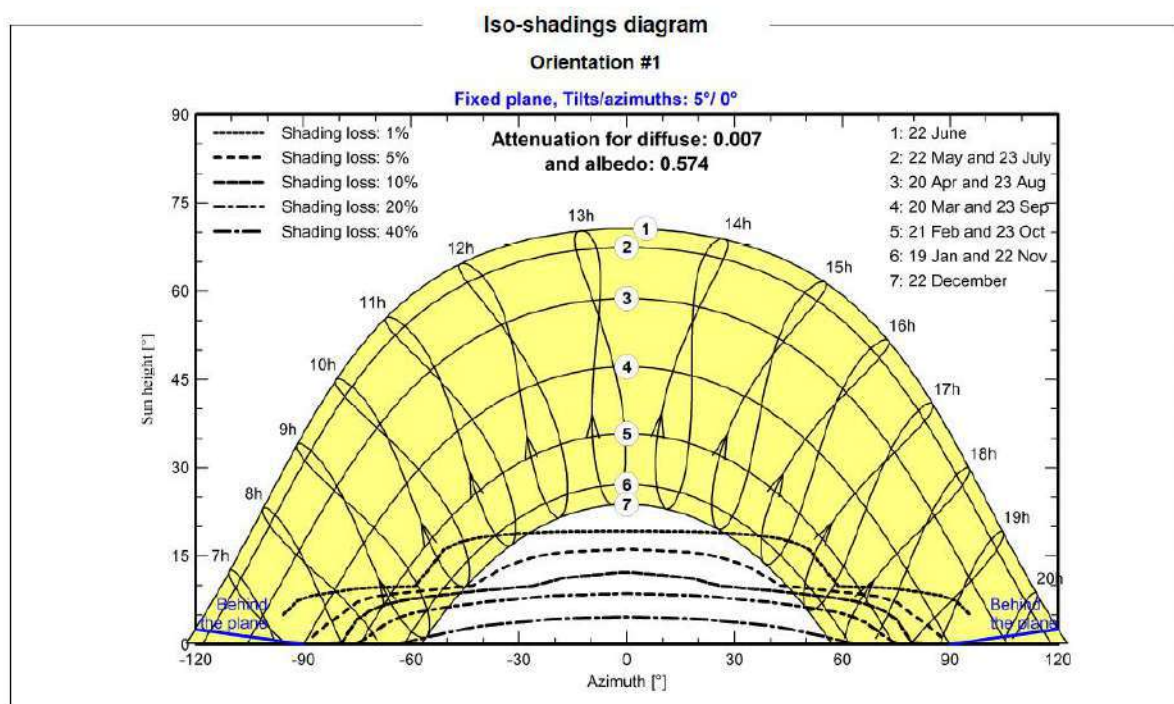
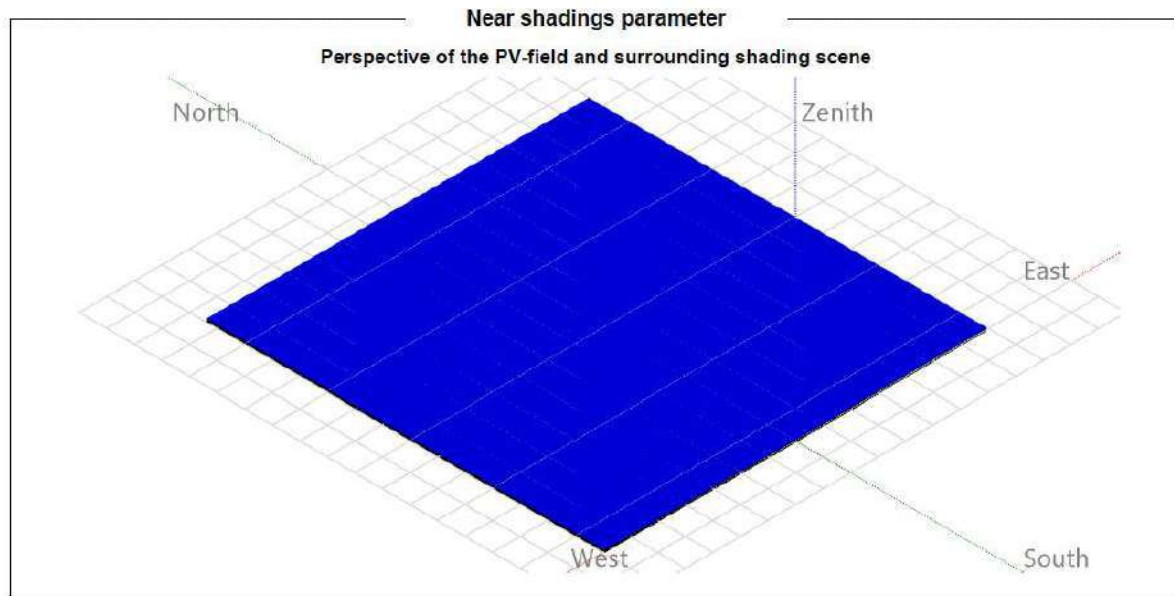
Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
04/27/23 13:05
with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)





Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VCO, Simulation date:

04/27/23 13:05

with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy

26657034 kWh/year

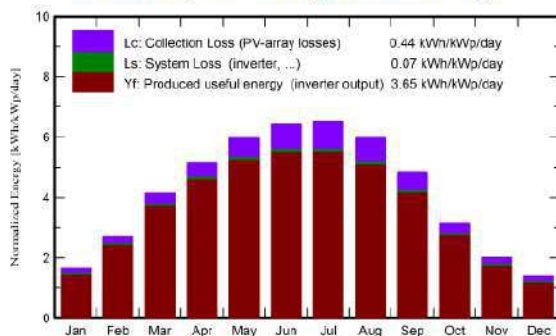
Specific production

1333 kWh/kWp/year

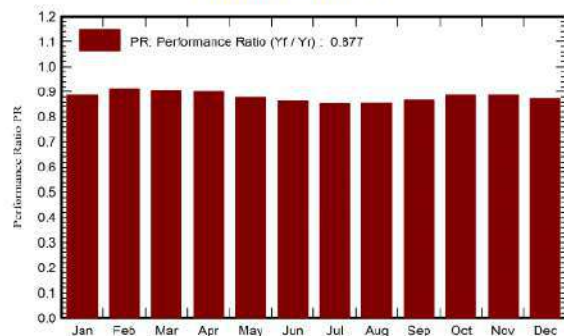
Performance Ratio PR

87.68 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	46.1	24.60	3.15	51.4	48.2	945215	911886	0.887
February	69.1	32.34	4.25	75.6	72.2	1408794	1375510	0.910
March	121.2	50.57	7.63	128.2	124.1	2357640	2314231	0.903
April	149.7	66.12	9.84	154.5	150.1	2829096	2780198	0.900
May	183.0	75.54	13.85	185.6	180.7	3315347	3259625	0.878
June	191.2	86.86	18.36	192.5	187.6	3387862	3331757	0.865
July	199.4	76.62	20.91	201.4	196.5	3502514	3445198	0.855
August	180.7	62.61	20.74	185.8	180.9	3232923	3180914	0.856
September	137.5	48.18	16.99	144.6	140.3	2556913	2511511	0.869
October	90.7	44.57	12.51	97.3	93.5	1765444	1726217	0.887
November	54.0	25.98	6.66	60.0	56.7	1098149	1064723	0.887
December	38.7	21.95	3.97	43.3	40.2	786342	755235	0.873
Year	1461.2	615.94	11.62	1520.2	1471.1	27186237	26657034	0.877

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

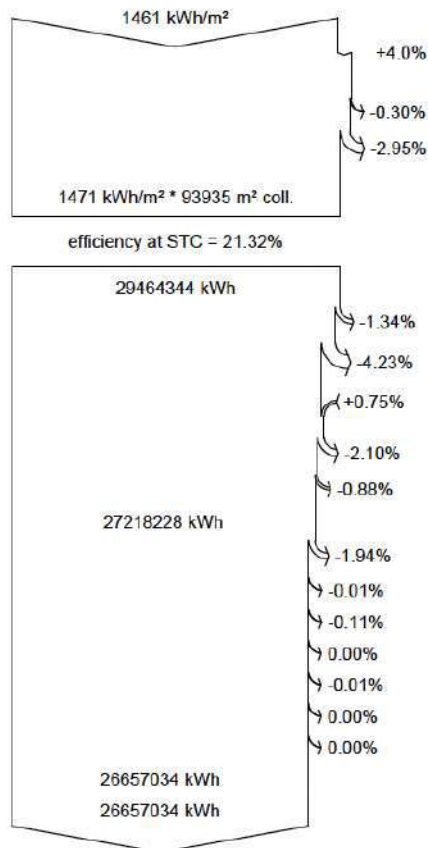
VC0, Simulation date:

04/27/23 13:05

with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:

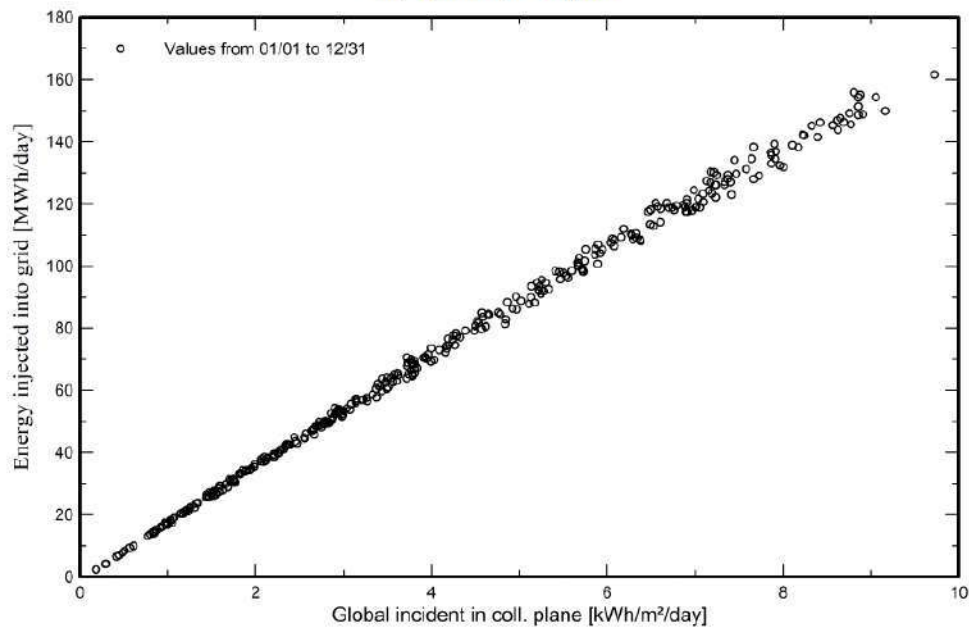
04/27/23 13:05

with v7.3.1

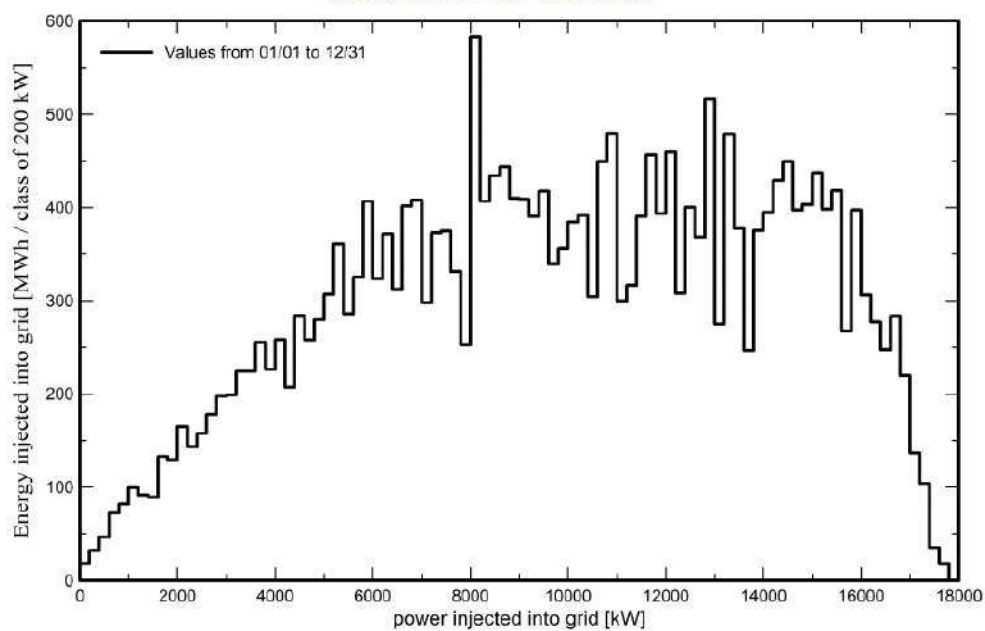
G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Antes de analizar este informe generado por PVSyst, es necesario mencionar que se han realizado numerosas simulaciones de configuraciones de planta con el objetivo de maximizar la energía producida, la eficiencia de la planta, así como por otra parte minimizar el espacio y la extensión de la instalación fotovoltaica.

En la

Tabla 26, se presentan los principales parámetros de tres de las configuraciones analizadas, sus informes completos se pueden encontrar en el anexo 10.7. La configuración número 1 consiste en situar los paneles con una inclinación de 5° y un pitch entre filas de 1,5 metros. Por otra parte, la configuración 2 mantiene la inclinación de 5° en los paneles, pero se reduce el pitch entre filas a un metro y, por último, en la situación 3 se sitúan directamente los paneles completamente planos, con una disposición horizontal.

Parámetro	Configuración		
	1	2	3
Energía producida [kWh]	27.186.237	22.797.645	26.136.956
Energía a red [kWh]	26.657.034	22.278.997	25.609.474
Media kWh]	24.848.501,670		
Diferencia con la media [%]	7,278	-10,340	3,062
Performance ratio [PR]	0,877	0,733	0,877

Tabla 26 Valores más destacados de las distintas simulaciones

Como muestran los datos, la principal diferencia entre la configuración uno y dos reside en las pérdidas generadas por las sombras entre los paneles, que alcanzan el 17,21%, estas pérdidas están provocadas por la poca distancia de separación entre las distintas filas, esto merma notablemente la producción estimada de la instalación. En cambio, en la disposición donde los paneles se sitúan de forma horizontal (situación tres), observamos que la diferencia en cuanto a la producción estimada es un 5% inferior a la situación uno, esta variación se debe a que, al estar colocados de forma horizontal, no se termina de aprovechar las últimas horas del sol debido a que se va situando de forma paralela a los módulos, lo que no permite que incida sobre estos y se genere electricidad.

Centrándonos en la configuración número uno (5° de inclinación y pitch de 1,5 metros), podemos observar en el informe, como los meses de mayor producción estimada, como era de esperar, se sitúa entre los meses de mayo a agosto mientras que será menor durante los meses de invierno. En cuanto al Performance Ratio (PR), valor que hace referencia a la energía eléctrica que genera la instalación en comparación con la energía máxima que podría generar en condiciones ideales. Podemos observar cómo se tiene una media anual de 0,877, teniendo un valor mínimo de 0,855 (en el mes de julio) y un valor máximo de 0,910 durante el mes de febrero, estos son valores aceptables que se sitúan en los valores típicos de la industria.

Analizando el apartado de pérdidas, las mayores son debidas a la temperatura, que suponen un 4,23%, esto es debido a que a medida que aumenta la temperatura del panel, se produce una disminución en la eficiencia de los módulos. El siguiente motivo de pérdidas en la producción, que implican un 2,1% es debido a mismatch entre módulos y strings. Estas pérdidas pueden estar provocadas por varias causas, la primera se puede deber a variaciones o pequeños defectos eléctricos en los módulos, al conectarse en serie formando el string, se pueden producir pérdidas. Otro motivo puede deberse en cuanto a los cables o conectores que unen los módulos con el inversor correspondiente.

Debido a que la instalación estará situada sobre un embalse, sin edificaciones ni grandes árboles cercanos, las posibles pérdidas por sombras externas sobre la instalación son nulas. Por otra parte, despreciaremos también las pérdidas debido a ensuciamiento de la instalación ya que se encuentra en un ambiente favorable en ese sentido, sin polvo u otros elementos alrededor que puedan afectarle. Sin embargo, durante la fase de explotación de la instalación se deberá contar y desarrollar un plan periódico de mantenimiento, cuidado y revisión de los distintos equipos que componen la instalación. Por último, el informe de PVsyst también considera unas pérdidas de la producción a nivel inversor del 1,94%, este valor podría considerarse conservador ya que la eficiencia proporcionada por el fabricante es mayor, sin embargo, lo consideraremos como correcto.

7. Estudio económico

En este último capítulo, se pretende analizar la viabilidad económica del proyecto, así como la posible rentabilidad que se podría obtener. Se van a analizar distintos escenarios que se presentarán a continuación. Para el modelo financiero, se va a considerar que la construcción de la instalación se desarrollará durante el año 2023 y que a comienzos del año 2024 la planta se encontrará plenamente operativa.

7.1 Gastos de inversión (CAPEX)

Para comenzar este análisis es necesario comenzar estimando la inversión inicial que será necesaria para desarrollar este proyecto. Los costes €/Wp para las distintas categorías, se han aproximado revisando y analizando distinta documentación, así como proyectos similares ya ejecutados. En este aspecto, podemos encontrar varios apartados principalmente:

- En primer lugar, tenemos la partida dedicada a los módulos fotovoltaicos, como se ha mencionado en la parte de diseño, serán el modelo Longi LR5-72HPH-550M.
- Por otra parte, tenemos toda la estructura flotante que sostendrá a estos módulos y se encargará de mantener anclada la instalación con la orilla del embalse, estarán proporcionados por la compañía Ciel&Terre.
- En siguiente lugar, tenemos los inversores necesarios para la instalación, provistos por la compañía Sungrow.
- Además de los elementos mencionados, en el término Balance of Plant (BoP), están integrados los distintos sistemas, equipos y componentes que son necesarios para la correcta generación de energía eléctrica de la planta fotovoltaica, con la excepción de módulos fotovoltaicos, estructuras de flotación e inversores. De esta forma, se suele incluir en este concepto el cableado, las protecciones, centros de transformación, sistemas de control, seguimiento y seguridad, así como los distintos trabajos a desarrollar por la empresa encargada de la ejecución del proyecto.
- Existe también la partida dedicada a la interconexión, en ella se recoge lo necesario para conectar la propia instalación flotante con el punto de inyección de la red.
- En el término “Desarrollo del proyecto” se encuentran incluidos los costes de los distintos estudios (ambiental, geotécnico, avifauna...) que la construcción de la instalación requerirá, así como el coste de las distintas licencias que tendrá asociado.

Con todas esas categorías y según la documentación analizada, obtenemos los siguientes valores:

	Total [€]	[€/Wp]	% sobre total
Módulos fotovoltaicos	5.000.000,00 €	0,25 €	28,23%
Estructura flotante y de anclaje	4.400.000,00 €	0,22 €	24,84%
Inversores	600.000,00 €	0,03 €	3,39%
Balance of Plant (BoP)	3.400.000,00 €	0,17 €	19,20%
Interconexión	2.000.000,00 €	0,10 €	11,29%
Desarrollo del proyecto	2.310.000,00 €	0,12 €	13,04%
CAPEX BASE	17.710.000,00 €	0,88€	100%

Tabla 27 Inversión estimada para la construcción de la planta

Analizando los valores obtenidos para los distintos elementos, tenemos en primer lugar los módulos fotovoltaicos, estos tienen un coste estimado prácticamente igual a los que se sitúan en plantas fotovoltaicas en tierra ya que son el mismo tipos de paneles. En cuanto al apartado de estructuras, se ha supuesto que estas tendrán aproximadamente un coste un 50% superior en comparación con los típicos trackers situados en tierra, alcanzo un valor de 0,22 €/Wp debido principalmente a que es una tecnología novedosa y su uso no se encuentra muy extendido actualmente. Los gastos dedicados a BoP unidos a los inversores, se encuentran acorde con la media del mercado. Donde se incrementan los gastos en comparación con otro tipo de plantas es en la interconexión esto es debido a que la instalación, además de los centros de transformación, necesita la construcción de una subestación elevadora, así como una línea de alta tensión que lo conecte con el nudo de inyección a la red. Por último, los gastos considerados para el desarrollo del proyecto, así como obtención de estudios y licencias, se han fijado en un 13% del coste del resto de elementos.

Con todos estos elementos se obtiene un coste de 0,88 €/Wp, en comparación con los precios de mercado para las plantas fotovoltaicas convencionales, es un valor en torno a un 15% superior por las particularidades ya comentadas.

7.2 Gastos operativos (OPEX)

Una vez determinados los gastos de inversión necesarios para acometer este proyecto, el otro aspecto principal de costes de esta instalación es el referente a las partidas de gastos necesarios durante la vida útil de la planta, este tipo de gastos se podrían agrupar principalmente en las siguientes partidas:

Tipos de gastos operativos		
O&M	8.000	€/MWp
Gastos de gestión	1.000	€/MWp
Contratos de seguros	0,15%	0,15% CAPEX
Agente mercado y costes de desvíos	1	€/MWh
Impuesto de generación	7%	7% sobre ingresos
Consumo eléctrico	1.000	€/MWp
Otros costes	2%	del resto de costes
Coste de arrendamiento	100	€/ha
Pago al operador del mercado	17,37	€/MWp
Pago al operador del sistema (fijo)	200	€/mes
Pago al operador del sistema (variable)	0,160	€/MWh

Tabla 28 Resumen de gastos operativos de la instalación. Los marcados hacen referencia a gastos regulados por distintos organismos.

En primer lugar, tenemos los gastos relacionados con la operación y mantenimiento de la instalación. Es cierto que estos gastos van aumentando con el paso de los años a lo largo de la vida útil del activo, sin embargo, se ha tomado un valor medio. Estos gastos son muy similares a los de una instalación convencional. Tenemos también una serie de gastos de gestión que será necesario pagar para la empresa que se dedique a monitorizar y explotar la planta. Se ha supuesto también que los gastos de aseguramiento de la instalación representaran un 0,15% de la inversión, valor típico para esta industria.

Por otra parte, los costes de desvíos hacen referencia a los gastos ocasionados por posibles diferencias entre la producción real de la instalación y la producción prevista, esta diferencia puede estar provocada por muchos motivos, como climatológicos, técnicos, etc... Si esta diferencia es por defecto, obligará a importar energía de otras instalaciones o sistemas, en cambio, si es por exceso, también se deberá gestionar esa energía para conducirla hacia otro destino. En cualquier caso, es un gasto típico es instalaciones de tipo renovables. Estos costes se podrían minimizar instalando baterías en la instalación u algún sistema de almacenamiento. En cuanto a los costes de arrendamiento, se ha considera un precio reducido (100 €/ha) ya que el embalse es de titularidad pública mientras que, en fincas dedicadas a plantas solares convencionales, se suele situar en el rango de 1.000 – 1.800 €/ha.

Por último, tenemos unos costes que están regulados y previamente definidos, es cierto que, durante el año 2021, debido a la situación y el precio que alcanzó el mercado eléctrico, se suprimió el impuesto sobre la generación durante el último trimestre de ese año, y los años 2022 y 2023. Sin embargo, no hay confirmación de que este impuesto no vaya a volver a entrar en vigor en los próximos años, por lo que, en este modelo se va a considerar que existirá durante toda la vida útil de la planta y tendrá el mismo valor que anteriormente, un 7% sobre los ingresos de la instalación. Por otra parte, en función de la potencia instalada y producción de la planta y que están destinados tanto al operador del mercado (OMIE) como al operador del sistema (Ree). Se ha previsto una partida del 2% del resto de costes para cualquier imprevisto que pueda surgir.

7.3 Ingresos

Por otra parte, los ingresos de este proyecto estarán basados en la venta de electricidad directamente al pool eléctrico en España, en este punto se va a cuantificar el valor de tales ingresos.

7.3.1 Evolución del precio de la electricidad

Para poder realizar esta estimación, es necesario determinar qué precio de venta medio se podrá tener a lo largo de los próximos 30 años, que será el periodo considerado de vida útil de la planta. Para hacer dicha estimación, vamos a comenzar revisando la evolución que ha tenido el precio de la electricidad en el mercado español durante los últimos años, en la Ilustración 24 podemos ver su comportamiento desde el año 2007.

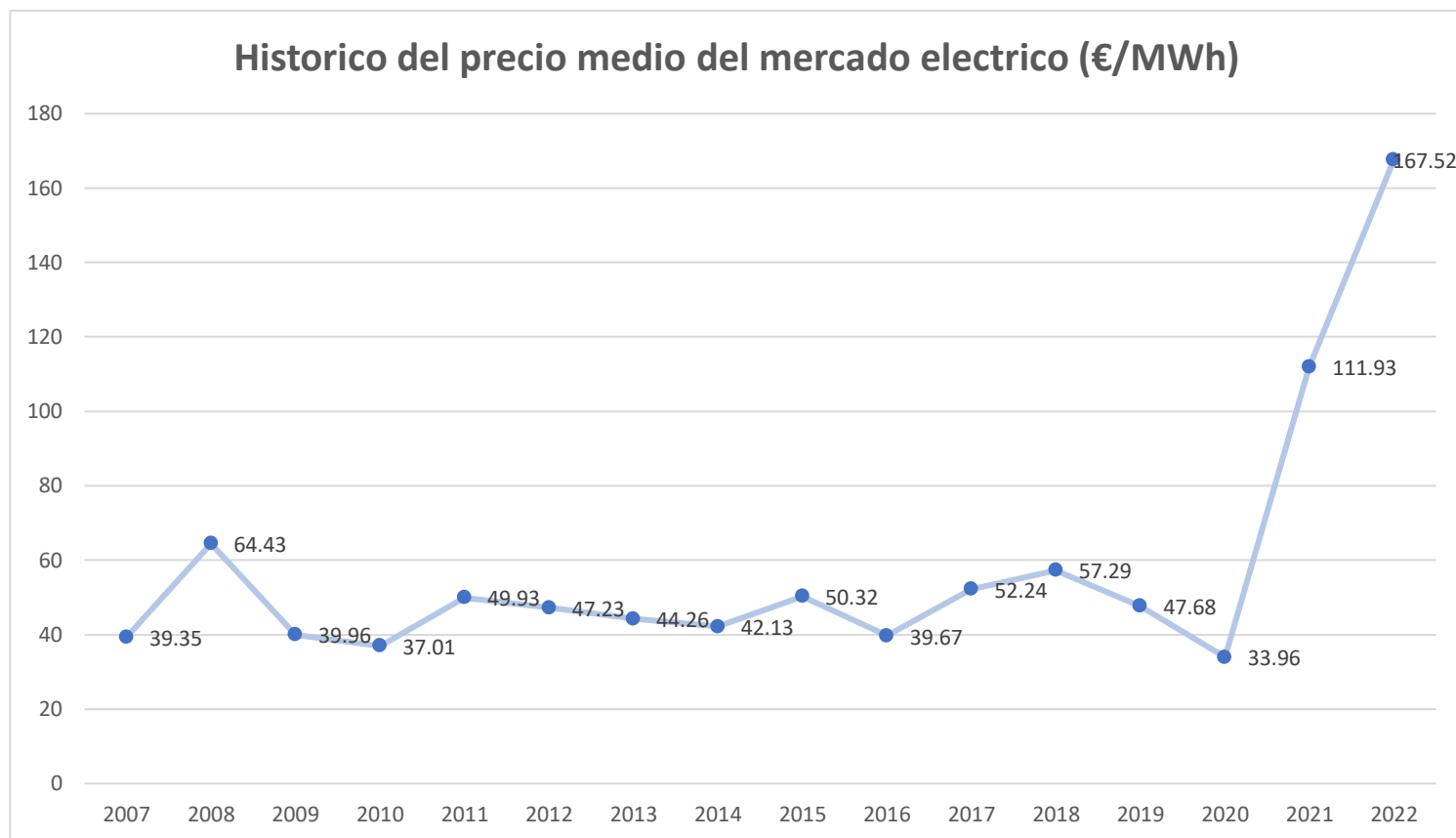


Ilustración 24 Evolución del precio del mercado eléctrico en España durante los últimos años (OMIE, 2023).

Se puede observar claramente como, con excepción del año 2008 (que se sitúa en 64,43 €/MWh) durante el periodo entre 2007 a 2020, el precio medio de la electricidad se ha situado aproximadamente entre el rango de los 35 – 55 €/MWh. Al llegar al año 2021 y especialmente en el 2022, se produce una gran subida, situándose el precio medio en 111,93 y 167,52 €/MWh, respectivamente, experimentando un aumento del 400% debido a los distintos factores geopolíticos y económicos acontecidos a nivel mundial.

Es muy complejo hacer un modelo exacto de la estimación del precio de la electricidad en el mercado mayorista de cara a lo próximos 30 años, ya que depende de muchos y complejos factores que pueden causar gran variabilidad. En primer lugar, un factor de peso es la demanda, según distintos estudios, se puede considerar que durante los próximos años se provee una estabilización o incluso una pequeña reducción de la demanda, motivada por un aumento de la eficiencia energética, un incremento y mayor desarrollo del autoconsumo, así como las medidas regulatorias que persiguen este objetivo. Tras esta reducción se podría esperar un aumento motivado por la electrificación de la demanda, motivada, por ejemplo, por el desarrollo del vehículo eléctrico y del hidrógeno. Por otra parte, se prevé que crezcan significativamente la exportación de electricidad procedente de España a otros mercados, principalmente el francés, a través de las distintas infraestructuras de interconexión ya existente.

Otro factor de gran importancia en el precio del pool viene determinado por las tecnologías que lo componen, las tecnologías que suelen ser las marginales en algunos tramos horarios y que son las que marcan el precio durante ese periodo han sido tradicionalmente las de origen no renovable como el gas natural y el carbón, siendo las de mayor precio. Sin embargo, debido a los cambios regulatorios, así como el gran desarrollo y penetración que están teniendo las distintas tecnologías de origen renovable, cabe esperar que el precio se modere notablemente.

Como proyección general para el futuro podríamos considerar que este pico será algo puntual y que el precio de la electricidad volverá a estabilizarse en torno al rango de valores entre los años del 2007-2020 o incluso se podría llegar a reducir por los factores previamente comentados.

Otro factor de gran importancia a la hora de diseñar este modelo financiero será el coeficiente de apuntamiento. Este coeficiente varía según la tecnología y el periodo que estemos analizando, este factor representa la relación entre el precio del mercado durante el periodo en la que esta tecnología opera y puede vender su producción respecto del precio medio del mercado considerando todos los periodos. De esta forma, se pueden producir tres rangos de valores.

Se obtendrá un valor igual a uno en aquellas tecnologías que operen ininterrumpidamente durante todos los periodos, este puede ser el caso de las plantas nucleares. Por otra parte, obtendremos valores superiores a uno, esto quiere decir que esta tecnología vierte energía a la red en las horas denominadas pico, aquellas en las que el precio de venta es mayor que a la media diaria. Por último, tendremos el rango de tecnologías con coeficientes inferiores a uno, este será el caso de tecnologías que operen durante las horas valle, en las que el precio es inferior a la media diaria.

Tradicionalmente y durante el comienzo del desarrollo de la tecnología fotovoltaica, esta se ha enmarcado dentro del segundo grupo, teniendo un valor ligeramente superior a la unidad, esto es debido a que esta tecnología produce durante el horario diurno, en especial, durante las horas del día en las que la demanda eléctrica es más elevada, repercutiendo así en el precio. Sin embargo, esta tendencia ha cambiado durante los últimos años y se prevé que siga descendiendo debido a la gran penetración que está experimentando este tipo de tecnología lo que aplanará el precio del mercado durante los periodos operativos. En la Ilustración 25, se puede ver el valor durante el pasado año.

Tecnología	2022
Tecnologías de cogeneración (grupos a.1 y a.2)	1,0959
Tecnología solar fotovoltaica (subgrupo b.1.1)	0,8979
Tecnología solar termoeléctrica (subgrupo b.1.2)	0,9152
Tecnología eólica (grupo b.2)	0,9588
Tecnología hidroeléctrica (grupos b.4 y b.5)	1,0351
Tecnologías que utilicen como combustible principal biomasa, biogás o biolíquidos (grupos b.6, b.7 y b.8)	1,0281
Tecnologías de los grupos c.1, c.2 y c.3	1,0959
Tecnologías del grupo b.3	1,0149
Tecnologías de plantas de tratamiento de residuos	1,0959

Ilustración 25 Factor de apuntamiento según tecnología durante el año 2022 (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2023)

Para simplificar los cálculos, se va a mantener un coeficiente de apuntamiento durante el periodo de estudio de 0,8, este es un 10% inferior ligeramente inferior al del año 2022.

Para la suposición del escenario base, se va a considerar que se producirá una disminución, del precio del pool a lo largo de los diez primeros años hasta alcanzar los 50,49 €/MWh, media de mercado previa a la gran subida experimentada durante el año 2022. Tras este descenso, durante los próximos diez años, el precio del mercado eléctrico tendrá un comportamiento relativamente horizontal alrededor de esta media. Finalmente, durante los próximos años, hasta el final de la vida útil de la planta, se producirá un descenso paulatino y contante, que reducirá el precio medio de mercado un 20% en comparación con los años previos. En la Tabla 29 se puede observar la evolución supuesta.

Año	Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	Precio medio del mercado fotovoltaico [€/MWh]
2023	212,43	169,94
2024	196,24	156,99
2025	180,04	144,03
2026	163,85	131,08
2027	147,66	118,12
2028	131,46	105,17
2029	115,27	92,21
2030	99,07	79,26
2031	82,88	66,30
2032	66,69	53,35
2033	50,49	40,39
2034	52,40	41,92

2035	48,90	39,12
2036	45,70	36,56
2037	50,20	40,16
2038	49,10	39,28
2039	46,40	37,12
2040	50,00	40,00
2041	54,70	43,76
2042	53,90	43,12
2043	49,20	39,36
2044	47,79	38,24
2045	46,39	37,11
2046	44,98	35,99
2047	43,58	34,86
2048	42,17	33,74
2049	40,77	32,61
2050	39,36	31,49
2051	37,95	30,36
2052	36,55	29,24
2053	35,14	28,11
2054	39,36	31,49

Tabla 29 Estimación del precio del mercado eléctrico durante la vida útil de la planta

7.3.2 Resumen de estimación de producción

En el capítulo 7 de este trabajo, se ha obtenido la previsión de producción para el primer año de la instalación. Sin embargo, cabe esperar que esta varíe a lo largo de la vida útil de la planta obedeciendo los valores de la Tabla 30.

Año	Producción anual estimada [kWh]
2023	-
2024	26.657.034,00
2025	26.510.420,31
2026	26.364.613,00
2027	26.219.607,63
2028	26.075.399,79
2029	25.931.985,09
2030	25.789.359,17
2031	25.647.517,70
2032	25.506.456,35
2033	25.366.170,84
2034	25.226.656,90

2035	25.087.910,29
2036	24.949.926,78
2037	24.812.702,18
2038	24.676.232,32
2039	24.540.513,04
2040	24.405.540,22
2041	24.271.309,75
2042	24.137.817,55
2043	24.005.059,55
2044	23.873.031,72
2045	23.741.730,05
2046	23.611.150,53
2047	23.481.289,20
2048	23.352.142,11
2049	23.223.705,33
2050	23.095.974,95
2051	22.968.947,09
2052	22.842.617,88
2053	22.716.983,48
2054	22.592.040,07

Tabla 30 Producción anual estimada de la instalación

Para la elaboración de estas estimaciones se han considerado varios supuestos, en primer lugar, se tiene en cuenta que la vida útil esperada de la planta será de treinta años, valor típico de la industria fotovoltaica actualmente. Por otra parte, se va a considerar que la planta se construirá a lo largo del año 2023, estando plenamente operativa a principios del año 2024 (por lo que este será un año productivo completo). Por último, la producción del primer año será de 26.657.034,00 kWh, valor simulado por PVSyst y que considera ya las distintas pérdidas a lo largo de la instalación para obtener la producción anual del resto de periodos se ha considerado sobre ese valor una degradación anual de los módulos fotovoltaicos de 0,55% acumulable, por lo que la producción se reduce paulatinamente hasta los 22.592.040,07 kWh en el último año, un valor más de un 15% inferior a la producción del primer año.

7.3.3 Ingresos estimados

Combinando por un lado la producción anual y por otro la evolución del precio de venta de electricidad durante ese tiempo, llegamos a determinar los ingresos anuales estimados para esta instalación, estos valores para los diferentes escenarios considerados se adjuntan en el anexo 10.8.

7.4 Rentabilidad

Como conclusión, en base a los datos estimados y combinando el apartado de ingresos con los distintos costes descritos (CAPEX y OPEX), se pueden obtener los siguientes resultados para los distintos escenarios analizados:

Análisis de rentabilidad				
Tipo	Escenario	TIR [%]	Payback [años]	VAN [€] (5% interés)
Muy pesimista	CAPEX + 15% y precio mercado eléctrico - 10%	2,41%	20	-3.613.489,70 €
Pesimista I	CAPEX +15%	3,86%	15	-1.610.633,52 €
Pesimista II	Precio mercado eléctrico - 10%	3,97%	15	-1.234.384,32 €
Base	Base	5,58%	11	706.597,06 €
Optimista I	CAPEX - 15%	7,96%	8	2.988.4889,70 €
Optimista II	Precio mercado eléctrico + 10%	7,15%	9	2.610.406,81 €
Muy optimista	CAPEX - 15% y precio mercado eléctrico + 10%	9,84%	7	4.877.714,07 €

Tabla 31 Estudio de rentabilidad de los distintos escenarios analizados.

Para realizar estos escenarios, se han considerado algunas hipótesis comunes para todos ellos. Se ha estimado que la amortización de la instalación se realizará de forma lineal y que se acabará vendiendo al final de su vida útil por un valor del 10% de la inversión total inicial. También se considerará que los distintos servicios y costes dependientes de la inflación, lo harán a un ritmo del 1% anual, este valor se obtiene considerando un objetivo de inflación anual entre el 2-2,5% combinado con una reducción del precio de estos servicios debido a su mayor desarrollo y aumento de la competencia con el paso del tiempo.

Como se aprecia en la Tabla 31, se han considerado varias posibles situaciones. En primer lugar, la descrita durante este capítulo, denominada “base” y por otra parte se han considerado seis situaciones más. Estas se basan en variar un +/-15% el coste de ejecución de la instalación, así como una variación del +/- 10% de la proyección del precio antes estimado del mercado eléctrico. Es cierto que se podrían crear numerosos escenarios con muchos tipos de combinaciones, se ha decidido centrarse en estos ya que son dos de los parámetros más variables y que más impacto generan en la rentabilidad de este proyecto.

Como se aprecia rápidamente, en todos los escenarios previstos, la instalación sería rentable, obteniéndose un TIR entre el 2 y 10%, también se observa cómo, en cualquier escenario, las variaciones en el CAPEX estimadas tienen un impacto ligeramente mayor en la rentabilidad que la variación del precio de venta de la electricidad. Sin embargo, es necesario mencionar que las variaciones en el CAPEX son de un 15% mientras que en el mercado eléctrico son de un 10% por lo que, en términos unitarios, afecta en mayor medida una variación en el precio de venta de la electricidad, esto es coherente ya que

este parámetro tiene impacto durante todos los años de producción de la planta, por lo que es más sensible.

También obtenemos un periodo de retorno de la inversión entre los 20 y 7 años, es necesario mencionar que este parámetro no considera una tasa de descuento para los distintos flujos de caja. Desechando los dos escenarios más extremos (muy optimista y pesimista), este parámetro tiene un valor entre 8 y 15 años, estos son periodos estándares con lo que se suele ofrecer en este mercado. Por último, es necesario mencionar que para el cálculo del valor actual neto (VAN), se ha considerado un valor de referencia del 5%, por lo que, en los escenarios con una rentabilidad inferior a ese valor, aparece un valor negativo.

Aunque no es la finalidad de este trabajo profundizar más en este modelo financiero, este proyecto podría financiarse con deuda procedente de bancos u otras instituciones, lo que mejoraría notablemente la rentabilidad por parte de los inversores. Para ver con más detalle las cifras de los distintos escenarios descritos, se adjuntan todos los valores en el anexo 10.8.

8. Conclusión

Ante una demanda de suministro eléctrico al alza a nivel mundial, junto a las políticas y conciencia climática impulsada por la sociedad, así como por los distintos organismos e instituciones, nace la necesidad de impulsar y promover las energías de origen renovable.

Una de las energías renovables más desarrollada durante los últimos años ha sido la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, casi en su totalidad, se han impulsado plantas fotovoltaicas localizadas sobre tierra, estos campos solares necesitan grandes extensiones de tierra. Ante la evidencia de que gran parte de nuestro planeta está compuesto por agua, es ahí donde la propuesta de construcción de un parque fotovoltaico flotante cobra gran sentido.

Se ha demostrado que este tipo de parques tienen numerosos beneficios, en primer lugar, al situarse sobre el agua, se mejora notablemente su refrigeración, lo que repercute en una mejora de su eficiencia de producción: Además, reducen significativamente la evaporación del agua donde se sitúan, esto puede ser de vital importancia en países con grandes problemas en relación con el agua como el caso de España, también pueden proteger la flora de estos lugares ya que previenen la eutrofización del ambiente evitando la aparición de algas que puedan terminar con el resto de especies del ecosistema.

Aunque no es un sistema muy extendido, actualmente podemos encontrar ejemplos de planta flotantes en el embalse de Sierra Brava en Cáceres y otros ejemplos a nivel mundial como la localizada en el lago el lago Saemangeum, en Corea, país líder en la instalación este tipo de tecnología.

Se han analizado nudos con capacidad disponible en España que permitan la conexión de la planta a la red y que a la vez estuvieran situados cerca de una pantano, lago o embalse que permitiera la colocación de la instalación fotovoltaica. Ante estos requisitos, se ha optado por seleccionar el nudo de Cillamayor en la provincia de Palencia, este cuanta con una capacidad de 100 MW y está situado a una distancia a aproximada de cinco kilómetros del Embalse de Aguilar.

Tras determinar el emplazamiento, se ha decidido que la planta tendrá una potencia instalada de 20 MWp, esto supone la colocación de 36.363 módulos fotovoltaicos de una potencia unitaria de 550 W, estos formaran strings que se conectaran a inversores suministrados por la compañía Sungrow para convertir la corriente en alterna y conectarse con centros de transformación, también Sungrow, que permitirán elevar la tensión hasta los 30 kV, tras estos centros, se localiza una subestación que no proporcionará una tensión en la salida de 220 kV. Desde esta subestación elevadora se verterá esta energía a la red mediante una línea de alta tensión de 5 kilómetros de longitud hasta el mencionado nudo de Cillamayor.

Tras el diseño de la instalación, se ha realizado una análisis económico del proyecto descrito, para este análisis, se han considerado varios escenarios en los que se varia tanto la inversión necesaria para ejecutar la planta, como el precio de venta de la energía generada por esta, de esta forma se han podido extraer varias conclusiones ante distintas hipótesis.

En primer lugar, en cuanto a la inversión necesaria, se ha aproximado a 0,88 €/MWp, este es un valor aproximadamente un 15% superior al de los parques fotovoltaicos terrestres debido, principalmente al impacto que tiene al considerar la estructura flotante y el sistema de sujeción que la planta necesita, este tiene un coste aproximado de 0,22 €/MWp, mientras que los trackers tradicionales tienen un coste de aproximadamente un 50% inferior, en torno a los 15 €/MWp. Por otra parte, se ha considerado una partida dedicada a BoP ligeramente superior a la de una instalación fotovoltaica tradicional. El resto de los equipos y trabajos necesarios para la ejecución de la planta son muy similares a los instalados en una planta fotovoltaica que estuviera situada sobre un terreno.

Además de estos costes de inversión, tenemos los costes operativos que tendrá la instalación, dentro de estos encontramos dos grupos claramente diferenciados. Por un lado, tenemos aquellos que esta regulados y previamente definidos por la autoridad componente como los pagos al operador, al agente del mercado o los impuestos sobre la generación y aquellos que son variables. Dentro de este segundo grupo, la principal diferencia reside en que se ha considerado unos costes de arrendamiento muy inferiores a la media que se observa en el sector fotovoltaico, esto ha sido debido a que la instalación se encontrará en un entorno de propiedad pública.

Otra de las diferencias recogidas en las hipótesis reside en que se ha considerado una degradación de los paneles anual ligeramente inferior (0,55%), debido a que la refrigeración a la que están expuestas preservará los módulos un tiempo ligeramente superior a si se localizaran en tierra. Como se ha comentado anteriormente, ese efecto del refrigerante también tiene un impacto al reducir las pérdidas por exceso de temperatura en los paneles.

Junto a estos costes, también se han simulado escenarios en los que se combinan variaciones de un +/- 15% en la inversión necesaria, así como una variación del +/-10% en el precio del mercado eléctrico.

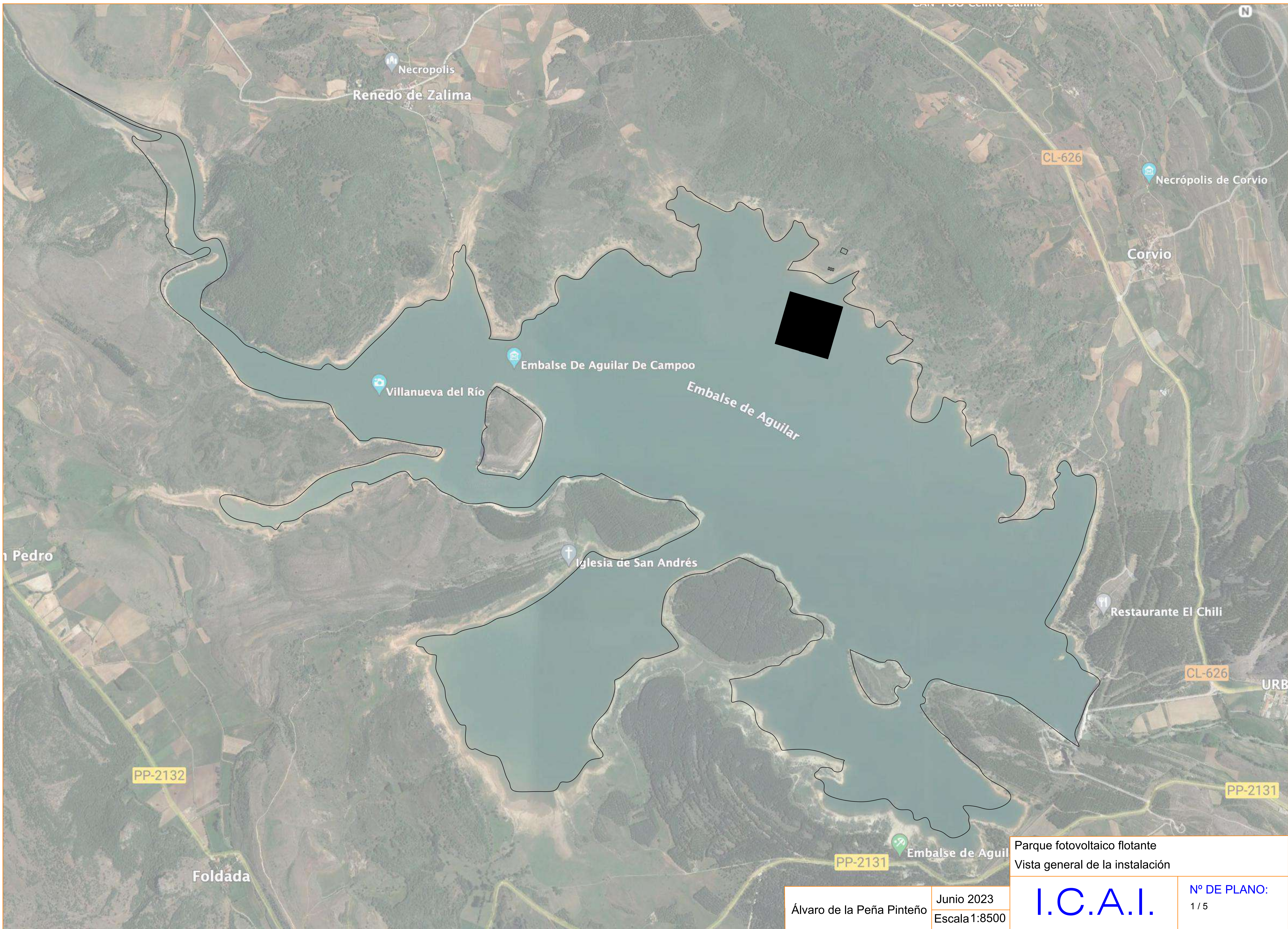
Con estas previsiones, se han extraído varias observaciones, en primer lugar, el proyecto sería rentable en todos los escenarios, consiguiendo un retorno del 2,41% en el peor escenario y cercano al 10% en el más optimista, demostrando lo sólido que podría ser esta tecnología. Se ha observado también que, en términos unitarios, tiene más impacto en la rentabilidad la variación en el precio de la electricidad y si descartamos los escenarios más extremos, se obtienen unos periodos del retorno de la inversión de entre 15 y 9 años, lo que podría hacerlo atractivo para numerosos inversores.

Tras este proyecto y los resultados expuestos, se puede considerar que este tipo de tecnología, así como estas instalaciones son viables y rentables tanto desde el punto de vista técnico como económico, por lo que puede jugar un papel muy destacado en el futuro inmediato del parque energético en España.

9. Anexo de planos

A continuación, se incluyen en este capítulo los planos que completan la información que define la instalación:

1. Plano de Vista general de la instalación.
2. Plano de Instalación completa
3. Plano de Detalle instalación
4. Plano de Distribución de los módulos de la instalación
5. Plano de Detalle de conexión a red



Parque fotovoltaico flotante
Vista general de la instalación

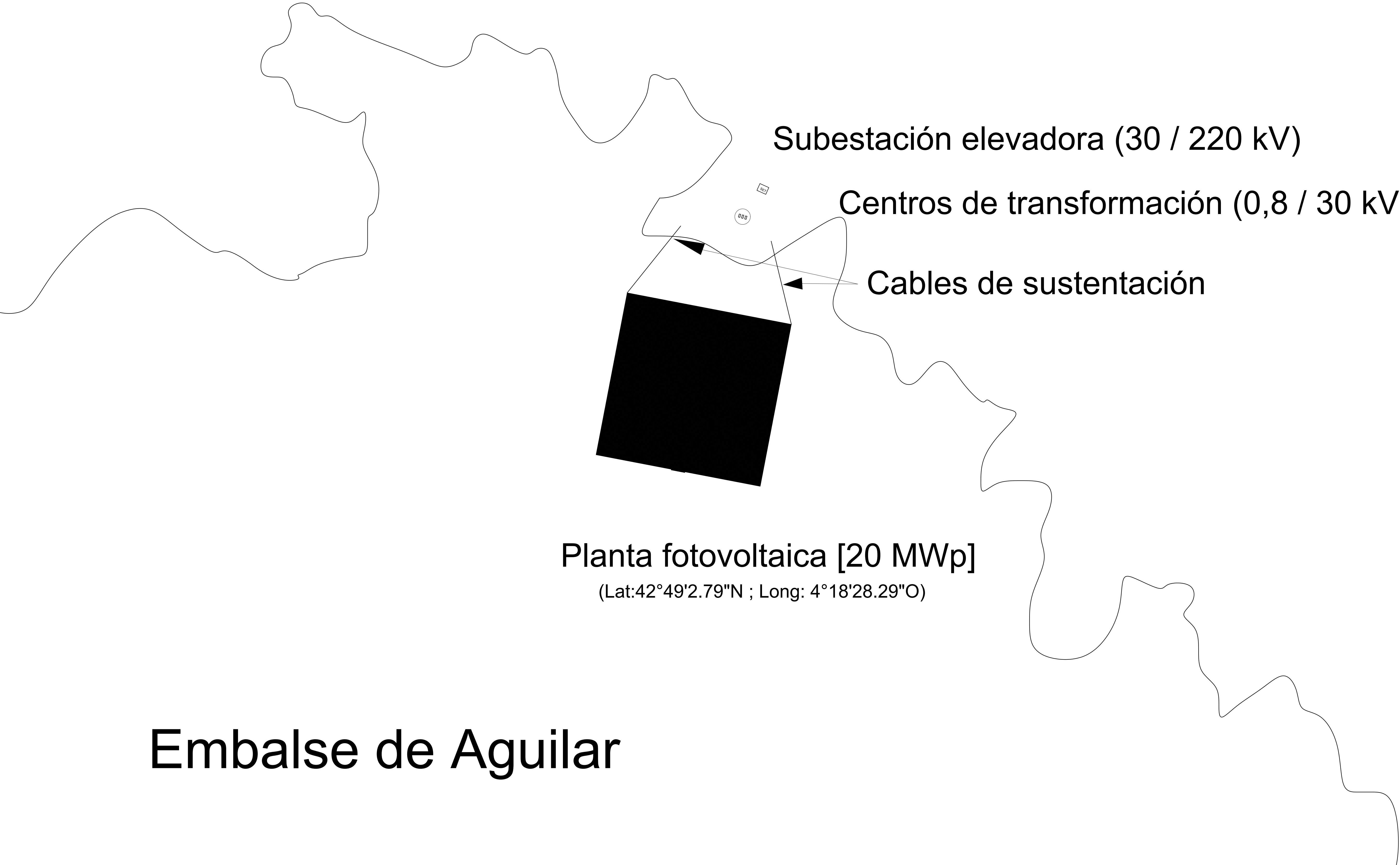
I.C.A.I.

Nº DE PLANO:
1 / 5

Álvaro de la Peña Pinteño

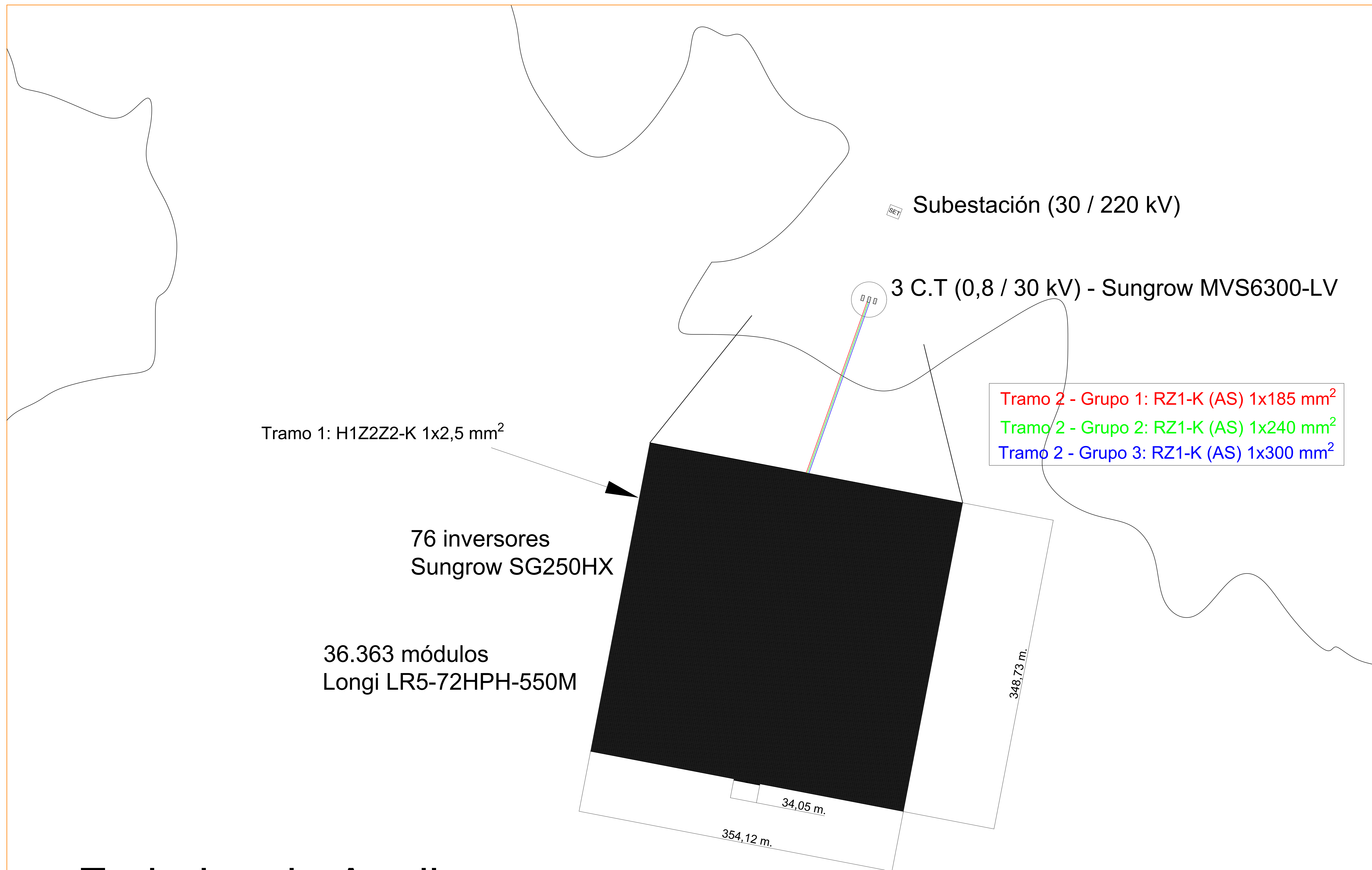
Junio 2023

Escala 1:8500



Embalse de Aguilar

Planta fotovoltaica [20 MWp]
(Lat:42°49'2.79"N ; Long: 4°18'28.29"O)



Embalse de Aguilar

Parque fotovoltaico flotante
Detalle instalación

Álvaro de la Peña Pinteño

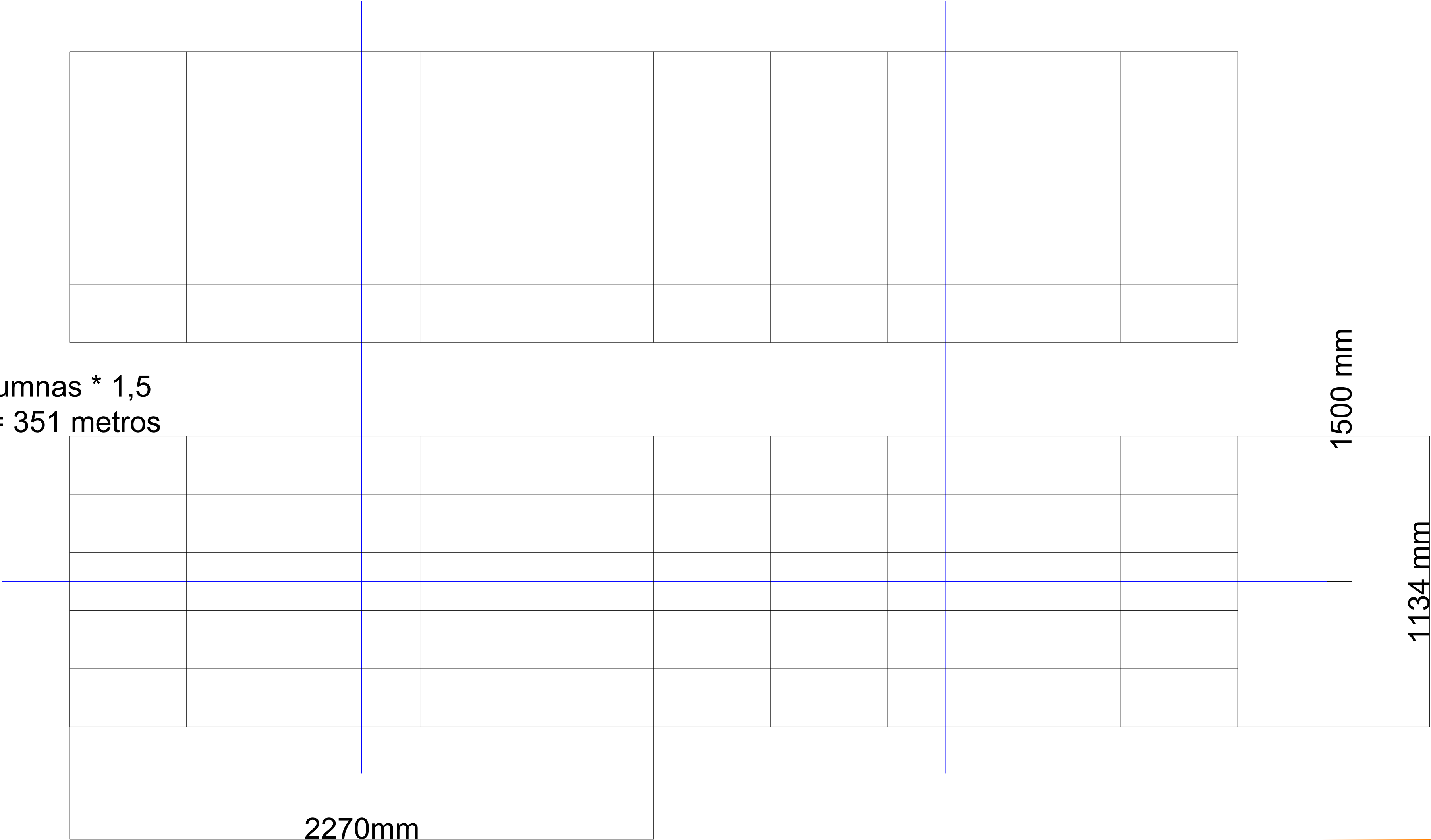
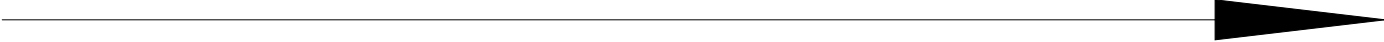
Junio 2023
Escala 1:1800

I.C.A.I.

Nº DE PLANO:
3 / 5

36.363 módulos: Longi LR5-72HPH-550M

156 filas * 2,270 metros= 354,12 metros



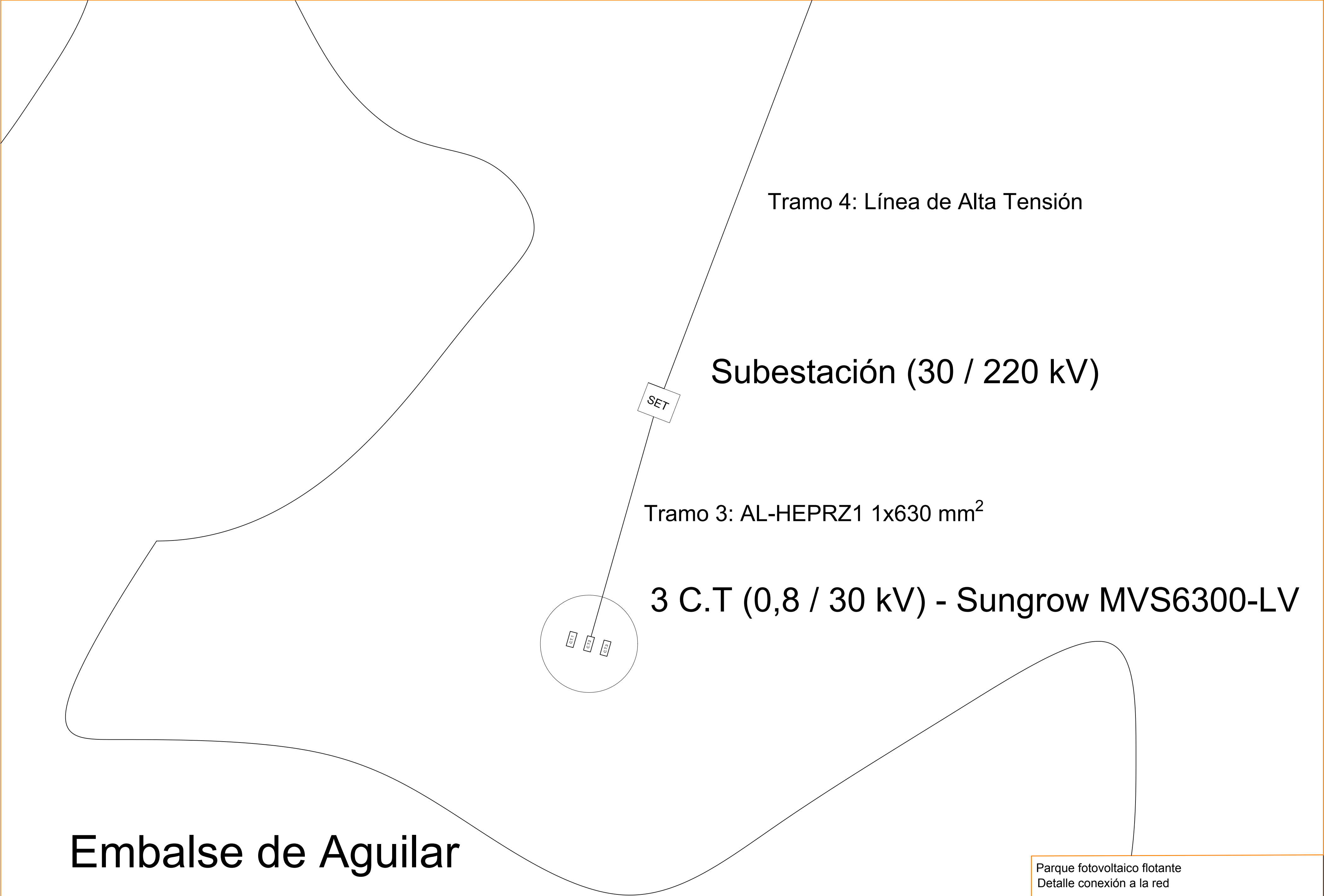
234 columnas * 1,5
metros= 351 metros

Parque fotovoltaico flotante
Distribución de los módulos de la instalación

Álvaro de la Peña Pinteño
Junio de 2023
Escala 1:12

I.C.A.I.

Nº DE PLANO:
4 / 5



Embalse de Aguilar

Tramo 4: Línea de Alta Tensión

Subestación (30 / 220 kV)

Tramo 3: AL-HEPRZ1 1x630 mm²

3 C.T (0,8 / 30 kV) - Sungrow MVS6300-LV

Parque fotovoltaico flotante Detalle conexión a la red	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 5 / 5

10. Anexos

10.1 Puntos de conexión y capacidad disponible

Lago/embalse cercano	Distancia [km]	Nombre y tensión del nudo	Comunidad Autónoma	Posiciones de generación	SITUACIÓN NUDO						
					Capacidad de acceso otorgada MGES	Capacidad de acceso otorgada MPE afección WSCR	Capacidad de acceso otorgada MPE	Capacidad de acceso solicitada en curso y pendiente resolver MGES	Capacidad de acceso solicitada en curso y pendiente resolver MPE	Capacidad de acceso nodal	Margen no ocupado
Embalse de Borbotón	15	ZARZON (PINOFRANQUEADO) 400	Extremadura	Distribución	0	0	0	0	3.826	1.142	1.142
El Zanjón	30	SOLORZANO 220	Cantabria	Distribución	0	0	0	0	371	969	221
Embalse del Val	30	MONCAYO 220	Castilla y León	Distribución	15	356	381	0	2.062	1.133	148
Embalse de Aguilar	13	CILLAMAYOR 220	Castilla y León	Transporte	0	218	218	0	44	1.257	100

Tabla con información proporcionada por Ree con las características de los nudos estudiados para la instalación de la planta fotovoltaica.

10.2 Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos

Hi-MO 5m

(G2)

LR5-72HPH
540~560M

- Fabricado con oblea M10-182mm, la mejor opción para sus proyectos a gran escala
- Módulos de tecnología avanzada que proporcionan una mayor eficiencia
 - Oblea M10 dopada con galio
 - Cintas segmentadas integradas
 - Media celda de 9BB
- Excelente rendimiento de generación de energía en exteriores
- Alta calidad del módulo, que garantiza su confiabilidad a largo plazo



12 años de garantía para materiales y fabricación



25 años de garantía de potencia extra lineal



Top Brand PV Modules
LATAM 2022

Certificaciones del producto y de sistemas de gestión

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: Sistema de gestión de calidad ISO

ISO14001: 2015: Sistema de gestión ambiental ISO

ISO45001:2018: Salud y seguridad ocupacional

IEC62941: Guía para la calificación del diseño del módulo y la aprobación de tipo

LONGI



Hi-MO 5m

LR5-72HPH 540~560M

21.7%
MÁXIMA EFICIENCIA
DEL MÓDULO

0~3%
TOLERANCIA
DE POTENCIA

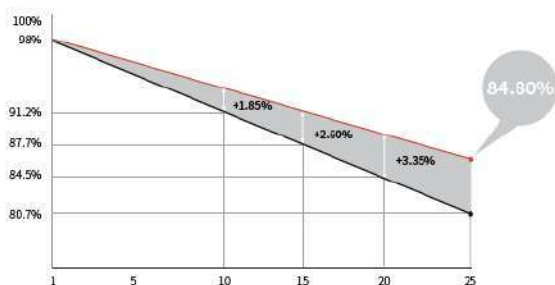
<2%
DEGRADACIÓN DE LA
POTENCIA EN EL PRIMER AÑO

0.55%
DEGRADACIÓN ANUAL DE LA
POTENCIA DEL AÑO 2 AL 25

HALF-CELL
Temperatura de operación más baja

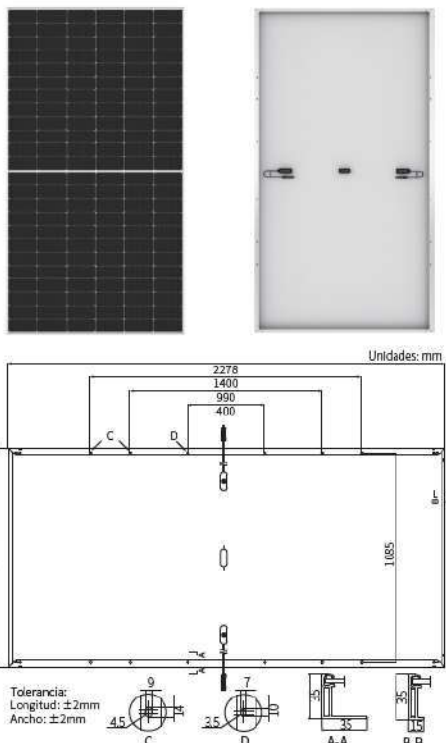
Valor adicional

Garantía de potencia de 25 años



Datos mecánicos

Orientación de las celdas	144 (6 × 24)
Caja de conexiones	IP68, tres diodos
Cableado	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm la longitud se puede personalizar
Conector	LONGI LR5 o MC4 EVO2
Vidrio	Vidrio templado recubierto de 3.2mm
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso	27.5kg
Dimensión	2278 × 1134 × 35mm
Embalaje	31 pzas. por palet / 155 pzas. por 20' GP / 620 pzas. por 40' HC



Datos eléctricos

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Incertidumbre de pruebas Pmax ±3%

Código de producto	LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M		LR5-72HPH-550M		LR5-72HPH-555M		LR5-72HPH-560M	
Condiciones de ensayo	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (Pmax/W)	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8	560	418.6
Voltaje en circuito abierto (Voc/V)	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97	50.10	47.11
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35	14.10	11.40
Voltaje a potencia máxima (Vmp/V)	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11	42.25	39.25
Corriente a potencia máxima (Imp/A)	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61	13.26	10.67
Eficiencia del módulo (%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Parámetros operativos

Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia nominal (W)	0 ~ 3%
Tolerancia de Voc e Isc	±3%
Voltaje máximo del sistema	DC1500V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible	25A
Temperatura de operación nominal de la celda (NOCT)	45±2°C
Nivel de protección	Clase II
Clasificación de resistencia al fuego	UL tipo 1 o 2 IEC Clase C

Carga mecánica

Máxima carga estática en superficie frontal	5400Pa
Máxima carga estática en superficie posterior	2400Pa
Test de granizo	Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s

Coefficientes de temperatura (STC)

Coefficiente de temperatura en Isc	+0.050%/°C
Coefficiente de temperatura en Voc	-0.265%/°C
Coefficiente de temperatura en Pmax	-0.340%/°C

10.3 Especificaciones técnicas de los inversores

SG250HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

SUNGROW
 Clean power for all



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- 30A MPPT compatible with 500Wp+ module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV Curve diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

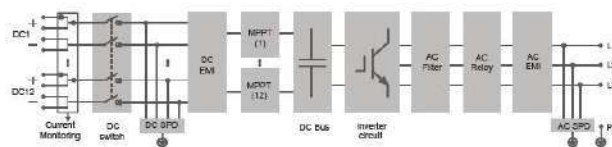
LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

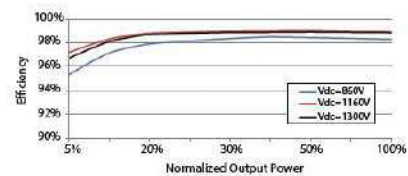
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 anti-corrosion
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	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
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

* Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

10.4 Especificaciones técnicas de los conductores

Cables de energía para baja tensión | Low voltage power cables

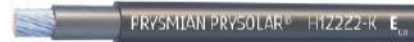
PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



Tensión asignada | Rated voltage: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV ac máx.) (1,0/1,8 kV dc máx.)

Norma diseño | Design standard: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica | Generic designation: H1Z2Z2-K







Nº DoP 1017844

DESCARGUE la DoP
(declaración de prestaciones)
DOWNLOAD the DoP
(declaration of performance)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>





Máxima resistencia al agua en el:
(A18-test especial WET-I1500)
Maximum water resistance test:
(A18-special test WET-I1500)



Resistencia al frío
(Cold resistant)



Cable flexible
(Flexible cable)



Resistencia a los rayos ultravioleta
(Resistance to ultraviolet rays)



Resistencia a los golpes
(Impact resistant)



Resistencia a los agentes químicos
(Resistance to chemical agents)



Resistencia al ozono
(Ozone resistance)



Resistencia al calor húmedo
(Resistance to humid heat)



No propagación de la llama
Flame retardant
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



Libre de halógenos
Halogen free
IEC 62821-1
UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos
Low smoke opacity
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2

WET-I1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados. Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 VDC (Máx.voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120 °C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min.: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-5.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

WET-I1500

NEW

Prysmian Group test to ensure the behaviour of the cable immersed in water for prolonged periods. Simulates a situation similar to that in which the cable is exposed in a PV plant.

Test conditions:

- 1800 VDC (max. voltage)
- Water at 70 °C
- > 1500 cycles

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C (thermosetting cable), +120 °C (20 000h).
- Alternating voltage test for 5 min.: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reaction to fire

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): Eca.
- Fire requirements: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: UNE-EN 13501-5.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: UNE-EN 60332-1-2.

Full fire standards (including regulations applicable in countries outside the European Union):

- Flame retardant:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Halogen-free:
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Low smoke opacity:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

Cables de energía para baja tensión | Low voltage power cables

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K

Tensión asignada | Rated voltage: 1.0/1.0 kV (1.2/1.2 kV ac máx.) (1.8/1.8 kV dc máx.)

Norma diseño | Design standard: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica | Generic designation: H1Z2Z2-K



✓ Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR		
Vida estimada	30 años *	
	AD8 (test ac) **	EN 50525-2-21
Protección frente al agua	WET-I 1500	Ensayo mejorado de Prysmian Group específico PV: > 1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA		IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 cycles)
Certificación		Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles		SI
Doble aislamiento (clase II)		SI
Temperatura máxima del conductor		90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)
Adecuado para sistemas anti-PID		Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Máxima tensión de tracción		50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)
Resistencia al ozono		IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 50395 tipo de prueba B
Resistencia a ácidos y bases		IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 25 °C H-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)
Prueba de contracción		IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo		IEC 62930 Tab. 2 y UNE-EN 50618 Tab. 2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)		IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1.8 kVdc)
Respetuoso con el medio ambiente		Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica		IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura		Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab. 2 según IEC 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío		Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Durabilidad del marcado		IEC 62930; UNE-EN 50396

* Para la estimación de la vida del cable se utilizó el ensayo de durabilidad térmica según la IEC 60216.

** La condición AD8 habitual es una declaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V en corriente continua.

✓ PRYSMIAN PRYSOLAR additional testing & data		
Estimated service life	30 years *	
	AD8 (test ac) **	EN 50525-2-21
Water resistance	WET-I 1500	Enhanced Prysmian Group PV specific test: > 1500 cycles immersed in water at 70 °C at maximum DC voltage (1800 Vdc)
UV resistance		IEC 62930 Annex E; UNE-EN 50618 Annex E 720 h (360 cycles)
Certification		Bureau Veritas LCIE
Mobile services		Yes
Double insulation (Class II)		Yes
Maximum conductor temperature		90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (short circuit)
Suitable for anti-PID systems		Maximum effective voltage: 1200 V (>906 V) Maximum peak voltage: 1697 V (>1468 V)
Maximum tensile stress		50 N/mm ² during the laying 15 N/mm ² in operation (installed)
Ozone resistance		IEC 62930 Tab. 3 as per IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab. 2 as per UNE-EN 50395 type of test B
Resistance to acids and bases		IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 days, 25 °C H-oxalic acid, N-sodium hydroxide (as per IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)
Cold resistance test		IEC 62930 Tab. 2 as per IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 as per UNE-EN 60811-503 (maximum shrinkage 2%)
Resistance to humid heat		IEC 62930 Tab. 2 and UNE-EN 50618 Tab. 2 1000 h at 90 °C and 85% of humidity for IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78
Long-term insulation resistance		IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C water /1.8 kVdc)
Environmental protection		Directive RoHS 2014/35/EU European Union
Dynamic penetration test		IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D
Bending at low temperature		Bending and stretching at -40 °C as per IEC 60811-504 and -505 and UNE-EN 50618 Tab. 2 as per IEC 60811-1-4 and UNE-EN 60811-504 and -505
Cold impact resistance		Resistance to impact at -40 °C as per IEC 62930 Anexo C as per IEC 60811-506 and UNE-EN 50618 Anexo C as per UNE-EN 60811-506
Marking durability		IEC 62930; UNE-EN 50396

* To estimate the cable's service life, the thermal endurance test was used according to IEC 60216.

** The usual AD8 condition is a manufacturer's self-declaration without reference standard. It declares the possibility of permanently submerged cable operation, but the usual test is designed for alternating current and up to 450/750 V of rated cable voltage. This situation is far removed from the reality of photovoltaic installations. Prysmian cables pass the special WET-I 1500 to 1800 V test in direct current.

Cables de energía para baja tensión | Low voltage power cables

PRYSOLAN PRYSOLAR - H1ZZ2Z-K

Tensión asignada | Rated voltage: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV ac máx.) (1,8/1,8 kV dc máx.)

Norma diseño | Design standard: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica | Generic designation: H1ZZ2Z-K



Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, por 20 000 h); 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Especialmente resistente a la acción del agua (ADB+ test especial para corriente continua WET-1 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto. Indicada para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

Structure

1. Conductor

Metal: tinned annealed copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor:

90 °C (120 °C, for 20 000 h); 250 °C in short circuit.

2. Insulation

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

3. Sheath

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

Colours: black or red.

Applications

Specially designed for indoor, outdoor, industrial, agricultural, fixed or mobile (with trackers...) solar photovoltaic installations. They can be installed in trays, conduits and equipment. Especially resistant to the action of water (ADB+ special test for direct current WET-1 1500), in underground installations under pipes or conduits. Suitable for the direct current side in photovoltaic solar self-consumption installations.

Direct current systems (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

Datos técnicos | Technical data

Número de conductores x sección Number of conductors x cross-section (mm²)	Diámetro máximo del conductor Maximum conductor diameter (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) Cable outer diameter (max) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico Minimum dynamic bend radius (mm)	Radio mínimo de curvatura estático Minimum static bend radius (mm)	Peso Weight (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Conductor resistance at 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire Permitted current surface-mounted (2) (A)	Intensidad admisible a la intemperie T ambiente 60 °C y 1 conductor 120 °C Permitted current surface-mounted, Ambient t 60 °C & conductor t 120 °C (5)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado Permissible current in conduit and buried (4) (A)	Caja de tensión Voltage drop (V/A km) (2)
1x1,5	1,6	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	58	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	285	0,795	140	176	115	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	165	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K/mW y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua). Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años).

(1) Approximate values.

(2) Single-phase or direct current installation in a surface-mounted perforated tray (40 °C). With direct exposure to the sun, multiply the current by 0,85.

→ XLPE2 with installation type F → column 13 (UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52).

(3) Installation of separate conductors with efficient air renewal throughout their sheath (suspended cables).

(4) Under-pipe buried installation with standard soil thermal resistivity of 2,5 K/mW and a soil temperature of 25 °C. XLPE2 with installation type D1 (Cu) (single-phase or continuous). Ambient temperature of 60 °C (in the shade) and a maximum conductor temperature of 120 °C. Value that the cable can withstand, 20 000 h over its estimated life (30 years).

Cables de energía para media tensión | Medium voltage power cables

AL EPROTENAX H COMPACT - AL HEPRZ1 (normalizado por Iberdrola | meets Iberdrola standards)

Tensión asignada | Rated voltage: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño | Design standard: UNE-HD 620-9E; NI 56.43.01
Designación genérica | Generic designation: AL HEPRZ1



Nº DoP 10 03684



DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
DOWNLOAD the DoP
(declaration of performance)
<https://es.prysmangroup.com/dop>



Alta resistencia
a la absorción
de agua
High resistance
to water
absorption



Resistencia
al frío
Cold resistant



Resistencia
a los rayos
ultravioleta
Resistance to
ultraviolet rays



Resistencia
a la abrasión
Abrasion
resistant



Libre de halógenos
Halogen free
UNE-EN 60754-1
IEC 60754-1



Baja emisión
de gases tóxicos
Low toxic gas
emission
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2



Baja emisión de
gases corrosivos
Low emission of
corrosive gases
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453

- Temperatura de servicio: -25 °C, +105 °C (cable termoestable).
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV) y 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): F_{ca}.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos:
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Baja emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2; NFC 20453.

- Operating temperature: -25 °C, +105 °C (thermosetting cable).
 - Alternating voltage test for 5 min. (conductor-shield voltage): 42 kV (12/20 kV cables), 63 kV (18/30 kV cables).
- The cables pass the tests specified in standard IEC 60502-2.

Reaction to fire

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): F_{ca}.
- Fire requirements: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.

Full fire standards (including regulations applicable in countries outside the European Union):

- Halogen-free:
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Low toxic gas emission:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Low emission of corrosive gases:
UNE-EN 60754-2; NFC 20453.

Cables de energía para media tensión | Medium voltage power cables

AL EPROTENAX H COMPACT - AL HEPRZ1 (normalizado por Iberdrola | meets Iberdrola standards)

Tensión asignada | Rated voltage: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño | Design standard: UNE-HD 620-9E, NI 56.43.01
 Designación genérica | Generic designation: AL HEPRZ1



- ✓ **Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).**
La norma de diseño del cable (UNE-HD 620-9E) figura en la ITC-LAT 02 que recoge las normas de obligado cumplimiento. Ver artículo 8 del RLAT.
- ✓ **Capa semiconductora externa pelable en frío**
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.
- ✓ **Triple extrusión**
Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.
- ✓ **Aislamiento reticulado en catenaria**
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.
- ✓ **Cubierta Vemex**
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.
- ✓ **Garantía única para el sistema**
Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).
- ✓ **Mayor intensidad admisible**
Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).
- ✓ **Menor diámetro exterior**
Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menor peso y diámetro que redundan en un menor coste de la línea eléctrica.
- ✓ **Formulación de aislamiento Prysmian**
Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.
- ✓ **Excelente comportamiento frente a la acción del agua**
Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.
- ✓ **Normalizado por Iberdrola**
- ✓ **Certificado por Aenor**

- ✓ **Compliance with the High Voltage Lines Regulation (VERY IMPORTANT).**
The cable design standard (UNE-HD 620-9E) appears in ITC-LAT 02, which includes the mandatory standards. See article 8 of the High Voltage Lines Regulation.
- ✓ **Cold-strippable semiconducting layer**
Easier installation of terminals, joints and separable connectors. Safer installation, as more easily performed with correction.
- ✓ **Triple extruded**
Internal semi-conducting layer, insulation and outer semiconducting layer are extruded in a single process. Provides greater guarantees as prevents deterioration and dirt in the layer interfaces.
- ✓ **Cross-linked catenary insulation**
Improved cross-linking between polymer chains. Longer useful life.
- ✓ **Vemex sheath**
Enhanced resistance to water absorption, friction and abrasion, impact and tearing, easier installation in tubular sections, improved installation safety. UV resistant.
- ✓ **Unique system advantages**
Option of installing with Prysmian accessories (terminals, joints, separable connectors).
- ✓ **Greater permissible current**
For higher operating temperature thanks to its HEPR insulation (105 °C compared to XLPE's 90 °C).
- ✓ **Smaller external diameter**
Easier to install thanks to its greater flexibility, lower weight and smaller diameter, ensuring a lower-cost electricity line.
- ✓ **Prysmian insulation formulation**
Longer useful life thanks to our in-house formulation leveraging Prysmian's extensive experience.
- ✓ **Excellent water resistance**
Thanks to its Prysmian-formulated HEPR rubber insulation.
- ✓ **Meets Iberdrola group standards**
- ✓ **Aenor certified**

Cables de energía para media tensión | Medium voltage power cables

AL EPROTENAX H COMPACT - AL HEPRZ1 (normalizado por Iberdrola | meets Iberdrola standards)

Tensión asignada | Rated voltage: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño | Design standard: UNE HD 620-9E; N156.43.01
 Designación genérica | Generic designation: AL HEPRZ1

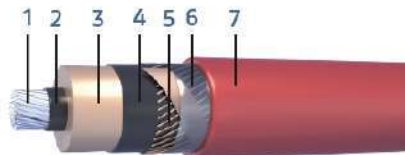


Construcción

- Conductor**
Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.
- Pantalla sobre conductor (capa semiconductor interna)**
 Capa extrusionada de material conductor.
- Aislamiento**
Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**
- Pantalla sobre aislamiento (capa semiconductor externa)**
 Capa extrusionada de material conductor **separable en frío.**
- Pantalla metálica**
Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre.
 Sección total 16 mm² (12/20 kV) o 25 mm² (18/30 kV).
- Separador**
 Cinta.
- Cubierta exterior**
Material: poliolefina, DMZ1 Vemex.
Color: rojo.

Structure

- Conductor**
Metal: compact round aluminium wire strand.
Flexibility: class 2, as per UNE-EN 60228.
Maximum temperature in conductor: 105 °C in permanent use, 250 °C in short circuit.
- Shield on conductor (inner semiconductor layer)**
 Extruded layer of conductor material.
- Insulation**
Material: hard grade ethylene propylene (HEPR, 105 °C) **Reduced thickness.**
- Shield on insulation (outer semiconductor layer)**
 Extruded layer of conductor material, **cold-strippable.**
- Metal shield**
Material: copper wires in helix with copper tape.
 Total cross-section 16 mm² (12/20 kV) or 25 mm² (18/30 kV)
- Separator**
 Tape.
- Exterior sheath**
Material: thermoplastic polyolefin, DMZ1 Vemex.
Colour: red.



Aplicaciones

Indicado para instalaciones en las que el riesgo de incendio sea despreciable. Apto para soterramiento directo o bajo tubo o instalaciones al aire.

Applications

Suitable for installations where the risk of fire is negligible. Suitable for directly buried or under-pipe or surface-mounted installations.

Cables de energía para media tensión | Medium voltage power cables

AL EPROTENAX H COMPACT - AL HEPRZ1 (normalizado por Iberdrola | meets Iberdrola standards)

Tensión asignada | Rated voltage: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño | Design standard: UNE-HD 620-9E; NI 56.43.01
Designación genérica | Generic designation: AL HEPRZ1



Datos técnicos | Technical data

Características dimensionales e intensidades máximas | Dimensional characteristics and maximum currents

Sección Conductor Al / Pantalla Cu Conductor cross- section (Al) / Shield cross- section (Cu) (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento Nominal insulation Ø (mm)	Diámetro nominal exterior Nominal outer diameter (mm)	Peso Weight (kg/km)	Radio mínimo de curvatura Minimum bending radius (mm)	Intensidad máx. admisible al aire Maximum permitted current surface- mounted (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado Maximum permitted current directly buried (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado Maximum permitted current in conduit & buried (2) (A)	Intensidad máxima de corto circuito durante 1 s Maximum short circuit current in shield during 1 s (kA)	
								Conductor Conductor	Pantalla Shield
12/20 kV									
1X50/16*	18,0	26,2	790	393	180	145	135	4,45	2,85
1X95/16	20,8	29,0	980	435	275	215	200	8,46	2,85
1X150/16*	23,5	32,0	1205	480	360	275	255	13,4	2,85
1X240/16*	27,6	36,1	1570	542	495	365	345	21,4	2,85
1X400/16*	32,8	41,4	2115	621	660	470	450	35,6	2,85
1X500/16	36,2	44,5	2625	668	775	540	515	44,5	2,85
1X630/16*	40,8	49,4	3075	741	905	615	590	56,1	2,85
18/30 kV									
1X50/16*	25,0	33,0	1205	495	180	145	135	4,45	2,85
1X95/16	25,6	33,9	1323	509	275	215	200	8,46	2,85
1X150/25*	27,2	36,6	1520	549	360	275	255	13,4	4,25
1X240/25*	31,4	40,6	1905	609	495	365	345	21,4	4,25
1X400/25*	36,4	45,7	2480	686	660	470	450	35,6	4,25
1X500/25	40,0	49,4	3000	741	775	540	515	44,5	4,25
1X630/25*	44,7	54,1	3525	812	905	615	590	56,1	4,25

* Secciones normalizadas por Iberdrola.

(1) Valores aproximados (sujetos a tolerancias de fabricación).

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con ITC-LAT 06 del RLAT. Cables al trestobillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos. Para instalación al aire: 40 °C de temperatura ambiente (a la sombra). Para instalación enterrada: 1 m de profundidad y terreno de 1,5 K.m/W de resistividad térmica y 25 °C de temperatura.

* Cross-sections meet Iberdrola standards.

(1) Approximate values (subject to tolerances during manufacture).

(2) Maximum permissible currents in accordance with ITC-LAT 06 of the High Voltage Lines Regulation. Cables in staggered contact and shields connected to each other and to earth at both ends. For outdoor installation: 40 °C ambient temperature (in the shade). For underground installation: 1 m depth and ground of 1.5 K.m/W thermal resistivity and 25 °C temperature.

10.5 Especificaciones técnicas de las protecciones



10 x 85 mm 1500 V d.c. Photovoltaic fuse links



Product description

Eaton's Bussmann® series 10 x 85 mm fuse links are specifically designed to protect photovoltaic strings.

Features

- Compatible with Eaton's Bussmann series CHPV15L85 fuse holder (see data sheet 10628).
- IEC and UL Accreditations

Technical Data **10658**
Effective June 2019

10 x 85 mm 1500 V d.c. Photovoltaic fuse links

Catalogue symbol

- PV-(Amps)A10F85L for example PV-15A10F85L

Technical data

- Rated voltage: 1500 V d.c.
- Rated current: 2.25, 2.5, 3, 3.5, 4, 5, 12, 15, 16, 20, 25 and 30 A
- Breaking capacity: 30 kA d.c. 1 ms
- Class of operation: gPV

Standards/Approvals

- IEC 60269
- UL 248-19
- RoHS compliant

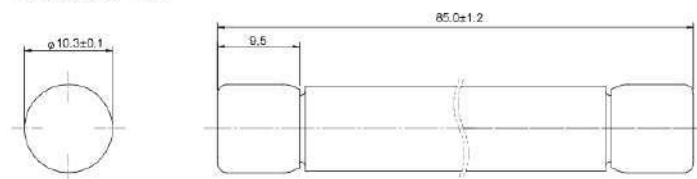
Packaging

- MOQ: 10

Table 1. Technical Data

Catalogue numbers			Energy integrals I ² t (A ² s)		Watts loss (W)	
Cylindrical with 10mm fixings	Rated current (A)	Rated voltage (V d.c.)	Pre-arcing	Total at 1500 V d.c.	0.8 I _n	I _n
PV-2.25A10F85L	2.25	1500	3	10	1.4	2.4
PV-2.5A10F85L	2.5	1500	4	10	1.3	2.1
PV-3A10F85L	3	1500	7	20	1.3	2.2
PV-3.5A10F85L	3.5	1500	10	20	1.6	2.6
PV-4A10F85L	4	1500	15	30	1.7	2.8
PV-5A10F85L	5	1500	33	60	1.7	2.8
PV-12A10F85L	12	1500	19	240	2.1	3.5
PV-15A10F85L	15	1500	42	300	2.2	3.6
PV-16A10F85L	16	1500	48	350	2.1	3.5
PV-20A10F85L	20	1500	108	800	2.7	4.5
PV-25A10F85L	25	1500	190	1400	3.4	5.6
PV-30A10F85L	30	1500	485	3500	4	6.6

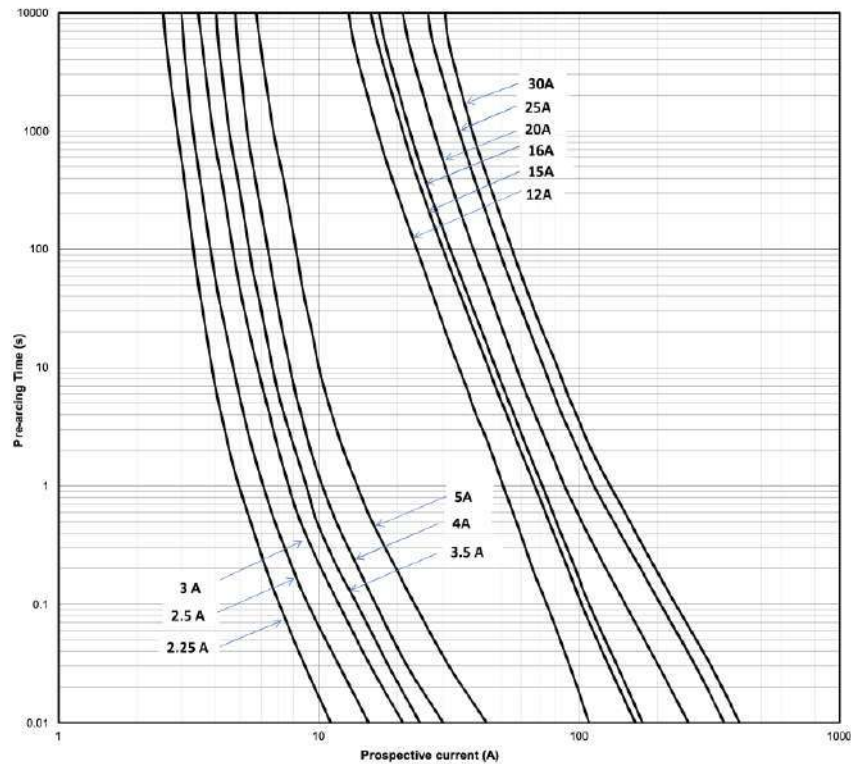
Dimensions - mm



Technical Data 10658
 Effective June 2019

10 x 85 mm 1500 V d.c. Photovoltaic fuse links

Time-current curve



Changes to the products, to the information contained in this document, and to prices are reserved, so are errors and omissions. Only order confirmations and technical documentation by Eaton is binding. Photos and pictures also do not warrant a specific layout or functionality. Their use in whatever form is subject to prior approval by Eaton. The same applies to Trademarks (especially Eaton, Moeller, and Cutler-Hammer). The Terms and Conditions of Eaton apply, as referenced on Eaton Internet pages and Eaton order confirmations.

Eaton Electrical Products Limited
 Melton Road
 Burton-on-the-Wolds
 LE12 6TH, United Kingdom
 www.eaton.com


 Powering Business Worldwide

© 2018 Eaton
 All Rights Reserved
 PDF Only
 Publication No. 10658
 June 2019

Eaton is a registered trademark.
 All other trademarks are property of their respective owners.

Product specifications

Eaton 170M3971

Catalog Number: 170M3971

Fuse-link, high speed, 200 A, AC 1000 V, compact DIN 1, 43 x 61 x 138 mm, aR, DIN, IEC, single indicator

General specifications



Product Name	Catalog Number
Eaton Bussmann series high speed square body fuse	170M3971
Product Height	Product Length/Depth
62 mm	290 mm
Product Weight	Product Width
1.025 g	142 mm
Compliances	Warranty
CE Marked	Not Applicable
RoHS Compliant	Certifications
EAN	UL Recognized
5027590450690	IEC Rated
Model Code	UPC
FUSE 200A 1000V 1*KN 110 AR	051712671729

Electrical data

Amperage Rating

200 A

Voltage rating

1000 V (IEC)

Voltage type

AC

Clearing (I₂T)

29500 at 1000 V

Pre arc (I₂T)

4950

Watt losses

45 W

Breaking capacity

125 kA

Class

Class aR

Product specification

Fuse size

1*

Resources

Catalogs

Product overview for machinery

Compliance information

UKCA Fuse-links for the protection of semiconductor devices, sz1* up to 630A

CE Fuse-links for the protection of semiconductor devices, sz1* up to 630A



Powering Business Worldwide

Eaton Corporation plc
Eaton House
30 Pembroke Road
Dublin 4, Ireland
Eaton.com

© 2023 Eaton. All rights reserved.

Eaton is a registered trademark.

All other trademarks are property of their respective owners.



Eaton.com/socialmedia

10.6 Especificaciones técnicas de los centros de transformación

MVS6300-LV


 Clean power for all

MV Turnkey Station for 1500 Vdc String Inverter SG250HX



SAVED INVESTMENT

- Up to 7 MW block design
- Easy transportation due to standard container design

EASY O&M

- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main devices easy replacement

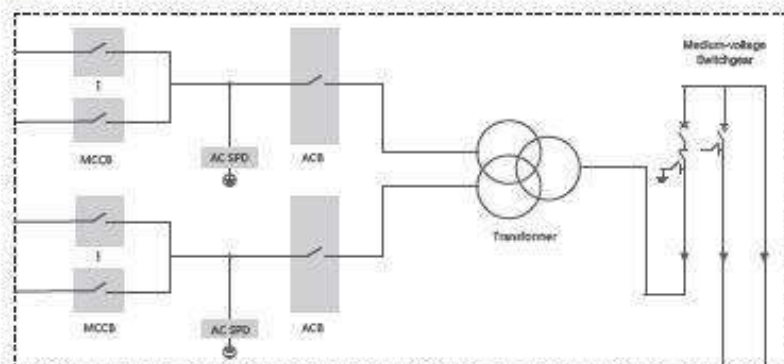
SAFETY

- MV and LV isolated, with independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning

RELIABLE

- All components have been type tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



MVS6300-LV

Type designation	MVS6300-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6300 kVA @ 40 °C
Max. power	7000 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2525 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2 * 2.5 %
Peak efficiency index	99.51 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	7 % (±10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 – 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA / 1s
Qty.of feeder	3 feeders
LV Panel	
ACB specification	3200 A / 800 Vac / 3 P, 2 pcs
MCCB specification	250 A / 800 Vac / 3P, 28 pcs
Protection	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, Oil-level, Oil-Pressure
Relay protection	50 / 51,50N / 51N
LV overvoltage protection	AC Type II (Optional: AC Type I+II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

10.7 Otras configuraciones de planta simuladas



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
04/27/23 13:16
with v7.3.1

G-Advisory Consultoria Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Prueba_Simulación_Aguilar	Latitude 42.81 °N	Albedo 0.20
Spain	Longitude -4.31 °W	
	Altitude 964 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Prueba_Simulación_Aguilar		
MeteoNorm file - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds, single array	
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 5 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 36363 units	Nb. of units 76 units	
Pnom total 20.00 MWp	Pnom total 19.00 MWac	
	Pnom ratio 1.053	

Results summary

Produced Energy 22278997 kWh/year	Specific production 1114 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 73.28 %
-----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
04/27/23 13:16
with v7.3.1

G-Advisory Consultoria Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	241 units
Fixed plane		Single array	
Tilt/Azimuth	5 / 0 °	Sizes	
		Sheds spacing	1.00 m
		Collector width	1.13 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	113.4 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	146.1 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	LR5-72HPH-550M G2	Model	SG250-HX
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	36363 units	Number of inverters	76 units
Nominal (STC)	20.00 MWp	Total power	19000 kWac
Modules	1581 Strings x 23 In series	Operating voltage	500-1450 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.05
Pmpp	18.32 MWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	869 V		
I mpp	21080 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	20000 kWp	Total power	19000 kWac
Total	36363 modules	Number of inverters	76 units
Module area	93935 m²	Pnom ratio	1.05
Cell area	87200 m²		

Array losses

Array losses								
Thermal Loss factor			DC wiring losses			Module Quality Loss		
Module temperature according to irradiance			Global array res.			Loss Fraction		
Uc (const)			0.68 mΩ			-0.8 %		
20.0 W/m²K			Loss Fraction			1.5 % at STC		
Uv (wind)			0.0 W/m²K/m/s					
Module mismatch losses			Strings Mismatch loss					
Loss Fraction			Loss Fraction					
2.0 % at MPP			0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.3.1

 VC0, Simulation date:

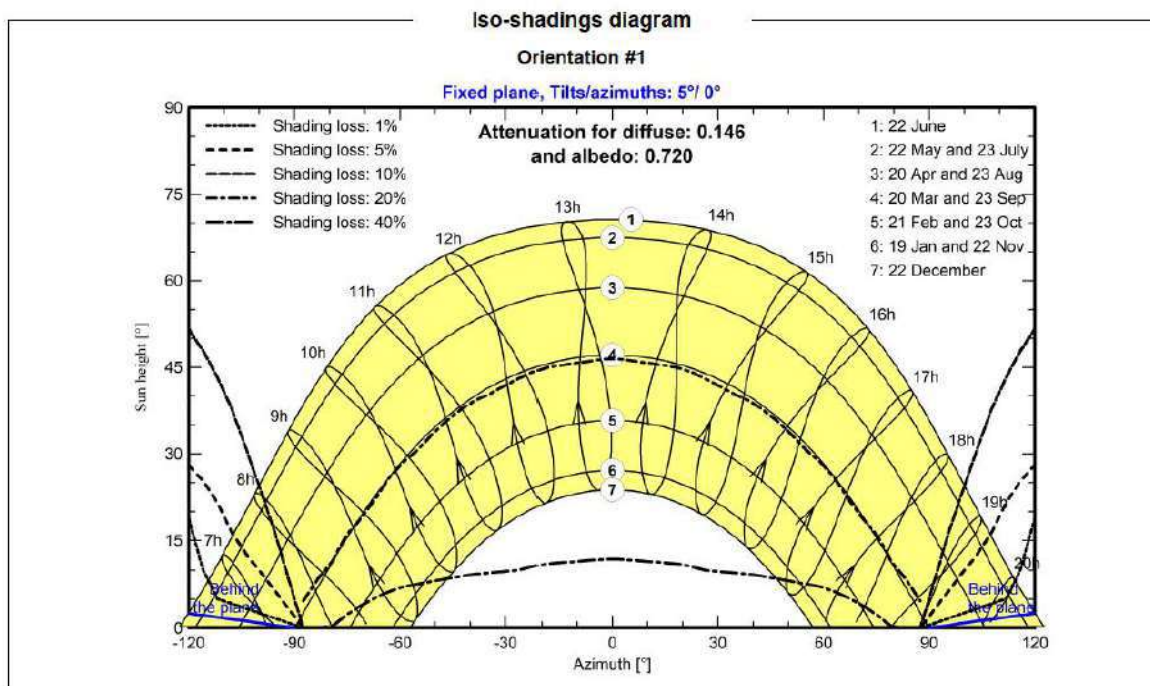
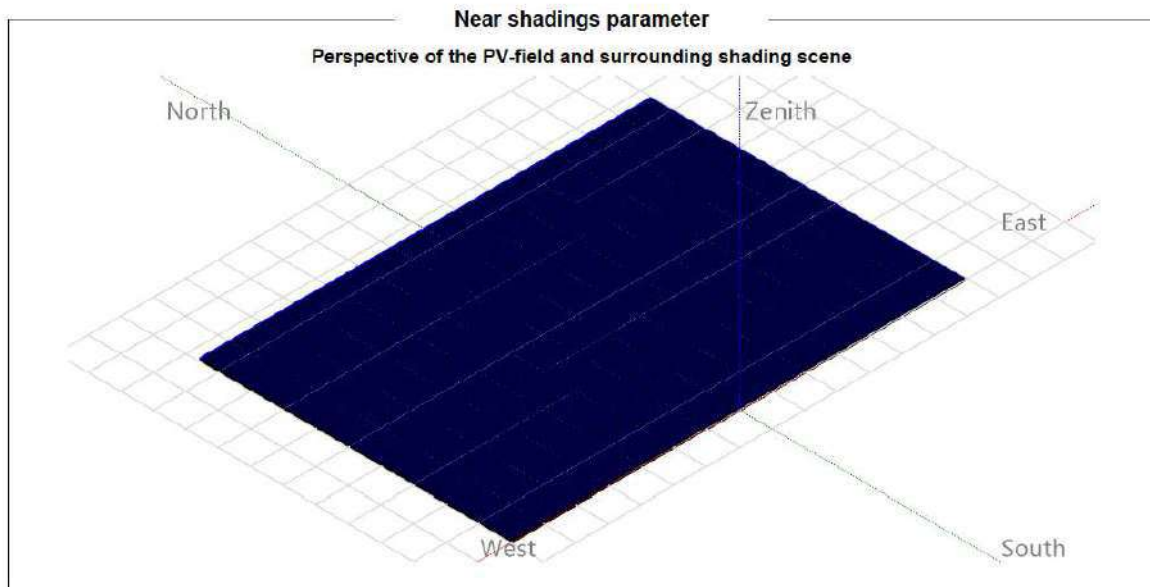
 04/27/23 13:16

 with v7.3.1

Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)





Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:

04/27/23 13:16

with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy

22278997 kWh/year

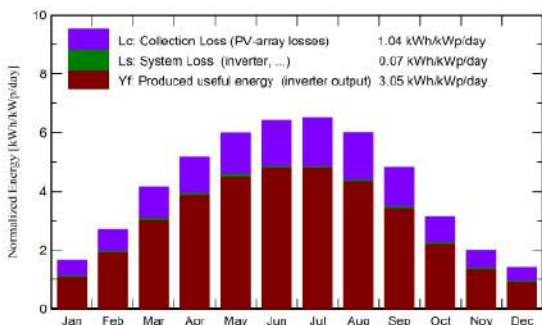
Specific production

1114 kWh/kWp/year

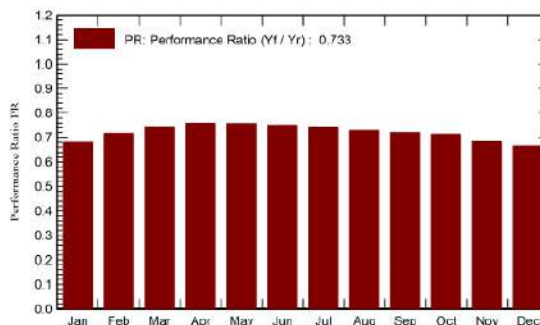
Performance Ratio PR

73.28 %

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	46.1	24.60	3.15	51.4	37.4	732716	690271	0.680
February	69.1	32.34	4.25	75.6	57.0	1115513	1081997	0.716
March	121.2	50.57	7.63	128.2	101.2	1941899	1899373	0.741
April	149.7	66.12	9.84	154.5	125.6	2390652	2343224	0.758
May	183.0	75.54	13.85	185.6	153.8	2866189	2812269	0.758
June	191.2	86.86	18.36	192.5	160.8	2944874	2890434	0.751
July	199.4	76.62	20.91	201.4	168.0	3038194	2982973	0.740
August	180.7	62.61	20.74	185.8	152.1	2755775	2705712	0.728
September	137.5	48.18	16.99	144.6	115.3	2125912	2081855	0.720
October	90.7	44.57	12.51	97.3	75.2	1426732	1387378	0.713
November	54.0	25.98	6.66	60.0	44.0	853143	819516	0.682
December	38.7	21.95	3.97	43.3	31.1	606046	574995	0.665
Year	1461.2	615.94	11.62	1520.2	1221.4	22797645	22278997	0.733

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



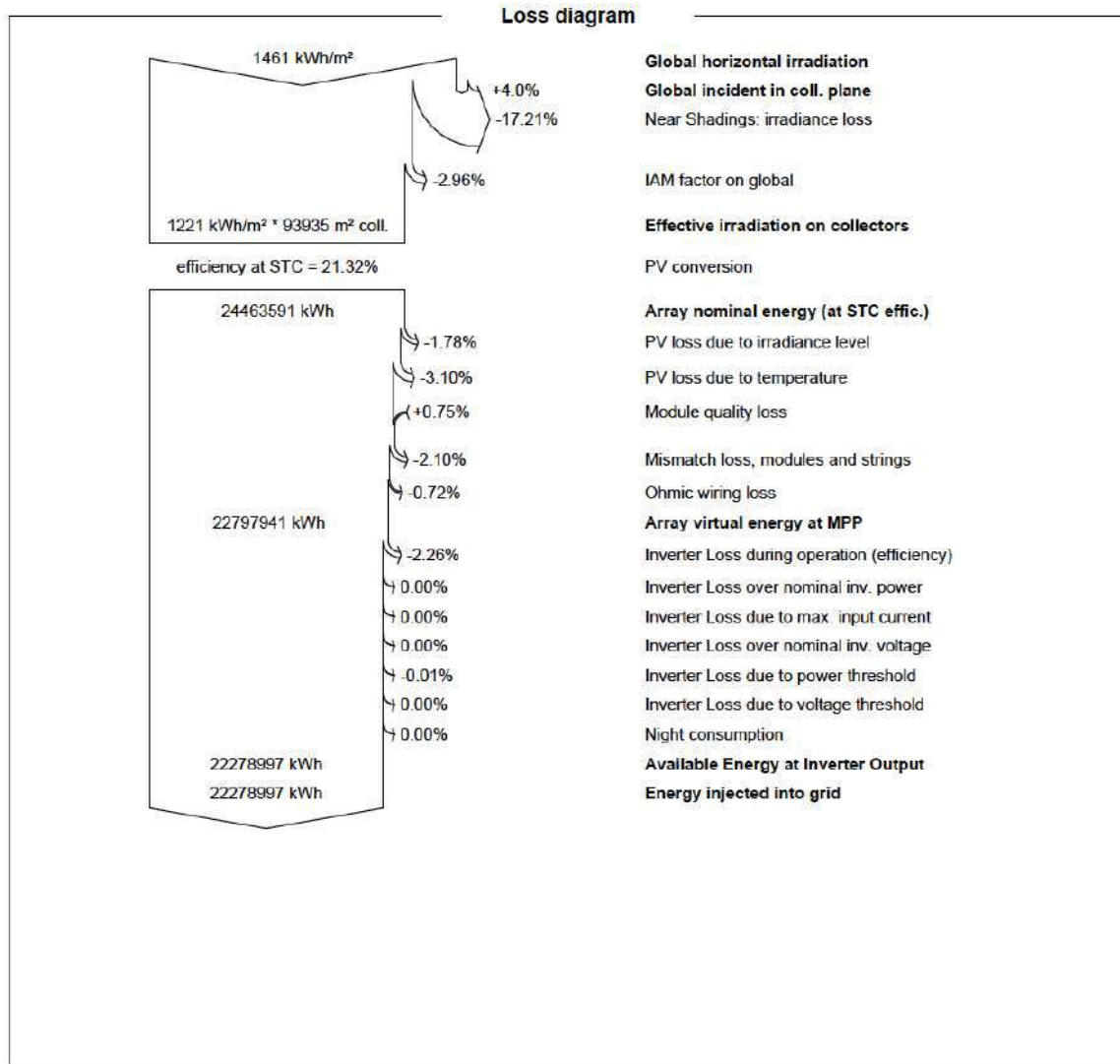
Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
04/27/23 13:16
with v7.3.1

G-Advisory Consultoria Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)





Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

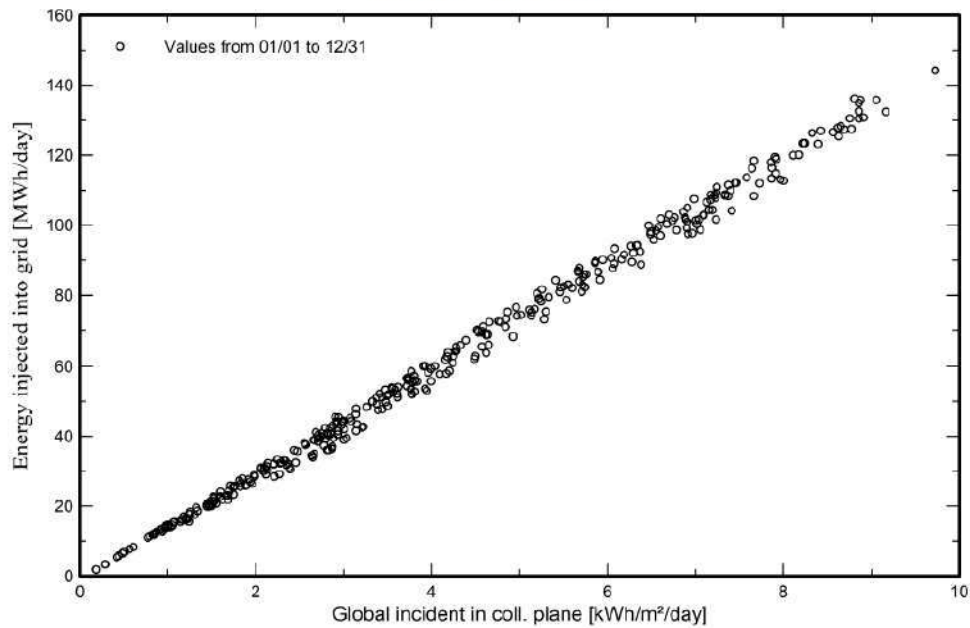
PVsyst V7.3.1

VCO, Simulation date:
 04/27/23 13:16
 with v7.3.1

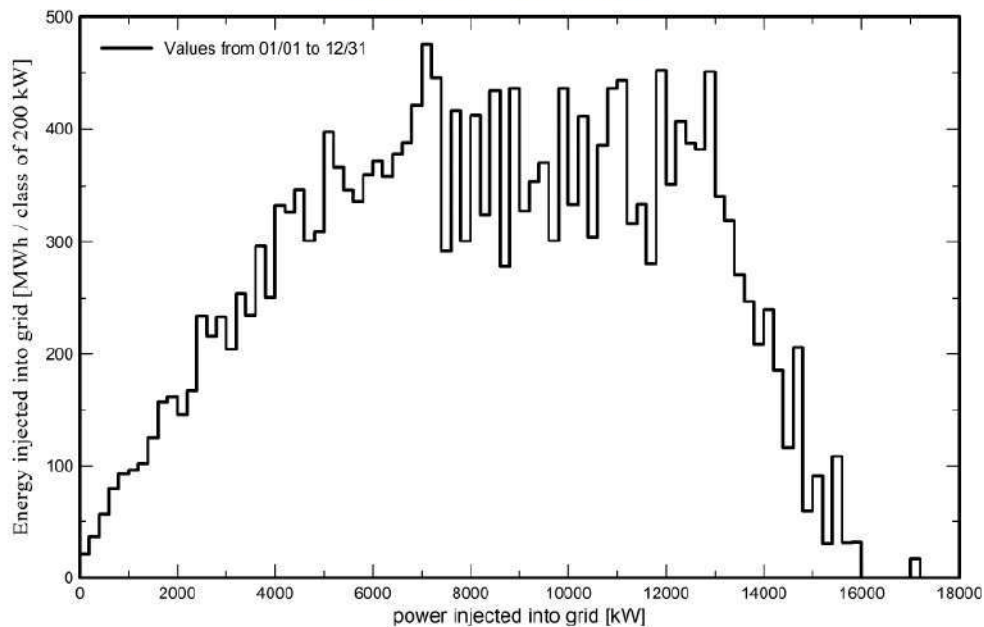
G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:

04/27/23 13:21

with v7.3.1

G-Advisory Consultoria Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Project summary

Geographical Site

Prueba_Simulación_Aguilar

Spain

Situation

Latitude 42.81 °N
Longitude -4.31 °W
Altitude 964 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Prueba_Simulación_Aguilar

MeteoNorm file - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

horizontal plane

Sheds, single array

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 36363 units
Pnom total 20.00 MWp

Inverters

Nb. of units 76 units
Pnom total 19.00 MWac
Pnom ratio 1.053

Results summary

Produced Energy 25609474 kWh/year Specific production 1280 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.69 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:

04/27/23 13:21

with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Models used	
horizontal plane		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		Sizes	
		Nb. of sheds	241 units
		Single array	
		Sheds spacing	1.50 m
		Collector width	1.13 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	75.6 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.02 m
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	0.0 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Sungrow
Model	LR5-72HPH-550M G2	Model	SG250-HX
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	36363 units	Number of inverters	76 units
Nominal (STC)	20.00 MWp	Total power	19000 kWac
Modules	1581 Strings x 23 In series	Operating voltage	500-1450 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.05
Pmpp	18.32 MWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	869 V		
I mpp	21080 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	20000 kWp	Total power	19000 kWac
Total	36363 modules	Number of inverters	76 units
Module area	93935 m²	Pnom ratio	1.05
Cell area	87200 m²		

Array losses

Array losses								
Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.68 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



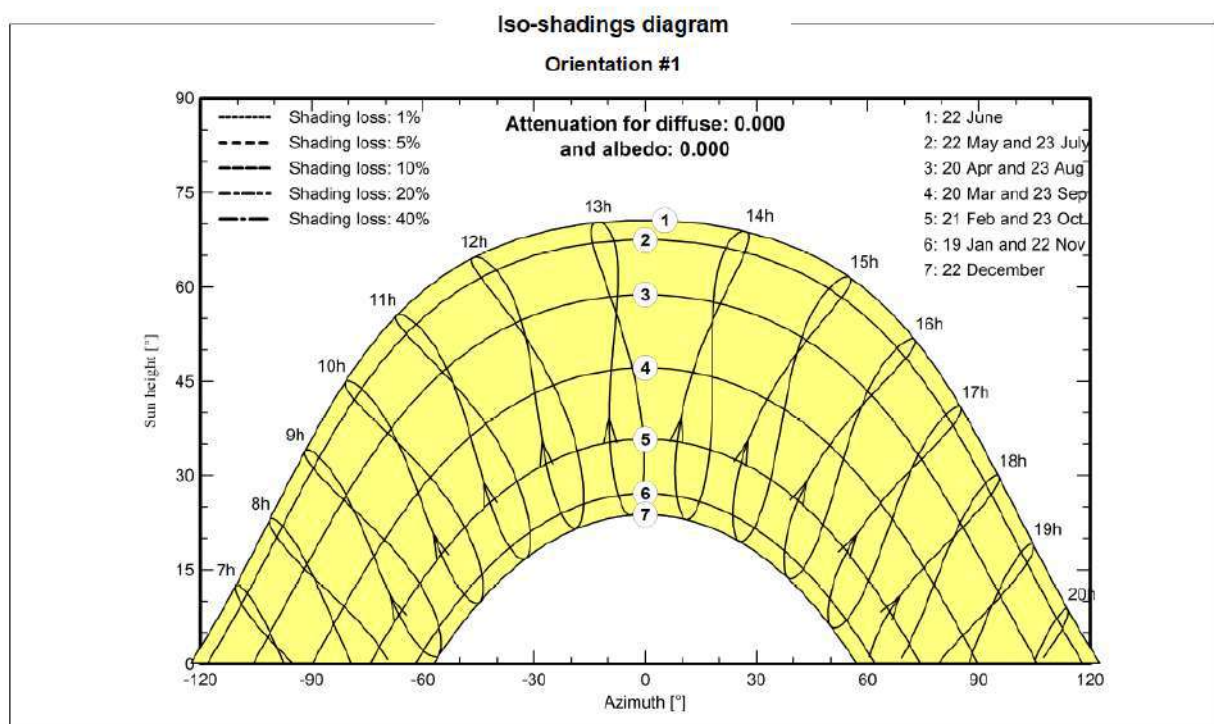
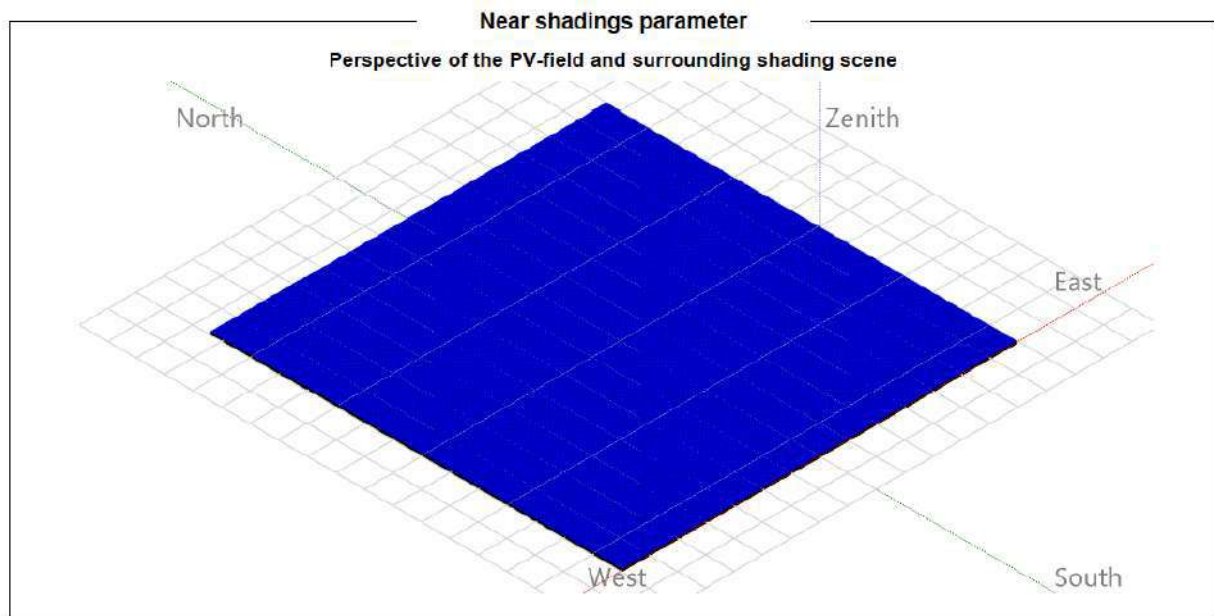
Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
 04/27/23 13:21
 with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)





Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
04/27/23 13:21
with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy

25609474 kWh/year

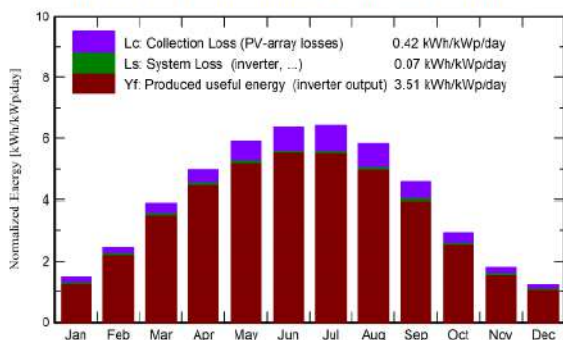
Specific production

1280 kWh/kWp/year

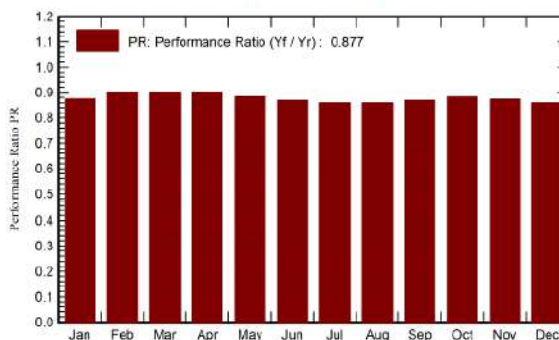
Performance Ratio PR

87.69 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	46.1	24.60	3.15	46.1	42.8	839363	805825	0.875
February	69.1	32.34	4.25	69.0	65.3	1277488	1244073	0.901
March	121.2	50.57	7.63	121.1	116.7	2227269	2184267	0.902
April	149.7	66.12	9.84	149.6	145.2	2746553	2698289	0.902
May	183.0	75.54	13.85	182.9	178.3	3285300	3229950	0.883
June	191.2	86.86	18.36	191.2	186.6	3380200	3324576	0.869
July	199.4	76.62	20.91	199.3	194.6	3481342	3424388	0.859
August	180.7	62.61	20.74	180.6	175.8	3156352	3104932	0.860
September	137.5	48.18	16.99	137.5	133.0	2435696	2390757	0.870
October	90.7	44.57	12.51	90.6	86.5	1637386	1597878	0.882
November	54.0	25.98	6.66	53.9	50.3	975712	941735	0.874
December	38.7	21.95	3.97	38.6	35.5	694294	662804	0.860
Year	1461.2	615.94	11.62	1460.3	1410.8	26136956	25609474	0.877

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

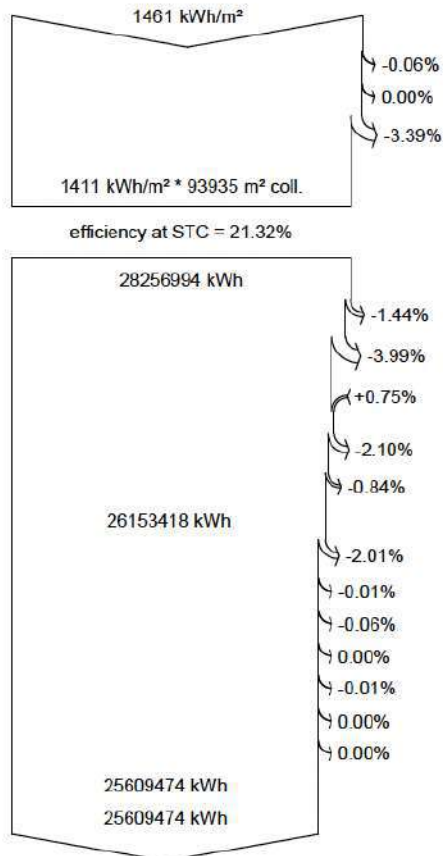
Variant: Prueba 1

PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
 04/27/23 13:21
 with v7.3.1

G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



Project: Prueba_Simulación_Aguilar

Variant: Prueba 1

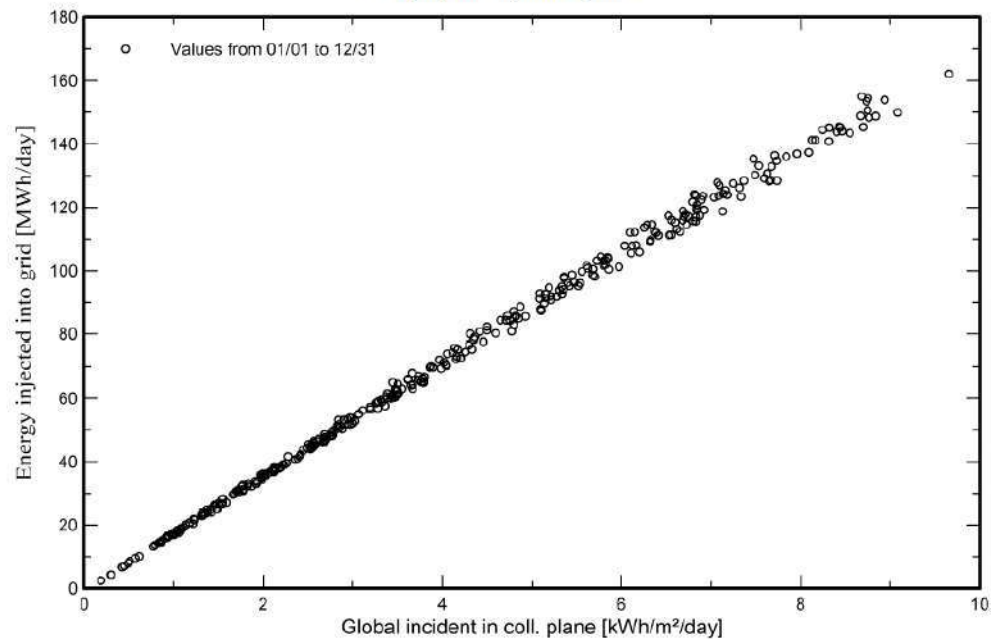
PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
 04/27/23 13:21
 with v7.3.1

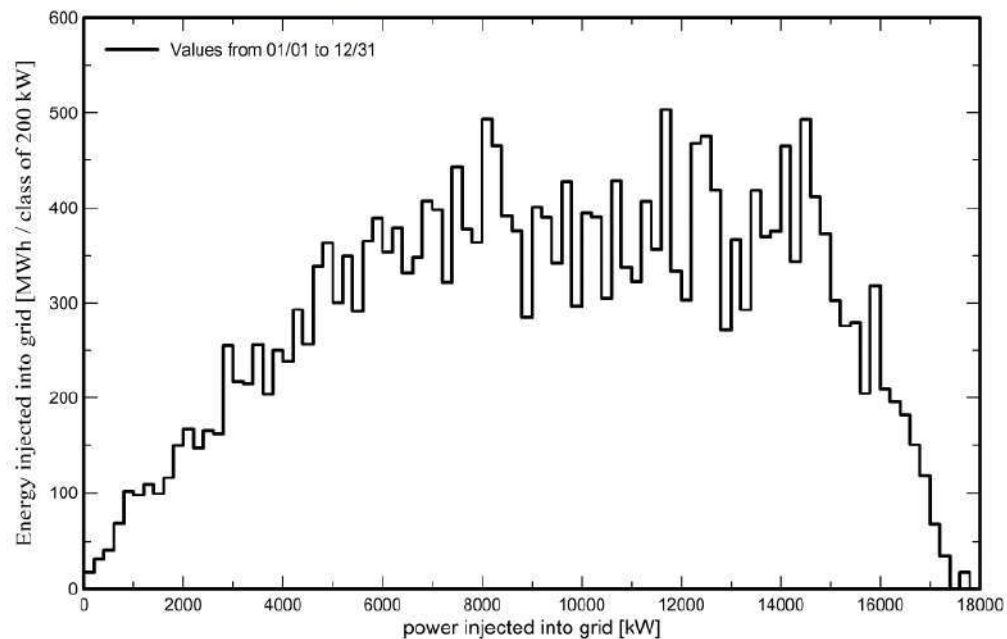
G-Advisory Consultoría Técnica, Económica Y Estratégica, S.L.P. (Spain)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



10.8 Escenarios financieros simulados

ESCENARIO: BASE																
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	-	26.657.034	26.510.420	26.364.613	26.219.608	26.075.400	25.931.985	25.789.359	25.647.518	25.506.456	25.366.171	25.226.657	25.087.910	24.949.927	24.812.702	24.676.232
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	212,43	196,24	180,04	163,85	147,66	131,46	115,27	99,07	82,88	66,69	50,49	52,40	48,90	45,70	50,20	49,10
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	170	157	144	131	118	105	92	79	66	53	40	42	39	37	40	39
Ingresos Totales	-	4.184.861	3.818.403	3.455.848	3.097.166	2.742.325	2.391.294	2.044.041	1.700.536	1.360.747	1.024.644	1.057.501	981.439	912.169	996.478	969.282
2.- COSTES																
CAPEX [€]	-17.710.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento (O&M)	-	161.600	163.216	164.848	166.497	168.162	169.843	171.542	173.257	174.990	176.740	178.507	180.292	182.095	183.916	185.755
Gastos de gestión	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Contratos de seguros	-	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565
Costes de arrendamiento	-	1.275	1.301	1.327	1.353	1.380	1.408	1.436	1.465	1.494	1.524	1.554	1.585	1.617	1.649	1.682
Agente mercado	-	26.657	26.510	26.365	26.220	26.075	25.932	25.789	25.648	25.506	25.366	25.227	25.088	24.950	24.813	24.676
Pago al operador del mercado	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	-	4.265	4.242	4.218	4.195	4.172	4.149	4.126	4.104	4.081	4.059	4.036	4.014	3.992	3.970	3.948
Impuesto de generación	-	292.940	267.288	241.909	216.802	191.963	167.391	143.083	119.038	95.252	71.725	74.025	68.701	63.852	69.753	67.850
Consumo eléctrico	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Otros costes	-	11.129	10.653	10.184	9.720	9.262	8.810	8.363	7.923	7.488	7.058	7.146	7.081	7.027	7.188	7.193
OPEX[€]	-	567.579	543.327	519.375	495.723	472.367	449.306	426.537	404.060	381.871	359.969	364.434	361.147	358.369	366.581	366.856
3.-EBITDA	-	3.617.283	3.275.076	2.936.473	2.601.444	2.269.959	1.941.988	1.617.504	1.296.476	978.876	664.676	693.067	620.292	553.801	629.897	602.426
Amortización	-	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300
EBIT	-	3.085.983	2.743.776	2.405.173	2.070.144	1.738.659	1.410.688	1.086.204	765.176	447.576	133.376	161.767	88.992	22.501	98.597	71.126
Intereses	-															
EBT	-	3.085.983	2.743.776	2.405.173	2.070.144	1.738.659	1.410.688	1.086.204	765.176	447.576	133.376	161.767	88.992	22.501	98.597	71.126
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	-	771.496	685.944	601.293	517.536	434.665	352.672	271.551	191.294	111.894	33.344	40.442	22.248	5.625	24.649	17.782
4.-FLUJO DE CAJA	-17.710.000	2.845.787	2.589.132	2.335.180	2.083.908	1.835.294	1.589.316	1.345.953	1.105.182	866.982	631.332	652.626	598.044	548.175	605.248	584.645

Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	24.540.513	24.405.540	24.271.310	24.137.818	24.005.060	23.873.032	23.741.730	23.611.151	23.481.289	23.352.142	23.223.705	23.095.975	22.968.947	22.842.618	22.716.983	22.592.040
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	46,40	50,00	54,70	53,90	49,20	47,79	46,39	44,98	43,58	42,17	40,77	39,36	37,95	36,55	35,14	39,36
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	37	40	44	43	39	38	37	36	35	34	33	31	30	29	28	31
Ingresos Totales	910.944	976.222	1.062.113	1.040.823	944.839	912.796	881.076	849.678	818.598	787.835	757.385	727.246	697.416	667.892	638.672	711.378
2.- COSTES																
CAPEX [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.771.000
Operación y mantenimiento (O&M)	187.613	189.489	191.384	193.297	195.230	197.183	199.155	201.146	203.158	205.189	207.241	209.313	211.407	213.521	215.656	217.812

Gastos de gestión	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Contratos de seguros	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565
Costes de arrendamiento	1.716	1.750	1.785	1.821	1.857	1.895	1.932	1.971	2.011	2.051	2.092	2.134	2.176	2.220	2.264	2.309
Agente mercado	24.541	24.406	24.271	24.138	24.005	23.873	23.742	23.611	23.481	23.352	23.224	23.096	22.969	22.843	22.717	22.592
Pago al operador del mercado	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	3.926	3.905	3.883	3.862	3.841	3.820	3.799	3.778	3.757	3.736	3.716	3.695	3.675	3.655	3.635	3.615
Impuesto de generación	63.766	68.336	74.348	72.858	66.139	63.896	61.675	59.477	57.302	55.148	53.017	50.907	48.819	46.752	44.707	49.796
Consumo eléctrico	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Otros costes	7.156	7.291	7.457	7.472	7.384	7.385	7.388	7.392	7.396	7.402	7.408	7.416	7.424	7.434	7.444	7.598
OPEX [€]	364.933	371.861	380.286	381.085	376.576	376.659	376.792	376.974	377.206	377.488	377.820	378.202	378.634	379.117	379.649	387.488
3-EBITDA	546.011	604.361	681.826	659.738	568.263	536.136	504.284	472.703	441.392	410.346	379.565	349.044	318.782	288.775	259.023	2.094.890
Amortización	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300
EBIT	14.711	73.061	150.526	128.438	36.963	4.836	-27.016	-58.597	-89.908	-120.954	-151.735	-182.256	-212.518	-242.525	-272.277	1.563.590
Intereses																
EBT	14.711	73.061	150.526	128.438	36.963	4.836	-27.016	-58.597	-89.908	-120.954	-151.735	-182.256	-212.518	-242.525	-272.277	1.563.590
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	3.678	18.265	37.632	32.109	9.241	1.209	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390.897
4-FLUJO DE CAJA	542.333	586.095	644.195	627.628	559.022	534.927	504.284	472.703	441.392	410.346	379.565	349.044	318.782	288.775	259.023	1.703.992

Escenario: CAPEX + 15% y precio mercado eléctrico - 10%																
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	-	26.657.034	26.510.420	26.364.613	26.219.608	26.075.400	25.931.985	25.789.359	25.647.518	25.506.456	25.366.171	25.226.657	25.087.910	24.949.927	24.812.702	24.676.232
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	191,19	176,61	162,04	147,46	132,89	118,32	103,74	89,17	74,59	60,02	45,44	47,16	44,01	41,13	45,18	44,19
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	153	141	130	118	106	95	83	71	60	48	36	38	35	33	36	35
Ingresos Totales	-	3.766.375	3.436.562	3.110.263	2.787.450	2.468.093	2.152.165	1.839.637	1.530.482	1.224.672	922.180	951.751	883.295	820.952	896.830	872.354
2.- COSTES																
CAPEX [€]	-20.366.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento (O&M)	-	161.600	163.216	164.848	166.497	168.162	169.843	171.542	173.257	174.990	176.740	178.507	180.292	182.095	183.916	185.755
Gastos de gestión	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Contratos de seguros	-	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550
Costes de arrendamiento	-	1.275	1.301	1.327	1.353	1.380	1.408	1.436	1.465	1.494	1.524	1.554	1.585	1.617	1.649	1.682
Agente mercado	-	26.657	26.510	26.365	26.220	26.075	25.932	25.789	25.648	25.506	25.366	25.227	25.088	24.950	24.813	24.676
Pago al operador del mercado	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	-	4.265	4.242	4.218	4.195	4.172	4.149	4.126	4.104	4.081	4.059	4.036	4.014	3.992	3.970	3.948
Impuesto de generación	-	263.646	240.559	217.718	195.121	172.767	150.652	128.775	107.134	85.727	64.553	66.623	61.831	57.467	62.778	61.065
Consumo eléctrico	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Otros costes	-	10.623	10.199	9.780	9.366	8.958	8.555	8.157	7.764	7.377	6.994	7.077	7.024	6.979	7.128	7.137

OPEX[€]	-	541.763	520.128	498.765	477.673	456.851	436.296	416.007	395.982	376.219	356.717	360.948	358.204	355.920	363.530	364.000
3-EBITDA	-	3.224.612	2.916.435	2.611.498	2.309.776	2.011.242	1.715.868	1.423.630	1.134.500	848.453	565.463	590.803	525.091	465.032	533.300	508.354
Amortización	-	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995
EBIT	-	2.613.617	2.305.440	2.000.503	1.698.781	1.400.247	1.104.873	812.635	523.505	237.458	-45.532	-20.192	-85.904	-145.963	-77.695	-102.641
Intereses	-															
EBT	-	2.613.617	2.305.440	2.000.503	1.698.781	1.400.247	1.104.873	812.635	523.505	237.458	-45.532	-20.192	-85.904	-145.963	-77.695	-102.641
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	-	653.404	576.360	500.126	424.695	350.062	276.218	203.159	130.876	59.364	0	0	0	0	0	0
4-FLUJO DE CAJA	-20.366.500	2.571.208	2.340.075	2.111.373	1.885.081	1.661.180	1.439.650	1.220.471	1.003.624	789.088	565.463	590.803	525.091	465.032	533.300	508.354

Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	24.540.513	24.405.540	24.271.310	24.137.818	24.005.060	23.873.032	23.741.730	23.611.151	23.481.289	23.352.142	23.223.705	23.095.975	22.968.947	22.842.618	22.716.983	22.592.040
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	41,76	45,00	49,23	48,51	44,28	43,01	41,75	40,48	39,22	37,95	36,69	35,42	34,16	32,89	31,63	35,42
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	33	36	39	39	35	34	33	32	31	30	29	28	27	26	25	28
Ingresos Totales	819.849	878.599	955.901	936.740	850.355	821.516	792.968	764.710	736.738	709.051	681.646	654.521	627.674	601.103	574.805	640.240
2.- COSTES																
CAPEX [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.036.650
Operación y mantenimiento (O&M)	187.613	189.489	191.384	193.297	195.230	197.183	199.155	201.146	203.158	205.189	207.241	209.313	211.407	213.521	215.656	217.812
Gastos de gestión	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Contratos de seguros	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550
Costes de arrendamiento	1.716	1.750	1.785	1.821	1.857	1.895	1.932	1.971	2.011	2.051	2.092	2.134	2.176	2.220	2.264	2.309
Agente mercado	24.541	24.406	24.271	24.138	24.005	23.873	23.742	23.611	23.481	23.352	23.224	23.096	22.969	22.843	22.717	22.592
Pago al operador del mercado	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	3.926	3.905	3.883	3.862	3.841	3.820	3.799	3.778	3.757	3.736	3.716	3.695	3.675	3.655	3.635	3.615
Impuesto de generación	57.389	61.502	66.913	65.572	59.525	57.506	55.508	53.530	51.572	49.634	47.715	45.817	43.937	42.077	40.236	44.817
Consumo eléctrico	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Otros costes	7.108	7.234	7.388	7.406	7.331	7.337	7.344	7.352	7.361	7.371	7.382	7.394	7.406	7.420	7.434	7.578
OPEX [€]	362.493	368.955	376.767	377.718	373.895	374.206	374.565	374.972	375.426	375.928	376.477	377.074	377.719	378.412	379.154	386.474
3-EBITDA	457.356	509.644	579.134	559.023	476.461	447.310	418.403	389.738	361.312	333.124	305.169	277.447	249.955	222.691	195.651	2.290.417
Amortización	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995
EBIT	-153.639	-101.351	-31.861	-51.972	-134.534	-163.685	-192.592	-221.257	-249.683	-277.871	-305.826	-333.548	-361.040	-388.304	-415.344	1.679.422
Intereses																
EBT	-153.639	-101.351	-31.861	-51.972	-134.534	-163.685	-192.592	-221.257	-249.683	-277.871	-305.826	-333.548	-361.040	-388.304	-415.344	1.679.422
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	419.855
4-FLUJO DE CAJA	457.356	509.644	579.134	559.023	476.461	447.310	418.403	389.738	361.312	333.124	305.169	277.447	249.955	222.691	195.651	1.870.561

Escenario CAPEX + 15%																
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	-	26.657.034	26.510.420	26.364.613	26.219.608	26.075.400	25.931.985	25.789.359	25.647.518	25.506.456	25.366.171	25.226.657	25.087.910	24.949.927	24.812.702	24.676.232
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	212,43	196,24	180,04	163,85	147,66	131,46	115,27	99,07	82,88	66,69	50,49	52,40	48,90	45,70	50,20	49,10
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	170	157	144	131	118	105	92	79	66	53	40	42	39	37	40	39
Ingresos Totales	-	4.184.861	3.818.403	3.455.848	3.097.166	2.742.325	2.391.294	2.044.041	1.700.536	1.360.747	1.024.644	1.057.501	981.439	912.169	996.478	969.282
2.- COSTES																
CAPEX [€]	-20.366.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento (O&M)	-	161.600	163.216	164.848	166.497	168.162	169.843	171.542	173.257	174.990	176.740	178.507	180.292	182.095	183.916	185.755
Gastos de gestión	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Contratos de seguros	-	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550
Costes de arrendamiento	-	1.275	1.301	1.327	1.353	1.380	1.408	1.436	1.465	1.494	1.524	1.554	1.585	1.617	1.649	1.682
Agente mercado	-	26.657	26.510	26.365	26.220	26.075	25.932	25.789	25.648	25.506	25.366	25.227	25.088	24.950	24.813	24.676
Pago al operador del mercado	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	-	4.265	4.242	4.218	4.195	4.172	4.149	4.126	4.104	4.081	4.059	4.036	4.014	3.992	3.970	3.948
Impuesto de generación	-	292.940	267.288	241.909	216.802	191.963	167.391	143.083	119.038	95.252	71.725	74.025	68.701	63.852	69.753	67.850
Consumo eléctrico	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Otros costes	-	11.209	10.733	10.264	9.800	9.342	8.890	8.443	8.002	7.567	7.138	7.225	7.161	7.107	7.268	7.273
OPEX [€]	-	571.643	547.391	523.440	499.787	476.431	453.370	430.602	408.124	385.935	364.033	368.499	365.211	362.433	370.645	370.920
3.-EBITDA	-	3.613.218	3.271.011	2.932.408	2.597.379	2.265.894	1.937.924	1.613.439	1.292.412	974.812	660.611	689.003	616.228	549.736	625.833	598.362
Amortización	-	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995
EBIT	-	3.002.223	2.660.016	2.321.413	1.986.384	1.654.899	1.326.929	1.002.444	681.417	363.817	49.616	78.008	5.233	-61.259	14.838	-12.633
Intereses	-															
EBT	-	3.002.223	2.660.016	2.321.413	1.986.384	1.654.899	1.326.929	1.002.444	681.417	363.817	49.616	78.008	5.233	-61.259	14.838	-12.633
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	-	750.556	665.004	580.353	496.596	413.725	331.732	250.611	170.354	90.954	12.404	19.502	1.308	0	3.710	0
4.-FLUJO DE CAJA	-20.366.500	2.862.662	2.606.007	2.352.055	2.100.783	1.852.169	1.606.192	1.362.828	1.122.057	883.858	648.207	669.501	614.920	549.736	622.124	598.362

Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	24.540.513	24.405.540	24.271.310	24.137.818	24.005.060	23.873.032	23.741.730	23.611.151	23.481.289	23.352.142	23.223.705	23.095.975	22.968.947	22.842.618	22.716.983	22.592.040
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	46,40	50,00	54,70	53,90	49,20	47,79	46,39	44,98	43,58	42,17	40,77	39,36	37,95	36,55	35,14	39,36
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	37	40	44	43	39	38	37	36	35	34	33	31	30	29	28	31
Ingresos Totales	910.944	976.222	1.062.113	1.040.823	944.839	912.796	881.076	849.678	818.598	787.835	757.385	727.246	697.416	667.892	638.672	711.378
2.- COSTES																
CAPEX [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.036.650
Operación y mantenimiento (O&M)	187.613	189.489	191.384	193.297	195.230	197.183	199.155	201.146	203.158	205.189	207.241	209.313	211.407	213.521	215.656	217.812
Gastos de gestión	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Contratos de seguros	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550	30.550

Costes de arrendamiento	1.716	1.750	1.785	1.821	1.857	1.895	1.932	1.971	2.011	2.051	2.092	2.134	2.176	2.220	2.264	2.309
Agente mercado	24.541	24.406	24.271	24.138	24.005	23.873	23.742	23.611	23.481	23.352	23.224	23.096	22.969	22.843	22.717	22.592
Pago al operador del mercado	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	3.926	3.905	3.883	3.862	3.841	3.820	3.799	3.778	3.757	3.736	3.716	3.695	3.675	3.655	3.635	3.615
Impuesto de generación	63.766	68.336	74.348	72.858	66.139	63.896	61.675	59.477	57.302	55.148	53.017	50.907	48.819	46.752	44.707	49.796
Consumo eléctrico	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Otros costes	7.235	7.371	7.536	7.552	7.464	7.465	7.468	7.471	7.476	7.481	7.488	7.495	7.504	7.513	7.524	7.678
OPEX [€]	368.997	375.925	384.351	385.149	380.641	380.724	380.856	381.039	381.271	381.553	381.885	382.267	382.699	383.181	383.714	391.553
3-EBITDA	541.947	600.296	677.762	655.673	564.198	532.072	500.220	468.639	437.327	406.282	375.500	344.980	314.717	284.711	254.958	2.356.475
Amortización	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995	610.995
EBIT	-69.048	-10.699	66.767	44.678	-46.797	-78.923	-110.775	-142.356	-173.668	-204.713	-235.495	-266.015	-296.278	-326.284	-356.037	1.745.480
Intereses																
EBT	-69.048	-10.699	66.767	44.678	-46.797	-78.923	-110.775	-142.356	-173.668	-204.713	-235.495	-266.015	-296.278	-326.284	-356.037	1.745.480
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	0	0	16.692	11.170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	436.370
4-FLUJO DE CAJA	541.947	600.296	661.070	644.504	564.198	532.072	500.220	468.639	437.327	406.282	375.500	344.980	314.717	284.711	254.958	1.920.105

Escenario: Precio del mercado eléctrico -10%																
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	-	26.657.034	26.510.420	26.364.613	26.219.608	26.075.400	25.931.985	25.789.359	25.647.518	25.506.456	25.366.171	25.226.657	25.087.910	24.949.927	24.812.702	24.676.232
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	191,19	176,61	162,04	147,46	132,89	118,32	103,74	89,17	74,59	60,02	45,44	47,16	44,01	41,13	45,18	44,19
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	153	141	130	118	106	95	83	71	60	48	36	38	35	33	36	35
Ingresos Totales	-	3.766.375	3.436.562	3.110.263	2.787.450	2.468.093	2.152.165	1.839.637	1.530.482	1.224.672	922.180	951.751	883.295	820.952	896.830	872.354
2.- COSTES																
CAPEX [€]	-17.710.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento (O&M)	-	161.600	163.216	164.848	166.497	168.162	169.843	171.542	173.257	174.990	176.740	178.507	180.292	182.095	183.916	185.755
Gastos de gestión	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Contratos de seguros	-	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565
Costes de arrendamiento	-	1.275	1.301	1.327	1.353	1.380	1.408	1.436	1.465	1.494	1.524	1.554	1.585	1.617	1.649	1.682
Agente mercado	-	26.657	26.510	26.365	26.220	26.075	25.932	25.789	25.648	25.506	25.366	25.227	25.088	24.950	24.813	24.676
Pago al operador del mercado	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	-	4.265	4.242	4.218	4.195	4.172	4.149	4.126	4.104	4.081	4.059	4.036	4.014	3.992	3.970	3.948
Impuesto de generación	-	263.646	240.559	217.718	195.121	172.767	150.652	128.775	107.134	85.727	64.553	66.623	61.831	57.467	62.778	61.065
Consumo eléctrico	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Otros costes	-	10.543	10.119	9.700	9.286	8.878	8.475	8.077	7.685	7.297	6.915	6.998	6.944	6.899	7.048	7.058
OPEX[€]	-	537.699	516.063	494.701	473.609	452.787	432.232	411.943	391.918	372.155	352.653	356.884	354.139	351.856	359.466	359.935
3-EBITDA	-	3.228.676	2.920.499	2.615.563	2.313.841	2.015.306	1.719.933	1.427.694	1.138.564	852.517	569.527	594.868	529.156	469.097	537.364	512.419
Amortización	-	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300

EBIT	-	2.697.376	2.389.199	2.084.263	1.782.541	1.484.006	1.188.633	896.394	607.264	321.217	38.227	63.568	-2.144	-62.203	6.064	-18.881
Intereses	-															
EBT	-	2.697.376	2.389.199	2.084.263	1.782.541	1.484.006	1.188.633	896.394	607.264	321.217	38.227	63.568	-2.144	-62.203	6.064	-18.881
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	-	674.344	597.300	521.066	445.635	371.002	297.158	224.099	151.816	80.304	9.557	15.892	0	0	1.516	0
4.-FLUJO DE CAJA	-17.710.000	2.554.332	2.323.199	2.094.497	1.868.206	1.644.305	1.422.775	1.203.596	986.748	772.213	559.970	578.976	529.156	469.097	535.848	512.419
Margen EBITDA		86%	85%	84%	83%	82%	80%	78%	74%	70%	62%	63%	60%	57%	60%	59%

Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	24.540.513	24.405.540	24.271.310	24.137.818	24.005.060	23.873.032	23.741.730	23.611.151	23.481.289	23.352.142	23.223.705	23.095.975	22.968.947	22.842.618	22.716.983	22.592.040
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	41,76	45,00	49,23	48,51	44,28	43,01	41,75	40,48	39,22	37,95	36,69	35,42	34,16	32,89	31,63	35,42
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	33	36	39	39	35	34	33	32	31	30	29	28	27	26	25	28
Ingresos Totales	819.849	878.599	955.901	936.740	850.355	821.516	792.968	764.710	736.738	709.051	681.646	654.521	627.674	601.103	574.805	640.240
2.- COSTES																
CAPEX [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.771.000
Operación y mantenimiento (O&M)	187.613	189.489	191.384	193.297	195.230	197.183	199.155	201.146	203.158	205.189	207.241	209.313	211.407	213.521	215.656	217.812
Gastos de gestión	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Contratos de seguros	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565
Costes de arrendamiento	1.716	1.750	1.785	1.821	1.857	1.895	1.932	1.971	2.011	2.051	2.092	2.134	2.176	2.220	2.264	2.309
Agente mercado	24.541	24.406	24.271	24.138	24.005	23.873	23.742	23.611	23.481	23.352	23.224	23.096	22.969	22.843	22.717	22.592
Pago al operador del mercado	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	3.926	3.905	3.883	3.862	3.841	3.820	3.799	3.778	3.757	3.736	3.716	3.695	3.675	3.655	3.635	3.615
Impuesto de generación	57.389	61.502	66.913	65.572	59.525	57.506	55.508	53.530	51.572	49.634	47.715	45.817	43.937	42.077	40.236	44.817
Consumo eléctrico	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Otros costes	7.028	7.155	7.308	7.327	7.252	7.258	7.265	7.273	7.282	7.291	7.302	7.314	7.327	7.340	7.355	7.498
OPEX [€]	358.429	364.891	372.703	373.653	369.830	370.142	370.501	370.907	371.361	371.863	372.412	373.010	373.655	374.348	375.089	382.409
3.-EBITDA	461.421	513.709	583.198	563.087	480.525	451.374	422.467	393.802	365.377	337.188	309.234	281.512	254.020	226.755	199.715	2.028.831
Amortización	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300
EBIT	-69.879	-17.591	51.898	31.787	-50.775	-79.926	-108.833	-137.498	-165.923	-194.112	-222.066	-249.788	-277.280	-304.545	-331.585	1.497.531
Intereses																
EBT	-69.879	-17.591	51.898	31.787	-50.775	-79.926	-108.833	-137.498	-165.923	-194.112	-222.066	-249.788	-277.280	-304.545	-331.585	1.497.531
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	0	0	12.975	7.947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	374.383
4.-FLUJO DE CAJA	461.421	513.709	570.224	555.140	480.525	451.374	422.467	393.802	365.377	337.188	309.234	281.512	254.020	226.755	199.715	1.654.448

Escenario: CAPEX -15%																
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	-	26.657.034	26.510.420	26.364.613	26.219.608	26.075.400	25.931.985	25.789.359	25.647.518	25.506.456	25.366.171	25.226.657	25.087.910	24.949.927	24.812.702	24.676.232
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	212,43	196,24	180,04	163,85	147,66	131,46	115,27	99,07	82,88	66,69	50,49	52,40	48,90	45,70	50,20	49,10
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	170	157	144	131	118	105	92	79	66	53	40	42	39	37	40	39
Ingresos Totales	-	4.184.861	3.818.403	3.455.848	3.097.166	2.742.325	2.391.294	2.044.041	1.700.536	1.360.747	1.024.644	1.057.501	981.439	912.169	996.478	969.282
2.- COSTES																
CAPEX [€]	-15.053.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento (O&M)	-	161.600	163.216	164.848	166.497	168.162	169.843	171.542	173.257	174.990	176.740	178.507	180.292	182.095	183.916	185.755
Gastos de gestión	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Contratos de seguros	-	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580
Costes de arrendamiento	-	1.275	1.301	1.327	1.353	1.380	1.408	1.436	1.465	1.494	1.524	1.554	1.585	1.617	1.649	1.682
Agente mercado	-	26.657	26.510	26.365	26.220	26.075	25.932	25.789	25.648	25.506	25.366	25.227	25.088	24.950	24.813	24.676
Pago al operador del mercado	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	-	4.265	4.242	4.218	4.195	4.172	4.149	4.126	4.104	4.081	4.059	4.036	4.014	3.992	3.970	3.948
Impuesto de generación	-	292.940	267.288	241.909	216.802	191.963	167.391	143.083	119.038	95.252	71.725	74.025	68.701	63.852	69.753	67.850
Consumo eléctrico	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Otros costes	-	11.049	10.574	10.104	9.640	9.182	8.730	8.284	7.843	7.408	6.979	7.066	7.002	6.947	7.108	7.114
OPEX [€]	-	563.514	539.262	515.311	491.658	468.302	445.241	422.473	399.995	377.806	355.904	360.370	357.082	354.304	362.516	362.792
3.-EBITDA	-	3.621.347	3.279.140	2.940.537	2.605.508	2.274.023	1.946.053	1.621.568	1.300.540	982.941	668.740	697.132	624.357	557.865	633.962	606.491
Amortización	-	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605
EBIT	-	3.169.742	2.827.535	2.488.932	2.153.903	1.822.418	1.494.448	1.169.963	848.935	531.336	217.135	245.527	172.752	106.260	182.357	154.886
Intereses	-															
EBT	-	3.169.742	2.827.535	2.488.932	2.153.903	1.822.418	1.494.448	1.169.963	848.935	531.336	217.135	245.527	172.752	106.260	182.357	154.886
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	-	792.436	706.884	622.233	538.476	455.605	373.612	292.491	212.234	132.834	54.284	61.382	43.188	26.565	45.589	38.721
4.-FLUJO DE CAJA	-15.053.500	2.828.912	2.572.257	2.318.304	2.067.032	1.818.419	1.572.441	1.329.077	1.088.307	850.107	614.456	635.750	581.169	531.300	588.373	567.769

Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	24.540.513	24.405.540	24.271.310	24.137.818	24.005.060	23.873.032	23.741.730	23.611.151	23.481.289	23.352.142	23.223.705	23.095.975	22.968.947	22.842.618	22.716.983	22.592.040
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	46,40	50,00	54,70	53,90	49,20	47,79	46,39	44,98	43,58	42,17	40,77	39,36	37,95	36,55	35,14	39,36
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	37	40	44	43	39	38	37	36	35	34	33	31	30	29	28	31
Ingresos Totales	910.944	976.222	1.062.113	1.040.823	944.839	912.796	881.076	849.678	818.598	787.835	757.385	727.246	697.416	667.892	638.672	711.378
2.- COSTES																
CAPEX [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.505.350
Operación y mantenimiento (O&M)	187.613	189.489	191.384	193.297	195.230	197.183	199.155	201.146	203.158	205.189	207.241	209.313	211.407	213.521	215.656	217.812
Gastos de gestión	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Contratos de seguros	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580

Costes de arrendamiento	1.716	1.750	1.785	1.821	1.857	1.895	1.932	1.971	2.011	2.051	2.092	2.134	2.176	2.220	2.264	2.309
Agente mercado	24.541	24.406	24.271	24.138	24.005	23.873	23.742	23.611	23.481	23.352	23.224	23.096	22.969	22.843	22.717	22.592
Pago al operador del mercado	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	3.926	3.905	3.883	3.862	3.841	3.820	3.799	3.778	3.757	3.736	3.716	3.695	3.675	3.655	3.635	3.615
Impuesto de generación	63.766	68.336	74.348	72.858	66.139	63.896	61.675	59.477	57.302	55.148	53.017	50.907	48.819	46.752	44.707	49.796
Consumo eléctrico	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Otros costes	7.076	7.212	7.377	7.393	7.304	7.306	7.308	7.312	7.317	7.322	7.329	7.336	7.345	7.354	7.364	7.518
OPEX[€]	360.868	367.796	376.222	377.020	372.512	372.595	372.727	372.910	373.142	373.424	373.756	374.138	374.570	375.052	375.585	383.424
3.-EBITDA	550.076	608.425	685.891	663.802	572.327	540.201	508.349	476.768	445.456	414.411	383.629	353.108	322.846	292.840	263.087	1.833.304
Amortización	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605
EBIT	98.471	156.820	234.286	212.197	120.722	88.596	56.744	25.163	-6.149	-37.194	-67.976	-98.497	-128.759	-158.765	-188.518	1.381.699
Intereses																
EBT	98.471	156.820	234.286	212.197	120.722	88.596	56.744	25.163	-6.149	-37.194	-67.976	-98.497	-128.759	-158.765	-188.518	1.381.699
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	24.618	39.205	58.571	53.049	30.181	22.149	14.186	6.291	0	0	0	0	0	0	0	345.425
4.-FLUJO DE CAJA	525.458	569.220	627.319	610.753	542.147	518.052	494.163	470.477	445.456	414.411	383.629	353.108	322.846	292.840	263.087	1.487.879

Escenario: Precio del mercado eléctrico +10%																
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	-	26.657.034	26.510.420	26.364.613	26.219.608	26.075.400	25.931.985	25.789.359	25.647.518	25.506.456	25.366.171	25.226.657	25.087.910	24.949.927	24.812.702	24.676.232
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	233,67	215,86	198,05	180,23	162,42	144,61	126,79	108,98	91,17	73,36	55,54	57,64	53,79	50,27	55,22	54,01
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	187	173	158	144	130	116	101	87	73	59	44	46	43	40	44	43
Ingresos Totales	-	4.603.348	4.200.243	3.801.433	3.406.883	3.016.558	2.630.424	2.248.445	1.870.589	1.496.822	1.127.109	1.163.252	1.079.583	1.003.386	1.096.126	1.066.211
2.- COSTES																
CAPEX [€]	-17.710.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento (O&M)	-	161.600	163.216	164.848	166.497	168.162	169.843	171.542	173.257	174.990	176.740	178.507	180.292	182.095	183.916	185.755
Gastos de gestión	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Contratos de seguros	-	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565
Costes de arrendamiento	-	1.275	1.301	1.327	1.353	1.380	1.408	1.436	1.465	1.494	1.524	1.554	1.585	1.617	1.649	1.682
Agente mercado	-	26.657	26.510	26.365	26.220	26.075	25.932	25.789	25.648	25.506	25.366	25.227	25.088	24.950	24.813	24.676
Pago al operador del mercado	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	-	4.265	4.242	4.218	4.195	4.172	4.149	4.126	4.104	4.081	4.059	4.036	4.014	3.992	3.970	3.948
Impuesto de generación	-	322.234	294.017	266.100	238.482	211.159	184.130	157.391	130.941	104.778	78.898	81.428	75.571	70.237	76.729	74.635
Consumo eléctrico	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Otros costes	-	11.715	11.188	10.668	10.154	9.646	9.145	8.650	8.161	7.678	7.202	7.294	7.219	7.155	7.327	7.329
OPEX [€]	-	597.459	570.590	544.050	517.836	491.947	466.380	441.132	416.202	391.587	367.285	371.985	368.154	364.882	373.696	373.777
3.-EBITDA	-	4.005.889	3.629.653	3.257.383	2.889.046	2.524.611	2.164.044	1.807.314	1.454.388	1.105.235	759.824	791.267	711.429	638.505	722.430	692.434

Amortización	-	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300
EBIT	-	3.474.589	3.098.353	2.726.083	2.357.746	1.993.311	1.632.744	1.276.014	923.088	573.935	228.524	259.967	180.129	107.205	191.130	161.134
Intereses	-															
EBT	-	3.474.589	3.098.353	2.726.083	2.357.746	1.993.311	1.632.744	1.276.014	923.088	573.935	228.524	259.967	180.129	107.205	191.130	161.134
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	-	868.647	774.588	681.521	589.437	498.328	408.186	319.003	230.772	143.484	57.131	64.992	45.032	26.801	47.783	40.283
4.-FLUJO DE CAJA	-17.710.000	3.137.242	2.855.065	2.575.862	2.299.610	2.026.283	1.755.858	1.488.310	1.223.616	961.751	702.693	726.275	666.397	611.704	674.648	652.150

Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	24.540.513	24.405.540	24.271.310	24.137.818	24.005.060	23.873.032	23.741.730	23.611.151	23.481.289	23.352.142	23.223.705	23.095.975	22.968.947	22.842.618	22.716.983	22.592.040
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	51,04	55,00	60,17	59,29	54,12	52,57	51,03	49,48	47,93	46,39	44,84	43,30	41,75	40,20	38,66	43,30
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	41	44	48	47	43	42	41	40	38	37	36	35	33	32	31	35
Ingresos Totales	1.002.038	1.073.844	1.168.324	1.144.905	1.039.323	1.004.075	969.184	934.645	900.458	866.618	833.123	799.971	767.158	734.681	702.539	782.516
2.- COSTES																
CAPEX [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.771.000
Operación y mantenimiento (O&M)	187.613	189.489	191.384	193.297	195.230	197.183	199.155	201.146	203.158	205.189	207.241	209.313	211.407	213.521	215.656	217.812
Gastos de gestión	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Contratos de seguros	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565	26.565
Costes de arrendamiento	1.716	1.750	1.785	1.821	1.857	1.895	1.932	1.971	2.011	2.051	2.092	2.134	2.176	2.220	2.264	2.309
Agente mercado	24.541	24.406	24.271	24.138	24.005	23.873	23.742	23.611	23.481	23.352	23.224	23.096	22.969	22.843	22.717	22.592
Pago al operador del mercado	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	3.926	3.905	3.883	3.862	3.841	3.820	3.799	3.778	3.757	3.736	3.716	3.695	3.675	3.655	3.635	3.615
Impuesto de generación	70.143	75.169	81.783	80.143	72.753	70.285	67.843	65.425	63.032	60.663	58.319	55.998	53.701	51.428	49.178	54.776
Consumo eléctrico	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Otros costes	7.283	7.428	7.605	7.618	7.516	7.513	7.511	7.511	7.511	7.512	7.514	7.518	7.522	7.527	7.534	7.697
OPEX [€]	371.437	378.831	387.870	388.516	383.322	383.177	383.083	383.041	383.051	383.113	383.228	383.395	383.614	383.885	384.209	392.568
3.-EBITDA	630.601	695.013	780.454	756.389	656.001	620.899	586.101	551.605	517.407	483.505	449.895	416.576	383.544	350.796	318.330	2.160.948
Amortización	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300	531.300
EBIT	99.301	163.713	249.154	225.089	124.701	89.599	54.801	20.305	-13.893	-47.795	-81.405	-114.724	-147.756	-180.504	-212.970	1.629.648
Intereses																
EBT	99.301	163.713	249.154	225.089	124.701	89.599	54.801	20.305	-13.893	-47.795	-81.405	-114.724	-147.756	-180.504	-212.970	1.629.648
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	24.825	40.928	62.288	56.272	31.175	22.400	13.700	5.076	0	0	0	0	0	0	0	407.412
4.-FLUJO DE CAJA	605.776	654.084	718.165	700.116	624.825	598.499	572.401	546.528	517.407	483.505	449.895	416.576	383.544	350.796	318.330	1.753.536

Escenario: CAPEX - 15% y precio mercado eléctrico + 10%																
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	-	26.657.034	26.510.420	26.364.613	26.219.608	26.075.400	25.931.985	25.789.359	25.647.518	25.506.456	25.366.171	25.226.657	25.087.910	24.949.927	24.812.702	24.676.232
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	233,67	215,86	198,05	180,23	162,42	144,61	126,79	108,98	91,17	73,36	55,54	57,64	53,79	50,27	55,22	54,01
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	187	173	158	144	130	116	101	87	73	59	44	46	43	40	44	43
Ingresos Totales	-	4.603.348	4.200.243	3.801.433	3.406.883	3.016.558	2.630.424	2.248.445	1.870.589	1.496.822	1.127.109	1.163.252	1.079.583	1.003.386	1.096.126	1.066.211
2.- COSTES																
CAPEX [€]	-15.053.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación y mantenimiento (O&M)	-	161.600	163.216	164.848	166.497	168.162	169.843	171.542	173.257	174.990	176.740	178.507	180.292	182.095	183.916	185.755
Gastos de gestión	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Contratos de seguros	-	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580
Costes de arrendamiento	-	1.275	1.301	1.327	1.353	1.380	1.408	1.436	1.465	1.494	1.524	1.554	1.585	1.617	1.649	1.682
Agente mercado	-	26.657	26.510	26.365	26.220	26.075	25.932	25.789	25.648	25.506	25.366	25.227	25.088	24.950	24.813	24.676
Pago al operador del mercado	-	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	-	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	-	4.265	4.242	4.218	4.195	4.172	4.149	4.126	4.104	4.081	4.059	4.036	4.014	3.992	3.970	3.948
Impuesto de generación	-	322.234	294.017	266.100	238.482	211.159	184.130	157.391	130.941	104.778	78.898	81.428	75.571	70.237	76.729	74.635
Consumo eléctrico	-	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.443	21.657	21.874	22.092	22.313	22.537	22.762	22.989	23.219
Otros costes	-	11.635	11.108	10.588	10.074	9.566	9.065	8.570	8.081	7.598	7.122	7.214	7.139	7.075	7.248	7.249
OPEX [€]	-	593.394	566.526	539.986	513.772	487.883	462.315	437.067	412.137	387.522	363.220	367.920	364.090	360.817	369.631	369.712
3.-EBITDA	-	4.009.953	3.633.717	3.261.447	2.893.111	2.528.675	2.168.108	1.811.378	1.458.452	1.109.300	763.889	795.331	715.493	642.569	726.495	696.498
Amortización	-	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605
EBIT	-	3.558.348	3.182.112	2.809.842	2.441.506	2.077.070	1.716.503	1.359.773	1.006.847	657.695	312.284	343.726	263.888	190.964	274.890	244.893
Intereses	-															
EBT	-	3.558.348	3.182.112	2.809.842	2.441.506	2.077.070	1.716.503	1.359.773	1.006.847	657.695	312.284	343.726	263.888	190.964	274.890	244.893
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	-	889.587	795.528	702.461	610.376	519.268	429.126	339.943	251.712	164.424	78.071	85.932	65.972	47.741	68.722	61.223
4.-FLUJO DE CAJA	-15.053.500	3.120.366	2.838.189	2.558.987	2.282.734	2.009.408	1.738.983	1.471.435	1.206.740	944.876	685.818	709.400	649.521	594.828	657.772	635.275

Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1.-INGRESOS																
Producción estimada [kWh]	24.540.513	24.405.540	24.271.310	24.137.818	24.005.060	23.873.032	23.741.730	23.611.151	23.481.289	23.352.142	23.223.705	23.095.975	22.968.947	22.842.618	22.716.983	22.592.040
Precio medio del mercado eléctrico [€/MWh]	51,04	55,00	60,17	59,29	54,12	52,57	51,03	49,48	47,93	46,39	44,84	43,30	41,75	40,20	38,66	43,30
Coeficiente de apuntamiento	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Precio medio del mercado fotovoltaico (€/MWh)	41	44	48	47	43	42	41	40	38	37	36	35	33	32	31	35
Ingresos Totales	1.002.038	1.073.844	1.168.324	1.144.905	1.039.323	1.004.075	969.184	934.645	900.458	866.618	833.123	799.971	767.158	734.681	702.539	782.516
2.- COSTES																
CAPEX [€]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.505.350
Operación y mantenimiento (O&M)	187.613	189.489	191.384	193.297	195.230	197.183	199.155	201.146	203.158	205.189	207.241	209.313	211.407	213.521	215.656	217.812
Gastos de gestión	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Contratos de seguros	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580	22.580

Costes de arrendamiento	1.716	1.750	1.785	1.821	1.857	1.895	1.932	1.971	2.011	2.051	2.092	2.134	2.176	2.220	2.264	2.309
Agente mercado	24.541	24.406	24.271	24.138	24.005	23.873	23.742	23.611	23.481	23.352	23.224	23.096	22.969	22.843	22.717	22.592
Pago al operador del mercado	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347
Pago al operador del sistema (fijo)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Pago al operador del sistema (variable)	3.926	3.905	3.883	3.862	3.841	3.820	3.799	3.778	3.757	3.736	3.716	3.695	3.675	3.655	3.635	3.615
Impuesto de generación	70.143	75.169	81.783	80.143	72.753	70.285	67.843	65.425	63.032	60.663	58.319	55.998	53.701	51.428	49.178	54.776
Consumo eléctrico	23.452	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894	25.143	25.395	25.649	25.905	26.164	26.426	26.690	26.957	27.227
Otros costes	7.203	7.348	7.526	7.538	7.436	7.434	7.432	7.431	7.431	7.432	7.435	7.438	7.442	7.447	7.454	7.618
OPEX [€]	367.372	374.767	383.805	384.452	379.258	379.112	379.018	378.976	378.987	379.049	379.163	379.330	379.549	379.821	380.145	388.503
3.-EBITDA	634.666	699.077	784.518	760.453	660.065	624.963	590.165	555.669	521.471	487.569	453.960	420.640	387.608	354.860	322.394	1.899.363
Amortización	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605	451.605
EBIT	183.061	247.472	332.913	308.848	208.460	173.358	138.560	104.064	69.866	35.964	2.355	-30.965	-63.997	-96.745	-129.211	1.447.758
Intereses																
EBT	183.061	247.472	332.913	308.848	208.460	173.358	138.560	104.064	69.866	35.964	2.355	-30.965	-63.997	-96.745	-129.211	1.447.758
Impuestos (25% impuesto de sociedades)	45.765	61.868	83.228	77.212	52.115	43.339	34.640	26.016	17.467	8.991	589	0	0	0	0	361.939
4.-FLUJO DE CAJA	588.901	637.209	701.290	683.241	607.950	581.623	555.525	529.653	504.005	478.578	453.371	420.640	387.608	354.860	322.394	1.537.423

11. Bibliografía

A continuación, se detalla la bibliografía empleada para la realización de este trabajo:

- Acciona. (2020). *PLANTA FOTOVOLTAICA FLOTANTE SIERRA BRAVA*.
https://www.acciona.com/es/proyectos/planta-fotovoltaica-flotante-sierra-brava/?_adin=02021864894.
- Bp. (2022). *Statistical Review of World Energy 2022*.
- BP Energy. (2021). *Statistical Review of World Energy. BP Energy outlook 2021*.
- Ciel&Terre International. (2023). <https://ciel-et-terre.net>. <https://ciel-et-terre.net>
- Comisión Europea. (2023). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- Comision Europea. (2023). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2023). *ACUERDO POR EL QUE SE PUBLICA EL PRECIO MEDIO ANUAL DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO PARA EL AÑO 2022 EN APLICACIÓN DEL ARTÍCULO 22.4 DEL 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*.
- Eaton. (2023a). *About us*. <https://www.eaton.com/es/es-es/company/about-us.html>
- Eaton. (2023b). *PV-16A10F85L*. <https://www.eaton.com/de/en-gb/skuPage.PV-16A10F85L.html>
- EDP. (2022). *Parque Fotovoltaico Flotante en Alqueva*.
<https://www.edpr.com/es/news/2022/07/15>.
- INE. (2022). *INE*. <https://www.ine.es/>
- Instituto Geográfico Nacional. (2020). *Embalses españoles con capacidad superior a 50 hm³*. <https://www.ign.es/web/ign/portal/inicio>
- Junta de Castilla y León. (2010). *Características de la Presa de Aguilar del Campoo*.
- Longi. (2023). <https://www.longi.com/es/>. <https://www.longi.com/es/>
- Ministerio de Agricultura, pesca y alimentación. (2023). *Sistema de Información Agroclimática para el Regadío*.
<https://eportal.mapa.gob.es/websiar/SeleccionParametrosMap.aspx?dst=1>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Sistema Automático de Información del Duero*. <https://www.saihduero.es/risr/EM062>
- Naciones unidas. (2015). *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>.
- Oficina económica de España en el exterior. (2019). *Construcción de la mayor planta fotovoltaica flotante en el lago Saemangeum*.
<https://www.icex.es/icex/es/navegacion-principal/todos-nuestros-servicios/informacion-de-mercados/paises/navegacion-principal/noticias/NEW2019827392.html?idPais=KR>.
- OMIE. (2023). *OMIE*. <https://www.omie.es>
- ONU. (2015). *Sustainable Development Goals*.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>
- Ormazabal. (2023). *Catálogo Ormazabal*.
<https://www.ormazabal.com/product/aplicaciones-de-potencia/>
- Prysmian Group. (2023). *Cables y accesorios para instalaciones fotovoltaicas*.
- PrysmianGroup. (2023). *Prysmian Group*. <https://es.prysmiangroup.com>

Red Eléctrica España. (2023). *<https://www.ree.es>*.

Red Eléctrica Española. (2021). *Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Sumario Ejecutivo*.

SungrowPower. (2023). *<https://spa.sungrowpower.com>*. *<https://spa.sungrowpower.com>*