



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial**

Diseño de un sistema fotovoltaico sobre tejado de nave industrial en régimen de venta a red.

TRABAJO FIN DE MASTER

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

Autor: Iván Mosquera Hoyos

Director: Antonio Urbina Yeregui

Cartagena, 9 de septiembre de 2021

Índice

1	Antecedentes.	5
1.1	La red de distribución en Canarias.....	7
2	Objetivo del trabajo.	10
3	Metodología.	11
3.1	Enfoque del diseño.	11
3.2	Datos y fuentes empleados en el estudio.....	11
3.3	Herramientas de software utilizadas para el diseño fotovoltaico.....	14
3.4	Herramientas empleadas para el cálculo de la estructura.....	14
4	Definición del proyecto.	16
4.1	Definición del emplazamiento.	16
4.2	Cubierta y emplazamiento de los paneles solares. Cálculo estructural. 18	
4.3	Tratamiento y obtención de datos de irradiancia.	20
5	Estudio previo.....	23
5.1	Selección de materiales a emplear.	23
5.2	Diseño del sistema.	24
5.3	Conclusiones del estudio previo.	27
6	Diseño de la instalación.....	28
6.1	Diseño con PVsyst.	28
6.2	Resultados de la simulación.....	36
6.3	Conclusión del diseño de la instalación.	37
7	Balance económico.	38
7.1	Establecimiento de variables económicas.....	38
7.2	Herramientas para el cálculo de rentabilidad del proyecto.....	40
7.3	Gastos.	41
7.4	Conclusiones del cálculo económico.	45
8	Comparando tecnologías de generación de energía.	46
8.1	LCOE	46
8.2	VALCOE	49
9	Balance ambiental.....	52
9.1	Cálculo de CO ₂ y Tep.	52
9.2	Emisiones de NO _x SO _x	53
10	Anexo I. Hojas de especificaciones.	55

11	Anexo II. Presupuestos.....	56
12	Anexo III. Cálculo económico.	58
14	Bibliografía.	60
15	Tabla de ilustraciones.....	63
16	Índice de tablas.	65

1 Antecedentes.

La implantación de la energía solar fotovoltaica se encuentra en expansión, cada vez más acelerada, desde hace más de dos décadas. Es cada vez más común el uso de esta tecnología con diferentes fines. Aproximadamente, 10 de los países europeos más representativos han instalado un 90% de las instalaciones fotovoltaicas que se han puesto en marcha desde el año 2019. Especialmente el crecimiento se ve acusado en nuestro país. En gran parte, esto tiene que ver con las nuevas regulaciones de autoconsumo y la nueva normativa.

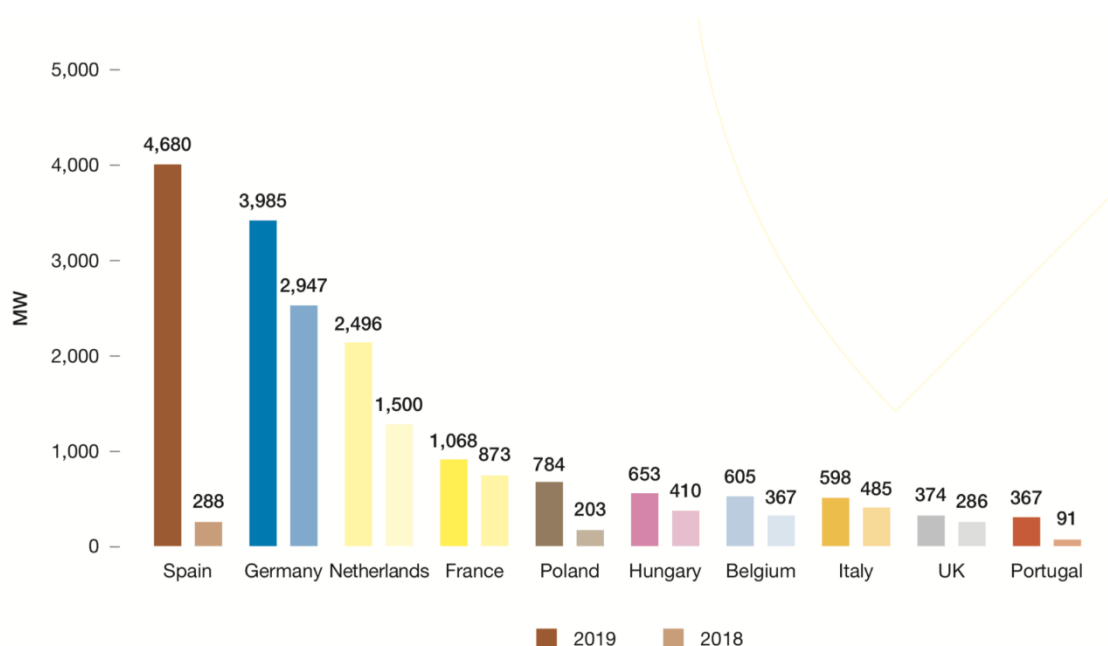


Ilustración 1-1 Potencia instalada por países en 2019 y 2018 [1]

La situación geográfica y la meteorología en España, además del precio de la electricidad hacen de este país un lugar idóneo para la explotación de la energía solar fotovoltaica.

En un principio, las únicas aplicaciones de la energía solar fotovoltaica fueron aquellas en que este era el único método para producir energía eléctrica. Por la expansión de esta tecnología, investigaciones posteriores y la “economía de escala”, los productos relacionados con este tipo de tecnologías se han abaratado con los años de manera muy importante. De la unión de este abaratamiento de la tecnología y la mayor conciencia social existente con respecto al problema medioambiental de los combustibles tradicionales, surge el interés del aprovechamiento de superficies ya construidas para generar energía y suministrarla a la red.

Esta tecnología atraía en principio a grandes inversores o pequeños consumidores en régimen de autoconsumo, si bien esta tendencia está cambiando. Con los precios de la electricidad aumentando fuertemente en los últimos tiempos existen cada vez más pequeños inversores que buscan invertir en instalaciones fotovoltaicas.

En este campo, y para estas condiciones, se pueden instalar diversas tecnologías, que distan entre sí por su rendimiento, instalación y operación así como el tiempo de vida útil. Estas tecnologías están en algunos casos muy desarrolladas y extendidas como es el caso del Silicio (monocristalino y policristalino), mientras que en otros, como es el caso de las tecnologías de lámina delgada, es menos extendida su utilización[2] [3].

En la actualidad, las placas solares más utilizadas son las de Silicio monocristalino y policristalino por su estandarización y facilidad de instalación y manejo. Además, el conocimiento que se tiene de estas tecnologías hace que sea simple operar con ellas para el usuario final. En el caso de las placas solares de Silicio monocristalino el rendimiento del sistema es mayor pero también lo es su coste, en comparación con las de Silicio policristalino. [4]

Debido a la concienciación social, en este tipo de proyectos se hace necesario realizar un estudio completo del impacto negativo que pueda genera la producción con este tipo de sistema y la energía que se obtiene. Aquí se emplean distintos indicadores del coste de generación de la electricidad para comparar los sistemas que se pueden instalar. Para ello se considera útil emplear herramientas como el LCOE y el VALCOE. [5]

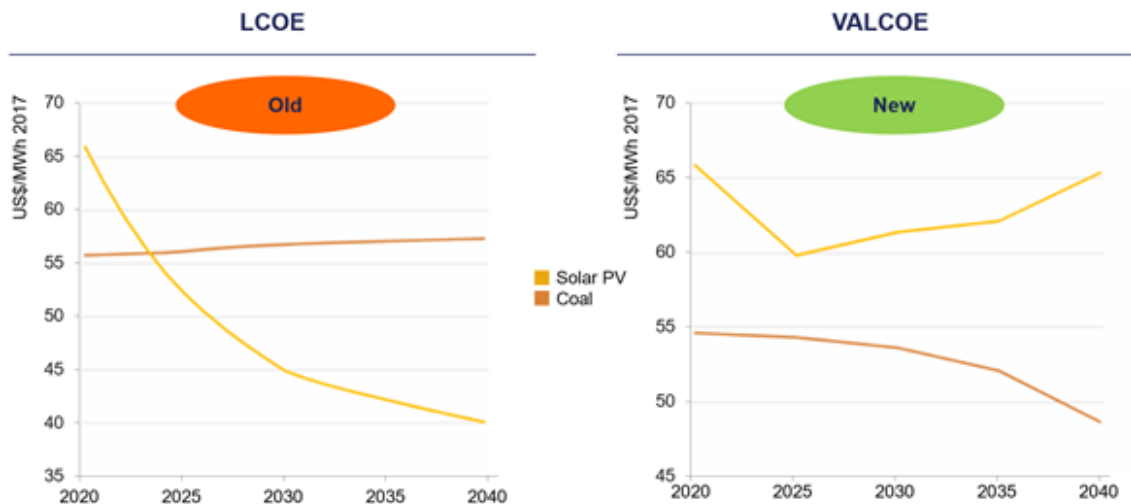


Ilustración 1-2 LCOE vs VALCOE en la generación con carbón y fotovoltaica, estimación a futuro (2017) [6]

Añadido a esto, cada vez más, se plantea de manera extendida el concepto de generación distribuida. La generación de la electricidad próxima a los lugares de consumo puede minimizar la dependencia de enormes redes de distribución. Con ello se reducen las pérdidas por transporte y transformación de la energía y además se desvincula el crecimiento de lugares con alta demanda energética con la dependencia de una importante red de distribución de energía eléctrica. En este caso, el lugar donde se pretende instalar el sistema se encuentra en un polígono industrial, con el vínculo a la electricidad de estas zonas [7].

Es de vital importancia para el cálculo de este tipo de sistemas fotovoltaicos de generación a red la producción estimada que se va a tener a lo largo de la vida útil. Para ello existen las experiencias y manuales de los distintos productores y vendedores

de energía eléctrica. Estos ofrecen garantías de los productos que fabrican. Sobre estos datos y con los antecedentes de energía solar recibida en la zona a calcular se ofrece una estimación lo más ajustada posible a la realidad [5].

Como se ha visto a lo largo de la introducción, los conceptos de generación distribuida, inyección a red y localidad de la instalación son de vital importancia. También es de importancia resaltar la tendencia de la red eléctrica en España y diversos países a incorporar energías renovables a su mix energético.

1.1 La red de distribución en Canarias.

Debido a los motivos expuestos es necesario conocer la red en que se pretende llevar a cabo el proyecto. En este caso en Canarias, puesto que es un lugar con una red eléctrica débilmente mallada.

Red Eléctrica es el transportista y operador (TSO) en el sistema eléctrico español. Es decir, es el encargado de garantizar la continuidad y la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica en todo el territorio español.

El objetivo de esta empresa es, por tanto, transportar la electricidad en alta tensión desde los centros de producción hasta los puntos de distribución al consumidor. Por otro lado también es responsable de mantener y ampliar, si es necesario, la red de transporte.

En Canarias, esta empresa desarrolla su actividad desde dos Centros de Control Eléctrico. Estos CCE están ubicados en Gran Canaria y Tenerife. Se encargan de supervisar el sistema eléctrico coordinando esta actividad con los centros de generación distribuidos por las islas. También se encargan de mantener el equilibrio generación-demanda y el ajuste de los grupos de generación programando esto al coste mínimo. En otro orden de objetivos, REE se encarga de renovar, mantener y ampliar las instalaciones de la red de transporte y telecomunicaciones del sistema eléctrico. Por último, se encarga el despacho económico asociado a las unidades de generación.

El sistema eléctrico canario es muy peculiar. En general, es un sistema débilmente mallado y de pequeño tamaño por sus condiciones geográficas. Esto es debido a que se compone de seis sistemas eléctricamente aislados [8].

Estos sistemas son mucho menos estables y seguros dado que no están preparados para garantizar el suministro ante determinados picos de demanda o cortes de suministro en algunos elementos en particular. Para reducir las vulnerabilidades a que se enfrenta este tipo de redes frente a otras más interconectadas es clave introducir sistemas de almacenamiento de energía y desarrollar nuevas interconexiones entre las islas para mejorar este mallado de la red[8], [9].

Desde hace varios años, REE, trabaja para contribuir al progresivo cambio de modelo energético basado en las energías renovables. Con esto se trata de dar presencia a la energía generada en la propia región frente a los otros sistemas que dependen de combustibles fósiles, más caros y menos sostenibles. Además, como se

ha explicado previamente el sistema canario es muy pobre en interconexión y mallado con lo que las energías renovables pueden aportar un gran punto a favor de la estabilidad en este tipo de sistemas aislados [10]–[12].

1.1.1 El mix energético en canarias.

Puesto que el sistema eléctrico canario es totalmente independiente maneja datos distintos del sistema peninsular. Estos datos son ofrecidos anualmente por el gobierno canario. Se publican a final de año en la página oficial del gobierno. Los datos más actualizados de que se dispone actualmente son los de 2019 [13] . El formato típico de estos informes anuales es el siguiente:

1. Demanda de Energía
2. Hidrocarburos
3. Energía Eléctrica
4. Energías Renovables
5. Emisiones

Si bien es cierto que en la página de REE se obtienen también muchos de estos datos, únicamente se ofrecen datos de los últimos 6 meses. [14]

Como se puede observar la producción de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, en canarias, supone un 15,9% en el año 2019. Se aprecia que las energías renovables han incrementado su presencia en el mix desde 2009. Por el contrario disminuyen las centrales térmicas (Motores Diésel en la mayoría de los casos).

Origen	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
% Térmicas	90,69	91,31	92,37	92,25	91,26	91,65	92,06	92,28	92,23	92,16	89,68	84,14
% Refinería y cogenerac.	2,73	3,14	1,95	1,38	2,08	1,09	0,38	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00
% Renovables	6,58	5,54	5,68	6,37	6,66	7,26	7,56	7,67	7,76	7,84	10,31	15,86

Tabla 1-1 Origen de la producción de energía eléctrica en el sistema insular [13]

Durante el año 2021 al contrario de lo que viene sucediendo en hasta 2019 disminuye la cantidad de energía vertida a red procedente de energías renovables siendo un 15,3%. Por otro lado si se observa el periodo que comprende desde agosto del 2020 hasta agosto de 2021 esta cifra aumenta hasta el 18%.

Si bien el porcentaje de electricidad a partir energías renovables en canarias es de hasta un 18%, es llamativo que este proviene de la suma de un 14,3% de energía eólica frente a un 3,3% de energía solar fotovoltaica.

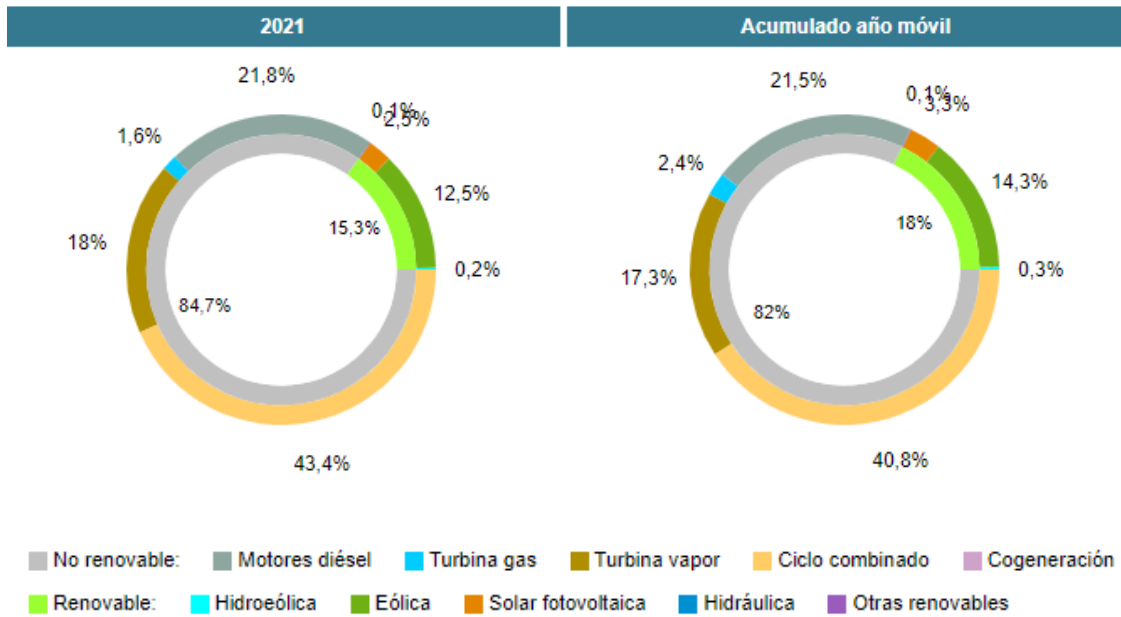


Ilustración 1-3 Estructura de generación en el sistema canario de electricidad. Año 2021 [15]

Por último, como se refleja en la Ilustración 1-4, destaca la diferencia de dependencia de fuentes de generación no renovable entre islas. En las islas menores no se produce un promedio de un 10% de energías renovables. Existen excepciones como La Gomera que emplea un 0,25% de energías renovables o El Hierro que su electricidad proviene en un 54% de energías renovables. Por el contrario en Las Palmas o Tenerife el porcentaje de producción se eleva a un 16% y 19% respectivamente.

PRODUCCIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES EN CANARIAS, AÑO 2019

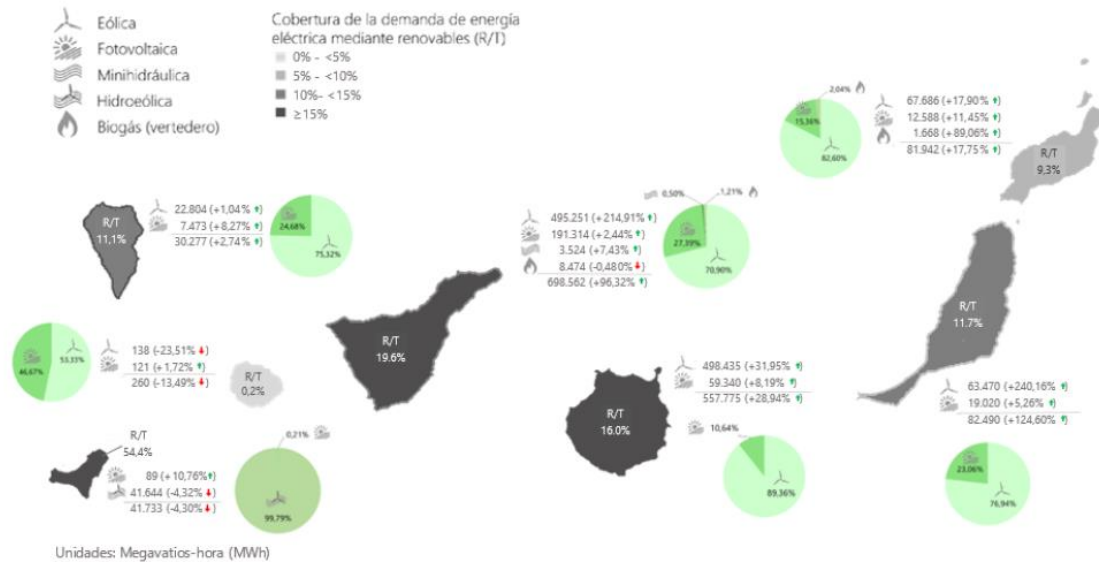


Ilustración 1-4 Producción eléctrica a partir de renovables en canarias en el año 2019 [13]

2 Objetivo del trabajo.

Conocidos estos antecedentes se propone como objetivo del trabajo la **realización del estudio, tanto económico como medioambiental, de una instalación fotovoltaica. Esta instalación tiene por objeto el vertido a red de toda la energía generada.**

Se ubicará sobre el tejado de una nave industrial, ya construida, con datos de emplazamientos y constructivos previamente dados. La ubicación será en Fuerteventura, Las Palmas. Las dimensiones son de 600 m² totalmente aprovechables, puesto que no están en uso y no existen claraboyas ni vanos.

La intención es, por tanto, en primera instancia determinar la viabilidad de la instalación en con dichos datos predefinidos y en segunda instancia evaluar los medios necesarios así como la documentación preceptiva. Por último, se pretende realizar el estudio comparativo de diferentes tecnologías fotovoltaicas.



Ilustración 2-1 Emplazamiento del proyecto. Tejado de nave industrial

Esta última parte se dividirá a su vez en dos partes. Por un lado, se realizará el estudio económico de la inversión y se comparará a nivel económico con las diferentes tecnologías existentes en el mercado. Obtenido el resultado económico se estudiará el impacto medioambiental de dicha instalación, comparando las tecnologías existentes.

3 Metodología.

A continuación se describe la metodología empleada para realizar el estudio del diseño del sistema fotovoltaico. Se detallará el proceso seguido con cada una de las herramientas empleadas. También se expondrá el tratamiento de los datos que afectan a la instalación sobre cubierta. Por último se indican las fuentes de los datos empleados, así como las herramientas de software comerciales.

3.1 Enfoque del diseño.

Se realiza el diseño del sistema fotovoltaico sobre cubierta partiendo del principal factor limitante en la instalación. En este caso el factor limitante es el tamaño de la cubierta empleada. Además del espacio disponible se tiene en cuenta la orientación de la misma. Los cálculos de orientación y elevación se realizarán tratando de optimizar la producción a lo largo del año. Se tendrán en cuenta las posibles sombras que existan en el entorno, para ello se realizarán distintos diseños minimizando los sombreados y teniendo en cuenta la interconexión de los “string”. Por último, se tendrá en cuenta también una posible limitación estructural debido al peso de los paneles.

Así, el punto de partida para el diseño de la instalación es el estudio de los planos y estructuras de la nave donde se instala el sistema.

A partir del cálculo del factor limitante, que se realizará utilizando herramientas CAD, cálculos teóricos y las medidas in situ de la propia nave, se elegirá la tecnología fotovoltaica a considerar y un modelo de módulos comerciales específicos, para los que se diseñará un sistema fotovoltaico para inyección a red. Se especificarán los componentes necesarios para la instalación.

Utilizando los datos ambientales de irradiancia y temperatura, para los componentes determinados anteriormente, se calculará la producción a lo largo de un año y se realizará un estudio del balance ambiental y de coste económico para evaluar la rentabilidad de la instalación.

En el estudio ambiental, ligado a la producción fotovoltaica se tendrá en cuenta la producción del sistema, el impacto económico estimado para este tipo de instalaciones y el impacto que generan el “mix” energético actual en las islas.

Para el coste económico se tomarán en cuenta tres escenarios para suponer el precio de la energía. Un escenario más probable en el que se mantiene la tendencia de la economía, uno optimista y uno pesimista. En estos escenarios se tendrán en cuenta variables económicas que puedan afectar al proyecto.

3.2 Datos y fuentes empleados en el estudio.

Para el estudio completo de las alternativas y posibilidades de proyecto se emplean gran cantidad de datos. A continuación se detallan por grupos los distintos datos empleados.

3.2.1 Características del emplazamiento.

Se emplean en primera instancia los planos de la nave industrial. Para ampliar la información, posteriormente, se utilizan medidas in situ de la propia nave. Además, son necesarias las medidas experimentales de los alrededores del emplazamiento.

Se emplean los datos de que se dispone de la construcción para el estudio estructural.

Por último se emplean los perfiles de terreno que ofrece PVGIS para la posición seleccionada. Estos datos también son empleados por el programa de diseño PVsyst.

3.2.2 Características de los paneles solares y BoS.

En el estudio de distintas alternativas de paneles solares y elementos de la instalación en el sistema, se emplean datos teóricos a partir de las hojas de especificaciones de los fabricantes.

Se estudiarán distintas alternativas para el diseño fotovoltaico y de entre ellas se escogerán la que mejor resultado ofrezca. Serán de importancia para el estudio de datos como el peso, tamaño, potencia pico en STC, voltajes en intensidades en STC, NOCT y pérdidas por temperatura entre otros.

Se adjuntan dichas hojas de especificaciones al proyecto en el anexo (Título 10).

3.2.3 Datos sobre irradiancia en el emplazamiento.

Para el cálculo de la radiación solar sobre el emplazamiento, se toman datos de varias fuentes. Se utilizan datos tanto de PVGIS como de la base de datos de la NASA.

PVGIS o Photovoltaic Geographical Information System por sus siglas en inglés, es un programa financiado por la Unión Europea. Este programa se encuentra online en la dirección <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> de forma gratuita en inglés, francés, español e italiano. Ofrece datos de cualquier localización en Europa y África así como parte de Asia y América. Ofrece acceso libre a datos de radiación solar y temperaturas en datos mensuales y diarios, datos sobre el año meteorológico típico en nueve variables climáticas, mapas por países y regiones atendiendo al recurso solar.

De PVGIS se han obtenido la medida de la irradiancia de cada uno de los meses desde el año 2005 hasta el año 2017. Para la obtención de los datos se han empleado las bases de datos; PVGIS-SARAH, PVGIS-CMSAF y ERA5 [16].

NASA tiene como meta principal observar, entender y modelar la Tierra para descubrir cómo está cambiando, mejorar la predicción del cambio y entender las consecuencias que esto puede tener para la Tierra. El programa Applied Sciences Program, sirve a la NASA para expandir y acelerar el conocimiento y el entendimiento en la sociedad en general. En concreto, el organismo lidera un proyecto, "Prediction Of Worldwide Energy Resources" (POWER), cuya meta es mejorar los datos disponibles para las energías renovables y combinarlos con nuevas bases de datos de nuevos sistemas satélite [17].

Así, NASA ofrece un servicio de base de datos que combina las principales bases de datos a su alcance. Ofrece un promedio de dichos datos. Las principales fuentes de NASA son SRB y FLASHFlux [18], [19].

3.2.3.1 Principales bases de datos.

PVGIS-SARAH es una base de datos de medidas 0.05° lat. x 0.05° long. Fue diseñada por “Satellite Application Facility on Climate Monitoring” (en adelante CM SAF) para Europa, África, Asia y partes de América del Sur. Se basa en la recopilación de datos de satélite sobre la irradiancia.

PVGIS-CMSAF es la segunda base de datos de medidas empleada. Posee una definición de los datos de 0.025° x 0.025° . Esta base de datos es generada por el CM SAF, y es anterior a SARAH. La variabilidad de los datos es mayor que la de SARAH, si bien es más precisa en la definición de áreas.

Por último, se emplea PVGIS-ERA5 con una resolución de los datos de 0.25° x 0.25° . Esta base de datos es generada por el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo. Proviene de un re análisis de datos obtenidos a través de medidas experimentales [16].

NASA – SRB es una de las bases de datos que emplea la NASA. Se encargó al Global Energy and Water Exchanges. Se produce en un mallado de 1° x 1° . Sus datos provienen la combinación de datos de 24 años de estudio [20].

NASA – FLASHflux proviene del proyecto de Clouds and the Earth’s Radiant Energy Systems (CERES). Son datos provenientes de los satélites Terra y Aqua. Estos datos son tratados por el proyecto CERES con arreglo a los algoritmos planteados por la NASA [21].

3.2.4 Datos sobre coste económico y balance ambiental.

Para este estudio, como se refleja anteriormente, se proponen tres escenarios económicos. Uno favorable, uno realista (o de continuidad de tendencia) y uno desfavorable. Con esto se trata de eliminar la aleatoriedad de los resultados y ofrecer, con el mejor criterio posible, un conjunto de datos para facilitar la decisión del cliente.

Para los cálculos se emplearán los datos de actualización del IPC obtenidos del Instituto Nacional de Estadística, así como la variación de precios de la electricidad obtenida del comercializador del sistema eléctrico español (OMIE) [22], [23].

En el estudio del balance ambiental, se emplearán los datos del gobierno de canarias para determinar la producción y el impacto sobre la misma.

3.2.4.1 Datos sobre producción eléctrica en canarias.

La página del gobierno de canarias ofrece el documento actualizado que trata los datos de producción eléctrica en canarias. Con esto se obtienen los datos para el cálculo del “mix” energético. [13]

Además, como se explica en el documento, puesto que las islas no están interconectadas entre sí en su mayoría de los casos, cada una de ellas funciona como un sistema independiente. Es por ello que se emplean los datos de coste de producción en €/MWh para realizar la comparativa.

El informe brinda los datos estimados de impacto ambiental por kWh de producción con energías renovables y en concreto con solar fotovoltaica. Además, por otro lado se incluye, para cada isla el impacto ambiental actual por kWh en Tep y en kg CO₂. Así, se calcula el impacto ambiental como la diferencia entre el impacto de producción de energía eléctrica con fotovoltaica y de la producción actual.

3.3 Herramientas de software utilizadas para el diseño fotovoltaico.

Para el diseño del sistema y el cálculo de la energía generada, se han utilizado las siguientes herramientas de software para diseño fotovoltaico:

- PVsyst
- PVGIS
- Sketchup

3.3.1 PVsyst.

Es un software de pago. Comercializado por la empresa PVsyst SA.

Su uso es para el diseño, estimación y cálculo de una instalación solar fotovoltaica. Este sistema permite escoger entre distintos tipos de régimen para maximizar la rentabilidad. Finalmente otorga un proyecto genérico con gráficos y esquemas de la instalación.

En este programa es necesario introducir las variables del emplazamiento y los objetos colindantes. El programa obtiene por su parte datos sobre irradiancia, temperatura y demás datos meteorológicos, así como todos los datos de la mayoría de paneles fotovoltaicos e inversores existentes en el mercado.

En este proyecto se emplea el programa PVsyst en el diseño general de la instalación fotovoltaica. También se emplea cuando se hace necesario obtener datos sobre el emplazamiento y para comparar resultados a nivel de producción estimada y cálculos realizados.

3.3.2 Sketchup.

Adicionalmente, se ha utilizado el siguiente software de diseño industrial o arquitectónico, que se ha integrado con el anterior:

Sketchup. Este software se emplea para la realización de planos y vistas del proyecto en un entorno tridimensional con el objetivo de ofrecer al cliente un entorno gráfico en el que visualizar el proyecto.

3.4 Herramientas empleadas para el cálculo de la estructura.

Se emplean herramientas informáticas para el cálculo de la estructura. Esta herramienta es el software específico CYPE. Con el empleo de estas herramientas se está utilizando, de manera indirecta, el CTE.

Principalmente, se comprueban los cálculos con el CTE. Se emplean los tomos CTE-DB, CTE-DB-AE y CTE-DB-A.

En el documento se exponen las variables tenidas en cuenta. Se dan valores para cada una de ellas y se explica el proceso seguido para el cálculo final. Puesto que el fin último no es el cálculo de estructuras se expondrán los resultados más simbólicos obtenidos. Con estos resultados se comparará la estructura existente con la necesaria mínima, que se obtendrá de los cálculos. De esta comparativa se obtendrá si es necesario reforzar la estructura. Si fuese necesario lo más común es emplear una celosía para refuerzo de la estructura. De no ser necesario se expondrán los criterios y se dará por válida la estructura existente.

4 Definición del proyecto.

El emplazamiento del proyecto se situará en Fuerteventura (Las Palmas), en la calle “El Diviso”, número 4 (en el municipio de Antigua). La posición exacta, que también se empleará para los futuros cálculos es; latitud 28.4203, longitud -13.8608. Sobre esta posición se obtendrán los datos de irradiancia y datos sobre meteorología general para los siguientes cálculos y estudios.

La instalación fotovoltaica se situará sobre una nave industrial de 20 metros de ancho por 30 de fondo. Su superficie total construida es de 600 metros cuadrados en planta. La nave industrial tiene una orientación transversal con respecto al norte. Es decir uno de los tejados tiene caída al norte y otro al sur.



Ilustración 4-1 Visualización nave industrial

La intención del propietario de la nave industrial es instalar un sistema de generación para venta de la energía a red. Se tratará de venta a red, exclusivamente, puesto que en el interior de esta nave industrial únicamente se almacenan vehículos pesados y maquinaria. Por este motivo, el consumo de energía eléctrica es mínimo. Descartamos, por tanto, el aprovechamiento de la energía eléctrica generada en la modalidad de autoconsumo.

4.1 Definición del emplazamiento.

La nave sobre la que se va a instalar el sistema tiene una planta de 600 metros cuadrados. Sus medidas son 30 metros de profundidad por 20 metros de ancho. Su tejado a dos aguas centra la parte más alta, en la dirección de profundidad (30 metros).

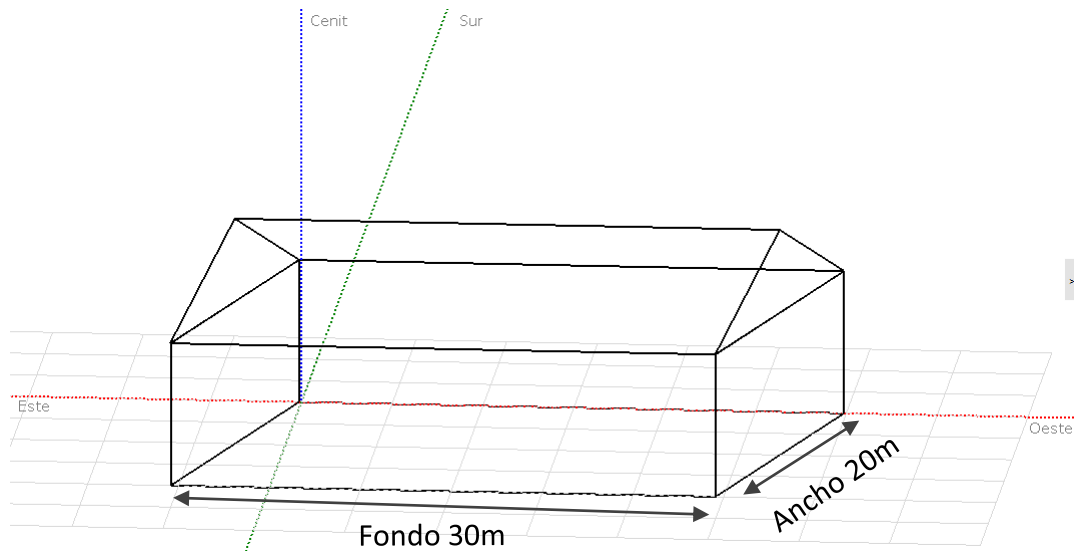


Ilustración 4-2 Dimensionamiento planta. Nave industrial

La parte más baja del tejado se encuentra a 8 metros del suelo. La parte más alta, la central se encuentra a 12,2 metros del suelo. La caída de los planos del tejado es de 25 grados con la horizontal. Como se aprecia en la figura, el frontal y la parte trasera de la nave son paralelas entre sí, pero no forman una perpendicular con las paredes. Estas finalizan esta con un ángulo de 15 grados con respecto al norte. Esto no perjudica a la orientación del tejado en ningún caso, que se mantiene transversal al sur y norte en cada caso.

Se encuentra en una calle en pendiente ascendente hacia el sur. Dicha pendiente se sitúa en aproximadamente 1 metro de altura cada 20 metros. Es decir la calle tiene una inclinación con la horizontal de 3 grados de inclinación. Este dato se tendrá en cuenta para el cálculo de sombras. Todas las inclinaciones se darán con respecto a la horizontal.

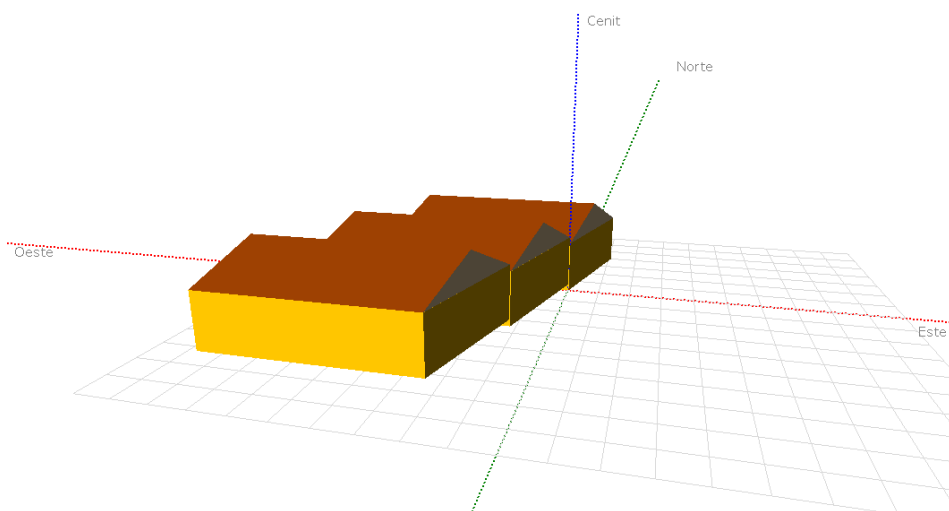


Ilustración 4-3 Vista general de edificios próximos

Se tratan estos datos de manera inicial para obtener un cálculo aproximado y solicitar presupuestos y valoraciones.

Cabe destacar, que por el emplazamiento de este proyecto se dificulta el cálculo de sombras. Esto es debido a que, como se ha estudiado, la calle, el frontal y la trasera de la nave industrial no se encuentra en la misma dirección que los tejados de las naves industriales. Además, este factor distorsiona la capacidad de incluir placas fotovoltaicas en todo el tejado por lo irregular del mismo.

Es por esto que el estudio de la instalación y sobre todo de la interconexión de los paneles es fundamental para el cálculo.

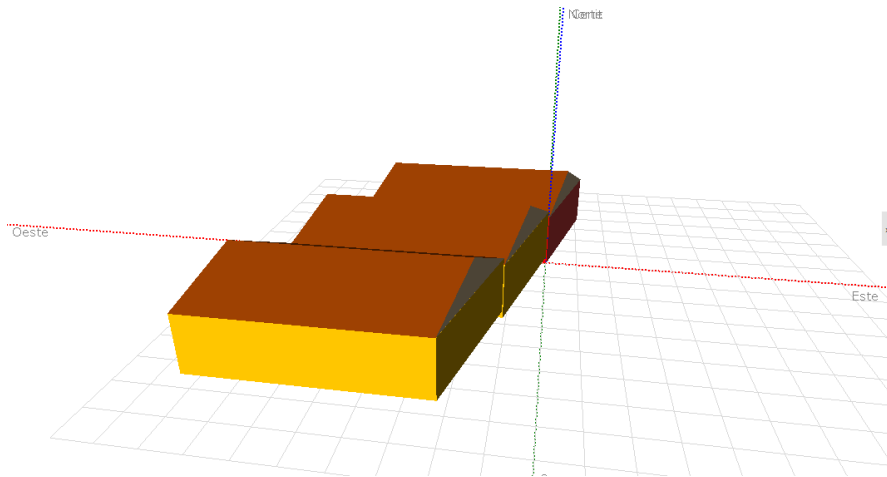


Ilustración 4-4. Vista perspectiva emplazamiento

4.2 Cubierta y emplazamiento de los paneles solares. Cálculo estructural.

Como se ha visto se tiene un emplazamiento de un tejado a dos aguas. En este caso, una cara frente al sur y otra cara en dirección al norte.

Debido a que existen limitaciones estructurales que pueden afectar a la seguridad, por la colocación de una cantidad de peso notable en las cubiertas, será necesario realizar el cálculo del límite de peso estructural soportado sobre las cubiertas. Esto se hará a fin de evitar daños que afecten a los forjados, soportes, vigas o muros de carga y que comprometan directamente la resistencia mecánica y estabilidad del edificio.

Para el cálculo se emplea el CTE y el programa CYPE.

Se toman los siguientes datos para el cálculo de cargas.

Para las cargas fijas se establece una carga fija de $0,1 \text{ kN por m}^2$. Se toma esta carga se calcula con el peso del panel de cubierta. Puesto que se desconoce el peso exacto y se calcula aproximadamente de 50 N/m^2 para paneles de tejado simples y de 100 N/m^2 para paneles sándwich se toma el valor más exigente. Por otro lado se toma el peso de los paneles fotovoltaicos. En los casos estudiados el peso del panel es de $12,5 \text{ kg/m}^2$, es decir 125 N/m^2 . Por otro lado se toma para peso de cableado y estructuras aproximadamente lo mismo. Finalmente se establece una carga estática fija de $0,35 \text{ kN/m}^2$.

Se toma la cubierta como cubierta transitable lo que añade 1 kN/m^2 de carga a la estructura.

Se establece el cálculo de vientos para la zona C con vientos de 26 a 32 m/s según CTE.

A continuación se diseña la nave en el programa escogido. Se realiza el cálculo para hallar la estructura óptima.

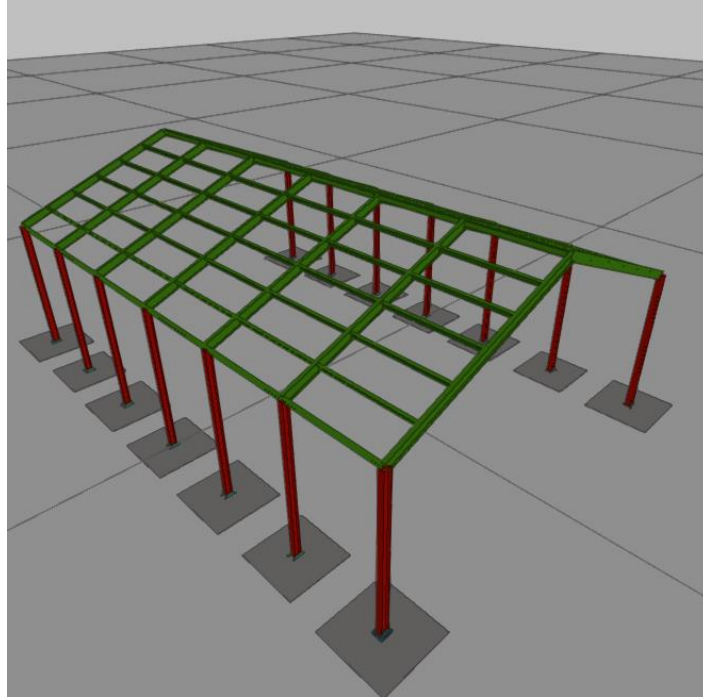


Ilustración 4-5 Diseño estructural de la nave industrial en CYPE

Tras esto se calculan los datos de las zapatas necesarias. Para este tipo de estructuras.

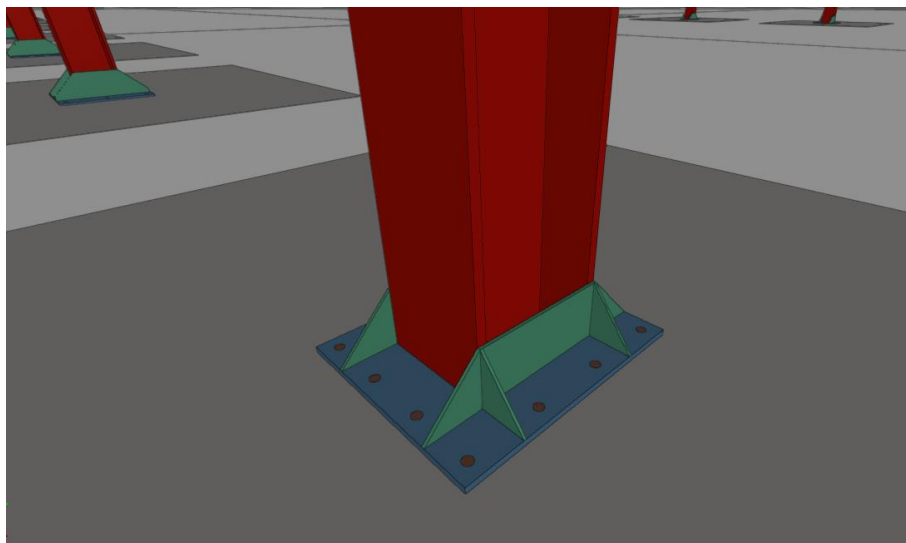


Ilustración 4-6 Detalle de cálculo de una zapata y unión

Se obtienen los siguientes resultados como mínimo:

- Para los pilares de la estructura HE 320 (S275).
- Para las vigas transversales IPE 270 (S275).
- Para las correderas IPE 200 (S275).

Puesto que los existentes son de mayor dimensión se toma como **válida la estructura existente.**

- Pilares de la estructura actuales HE 360 (S275).
- Para las vigas IPE 270 (S275).

4.3 Tratamiento y obtención de datos de irradiancia.

A continuación se presentan los datos que se emplearán en posteriores cálculos. Como se explicó en el apartado de metodología estos datos provienen de diversas fuentes, algunas abiertas como PVGIS y otras privadas como la base de datos de PVsyst. Además, se plantean algunas operaciones para mejorar la precisión de estos datos así como facilitar su integración en los cálculos posteriores.

4.3.1.1 Irradiancia promedio. Ángulo horizontal.

Se emplean las tres bases de datos de PVGIS para obtener la irradiancia promedio en el ángulo horizontal de todos los meses desde 2005 hasta 2016 (en kWh por metro cuadrado y mes, y al final en kWh por metro cuadrado y año). Además, se adjunta a la tabla el promedio con la base de datos de la NASA. Por último se añade a modo comparativo los datos obtenidos de la utilización de PVsyst. Los cálculos intermedios se encuentran adjuntos en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

	Irradiancia prom. PVGIS (kWh/ m ²)	Irradiancia prom. PVGIS-NASA (kWh/ m ²)	Irradiancia prom. PVsyst (kWh/ m ²)
Jan	120,2	116,87	114,5
Feb	132,5	132,51	132,5
Mar	187,6	183,26	182,8
Apr	206,5	204,80	192,8
May	233,7	230,14	237,1
Jun	233,2	231,21	228,1
Jul	237,4	231,52	236,8
Aug	221,5	215,84	226,5
Sep	187,0	186,09	190,3
Oct	158,5	155,52	143,9
Nov	121,2	119,60	124
Dec	109,7	107,75	106,9
Anual	2149,2	2115,1	2116,1

Tabla 4-1 Cálculo de irradiancia promedio en kWh/m² de cada mes y total anual. Fuente: base de datos de PVsyst y PVGIS-NASA

De la tabla se obtiene que la variación de los datos es pequeña. En el caso más dispar se encuentra en un 1,5 por ciento. Es decir la diferencia al final del año es de 2149,2 kWh/ m² en el caso de PVGIS mientras que en el caso del promedio de PVGIS

con NASA es de 2115,1 kWh/ m². Estos datos, teniendo en cuenta que los datos provienen de imágenes de satélites y mediciones promediadas, ofrecen un resultado bastante cercano.

4.3.1.2 Angulo óptimo. Obtención y cálculos.

Además, se obtiene para el ángulo óptimo la irradiancia promedio de PVGIS. En este caso, **el ángulo óptimo según PVGIS es de 25°**.

Para el cálculo del ángulo óptimo también se emplea la fórmula siguiente:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi|$$

- β_{opt} : inclinación óptima del panel, en grados.
- $|\phi|$: latitud en grados (sea Norte o Sur).

Se toma la latitud a la que se encuentra el emplazamiento 28.4203°. Para esta latitud la inclinación óptima de los paneles que se obtiene **23,31°**.

Como se puede apreciar, la variación del ángulo es mínima. Para estos cálculos se obtiene una diferencia de 1,69°, lo cual significa un 3% de variación si tomamos el ángulo promedio.

Por último, PVsyst toma el ángulo como óptimo para una inclinación de **26°**.

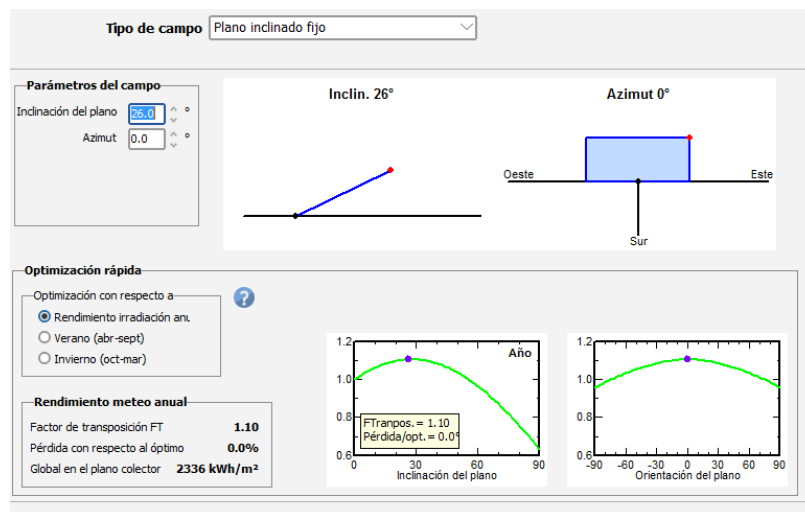


Ilustración 4-7 Cálculo del ángulo óptimo con PVsyst

Esta diferencia en el cálculo final de PSVGIS, PVsyst y la fórmula, es debido a que la fórmula es genérica y es únicamente para ofrecer una estimación inicial. PVGIS y PVsyst ofrecen un cálculo con el sumatorio de una serie de días “típicos” en los que se da finalmente la radiación total que recibiría y se optimiza para el emplazamiento. La variación final es de 1° en total.

Debido al ángulo propio de la cubierta y que la diferencia de 1° no será un factor determinante, se toma como **ángulo óptimo 25°**. Durante el proyecto se calcularán las pérdidas por inclinación.

4.3.1.3 Irradiancia promedio. Ángulo óptimo.

La base de datos de la NASA no ofrece el dato de la irradiancia en el ángulo óptimo por lo que no se tendrá en cuenta.

Irradiancia ángulo óptimo prom. PVGIS (kWh/m ² /mes)	
Jan	171,82
Feb	169,90
Mar	214,75
Apr	209,84
May	217,12
Jun	207,36
Jul	215,64
Aug	217,04
Sep	204,18
Oct	196,09
Nov	167,44
Dec	161,05
Anual	2352,22 kWh/m²/año

Tabla 4-2 Cálculo de irradiancia promedio en el ángulo óptimo (kWh/m²) [16]

4.3.2 Condiciones climatológicas del emplazamiento.

Además de la irradiancia, las condiciones meteorológicas dominantes también son importantes para este tipo de proyectos. Se tendrá en cuenta en especial la temperatura media durante el día. Esto es debido a que un factor importante de las pérdidas son las pérdidas que se generan por el aumento de la temperatura de los paneles.

Para este cálculo también utilizaremos la herramienta PVGIS, así como los datos que ofrece PVsyst.

Month	GlobH kWh/m ²	Temp °C	Wind Vel m/s
Jan	114.5	17.9	5.36
Feb	132.5	17.0	6.61
Mar	182.8	17.2	7.30
Apr	192.8	19.4	6.85
May	237.1	19.4	7.00
Jun	228.1	21.6	8.06
Jul	236.8	22.3	7.08
Aug	226.5	23.9	8.74
Sep	190.3	22.2	6.58
Oct	143.9	21.9	5.21
Nov	124.0	20.0	5.94
Dec	106.9	18.2	6.26
Anual	2116.1	20.1	6.75

Tabla 4-3 Valores empleados en cálculos futuros. Temperatura en °C y Velocidad del viento en m/s [16]

Estas variables se introducirán posteriormente en el estudio de energía obtenida a partir del sistema. Por ejemplo, en el cálculo de pérdidas por temperatura. Para los paneles elegidos es de 0,35 – 0,36 %/°C.

5 Estudio previo.

Llegado este punto y definidas las variables se tratará de realizar el cálculo del sistema a emplazar. El inversionista llegado a este punto tratará de obtener la mayor rentabilidad de la inversión. Para ello se va a realizar el consiguiente estudio previo tanto económico como de diseño.

5.1 Selección de materiales a emplear.

Para esta instalación se estima el empleo de distintos elementos. Si bien todos estos elementos afectan a la instalación, el estudio principal se centra sobre los paneles e inversor que serán los de más importancia en el cálculo.

En esta instalación por lo tanto se estima que se van a emplear los siguientes elementos:

- Inversor Trifásico Huawei 60000W
- Paneles solares (dependiendo del proyecto)
- Estructuras de paneles coplanares
- Vatímetro
- Huawei SmartLogger 3000 (opcional)
- Cable Unifilar 6 mm² SOLAR PV ZZ-F Rojo
- Cable Unifilar 6 mm² SOLAR PV ZZ-F Negro
- Conectores tipo MC4
- Cajas Estancas para interconexiones
- Tornillo para tejado metálico Roscachapa
- Cable Unifilar 50 mm² POWERFLEX RZ-1K Verde
- Cable Trenzado UTP Categoría 6
- Fusibles y porta fusibles (protección de líneas)
- Sobretensiones Weidmuller
- Caja Superficie
- Magnetotérmicos Trifásica
- Interruptor Diferencial Trifásica
- Cable unifilar 10 mm² Tierra
- Pica para toma tierra
- Tubo corrugado (aislamiento líneas).

Se considerarán las distintas ofertas para la selección de material de los restantes apartados anteriormente citados.

La selección proviene de realizar una búsqueda de proveedores solicitando presupuesto para materiales e instalación. Se estudian todas las ofertas. Para la selección de la mejor se tienen en cuenta los siguientes puntos.

- Precio de la instalación en euros/vatio.
- Pérdidas.
- Coste por MWh producido a lo largo de su vida útil.
- Garantía de paneles fotovoltaicos.

El estudio se realiza siguiendo el esquema anteriormente planteado lo que se va a desarrollar en los siguientes puntos.

5.2 Diseño del sistema.

Definido el emplazamiento y necesidades del proyecto a realizar, el siguiente hito es definir la entidad del proyecto.

Parece lógico ensayar el emplazamiento del sistema fotovoltaico en la cara sur del tejado de la nave industrial. Con este planteamiento se obtiene un área de emplazamiento posible de 30 metros en dirección Este – Oeste y 11,03 metros en inclinación 25 grados con respecto a la horizontal en dirección al norte. Es decir, 330,09 metros útiles para el emplazamiento de la instalación. Esto sería para una nave de planta recta. Como se ha definido previamente el tejado tiene una forma romboidal.

5.2.1 Cálculos previos.

Para simplificar los cálculos de espacio se tomará únicamente la sección rectangular del rombo que define el tejado. Puesto que los tamaños de los paneles genéricos tienen medidas distintas, se tomará el tamaño de cada línea en función de las medidas de cada panel.

Con este espacio disponible se pretende instalar el máximo de potencia posible. Se ha estudiado el mercado y se ofrecen dos tamaños estándar principalmente. Uno con tamaños de 2 x 1 metro y otro de 2,15 x 1,05 metros. Es necesario tener en cuenta que el fabricante recomienda un espacio mínimo entre paneles de 0,02 metros.

Así se va a tratar de optimizar el espacio disponible para ambos escenarios.

	Columnas	Filas	Columnas	Filas
Medidas panel (m)	1,022	2,028	2,028	1,022
Medidas cubierta (m)	28,91	11,03	29,45	11,03
Límite de paneles	28	5	14	10
Resultado	140	Paneles	140	Paneles

Tabla 5-1 Cálculo de número de paneles a instalar para paneles de 2m x 1m

	Columnas	Filas	Columnas	Filas
Medidas panel (m)	1,07	2,17	2,17	1,07
Medidas cubierta (m)	28,84	11,03	28,84	11,03
Límite de paneles	26	5	26	10
Resultado	130	Paneles	130	Paneles

Tabla 5-2 Cálculo de número de paneles a instalar para paneles de 2,15m x 1,05m

Para el escenario de utilización de paneles de 2 por 1 metro se tendrá un número máximo de 140 paneles posibles empleados. Estos paneles pueden ser colocados tanto en vertical como en horizontal. Para este caso se decide la colocación vertical.

Por el contrario en el caso de paneles de tamaño superior (2,15x 1,05 metros), el máximo de paneles será de 130 unidades. Estos paneles deben ser colocados en vertical.

Contando un peso de aproximadamente 25 kg para los paneles más grandes y 22 kg para los más pequeños, se obtiene un peso de 3250 kg totales para los paneles más grandes y 3080 para los más pequeños. En su caso esto supone un peso de 11 kg/m². Peso menor que el supuesto en el cálculo de estructuras.

5.2.2 Cálculo de potencia a instalar.

Para el proyecto el factor determinante de la potencia a instalar es el espacio. Por lo tanto, dependiendo del módulo a instalar será necesario realizar el cálculo de potencia total instalada. Se han seleccionado los siguientes modelos:

	Alto (m)	Ancho (m)	Potencia (W)
Jinko Cheetah 72 M-V 400W	2,008	1,002	400
JA solar JAM72S20 455MR	2,12	1,05	455
ESPMC	1,99	0,998	340

Tabla 5-3 Principales características de los módulos seleccionados

Con ellos se obtiene una potencia de:

	Potencia (W)	N de paneles	P.P. instalación (W)
Jinko Cheetah 72 M-V 400W	400	140	56000
JA solar JAM72S20 455MR	455	130	59150
ESPMC	340	140	47600

Tabla 5-4 Cálculo potencia pico obtenida

El primer caso planteado es implementar los paneles solares de la marca JA Solar. Estos paneles modelo “JAM72S20 455M” de 455W suponen una instalación total aproximada de 59,15 kW.

Para el segundo caso se supone la instalación de los paneles fotovoltaicos de la marca Jinko Solar. El modelo empleado es “Cheetah 72 M-V 400W” de 400Wp.

En el tercer caso, a diferencia de los primeros módulos, se propone el empleo de módulos fotovoltaicos de policristalino. El modelo propuesto es “ESPMC” de la marca ERA Solar. Finalmente no se tienen en cuenta por suponer una potencia muy baja y se dificulta la rentabilidad a largo plazo. Como se verá a lo largo del trabajo los costes de instalación son realmente importantes en este tipo de proyectos y maximizar la potencia es fundamental.

Además, tiene un coeficiente de pérdidas mucho mayor que sus competidores mono cristalinos con lo que se descarta su empleo en “climas cálidos”.

Se decide continuar con los paneles de monocristalino por entenderlos óptimos para este proyecto.

5.2.3 Energía obtenida.

Se proponen las condiciones de irradiancia expuestas en el apartado 4.3.1.3 referidas al ángulo óptimo. También se emplean las condiciones promedio de temperatura indicadas en el apartado 4.3.2.

Para cada caso de empleo de paneles fotovoltaicos se va a emplear los datos propios de cada hoja de especificaciones anexos a este documento (apartado 10). Cabe destacar que en los cálculos planteados se va a suponer una pérdida anual igual a la máxima garantizada por el fabricante. Se emplea la eficiencia marcada como eficiencia europea para cada inversor. El rendimiento del cableado se calculará de manera aproximada empleando cables de sección 6 mm² hasta el inversor.

Con esto se obtiene para el primer caso, con el modelo de JA Solar de 455Wp, una generación de **118,576 MWh el primer año.**

Mes	G _t (kWh/m ² /día)	E _t (kWh/día)	E _t (kWh/mes)
Ene	5,54	281,88	8738,41
Feb	6,07	309,66	8670,49
Mar	6,93	353,26	10950,97
Abr	6,99	353,69	10610,82
May	7,00	354,16	10978,95
Jun	6,91	346,56	10396,72
Jul	6,96	347,82	10782,51
Ago	7,00	347,90	10785,00
Sep	6,81	340,45	10213,46
Oct	6,33	316,78	9820,22
Nov	5,58	281,58	8447,28
Dic	5,20	263,91	8181,27
Media anual:	6,44	324,80	9881,34
Total anual:			118,576 MWh

Tabla 5-5 Producción mensual del sistema 1 para el año típico

A partir del primer año se suponen todos los años iguales salvo por las pérdidas de los paneles que afectan de igual medida (mismo porcentaje) cada año. Estas pérdidas se tomarán como las máximas garantizadas por el fabricante. En este caso se garantizan 25 años de producción con una reducción lineal hasta el final de la garantía.

El sistema compuesto por paneles de 400 Wp de la marca Jinko solar, genera los siguientes datos estimados para la producción del primer año.

Mes	G _t (kWh/m ² /día)	E _t (kWh/día)	E _t (kWh/mes)
Ene	5,54	265,42	8227,98
Feb	6,07	291,60	8164,91
Mar	6,93	332,65	10312,17
Abr	6,99	332,97	9989,23
May	7,00	333,41	10335,78
Jun	6,91	326,17	9785,04
Jul	6,96	327,33	10147,26

Ago	7,00	327,34	10147,57
Sep	6,81	320,39	9611,85
Oct	6,33	298,13	9242,11
Nov	5,58	265,06	7951,85
Dic	5,20	248,49	7703,12
Media anual:	6,44	305,75	9301,57
Total anual:			111,618 MWh

Tabla 5-6 Estimación de producción mensual del sistema 2 para el año típico

Para el segundo caso, con los paneles de Jinko Solar, de 400Wp cada uno, se obtienen **111,618 MWh para el primer año** de producción.

Se obtiene, finalmente, una diferencia de 6,9 MWh de producción más con los paneles de JA Solar para el primer año.

5.3 Conclusiones del estudio previo.

El proyecto es viable para dos de los tres casos propuestos inicialmente. Se descarta el empleo de módulos de policristalino.

Estudiada la viabilidad de instalación se determina que se pueden ubicar al menos 130 módulos del proyecto 1 y 140 del proyecto 2. Se realiza el cálculo de energía producida para obtener una idea inicial.

Con estos datos y vista la viabilidad de instalación se trata de diseñar el sistema para realizar el cálculo preciso de producción.

6 Diseño de la instalación.

Una vez obtenidos los datos anteriores y comprobados que los cálculos iniciales del proyecto son válidos se trata de buscar datos precisos de rendimiento. Así, para el diseño de esta instalación se va a emplear la herramienta PVsyst. Se expondrá el proceso seguido y los datos introducidos para el cálculo final. Con estos datos se realizará el estudio económico final.

6.1 Diseño con PVsyst.

Para comenzar el proyecto se selecciona el tipo de proyecto. En este caso, vertido a red. Con lo que el programa tratará de optimizar la producción a lo largo del año.

6.1.1 Definición del emplazamiento.

En primer lugar es necesario definir el lugar del emplazamiento. Aquí el programa ofrece también la opción de introducir tablas propias del usuario o bien archivos .csv de otros. Puesto que preferimos realizar el cálculo desde el inicio y con otros datos distintos se establece la ubicación y el programa obtiene los datos. De igual manera que realizamos con PVGIS o NASA anteriormente el programa obtiene el año meteorológico típico para el lugar definido por las coordenadas.

6.1.2 Orientación.

El programa según las coordenadas indicadas anteriormente ofrece diversas posibilidades de orientación del sistema en orientación y azimut.

En este caso se selecciona la elevación óptima y el azimut al sur. Quedando como sigue:

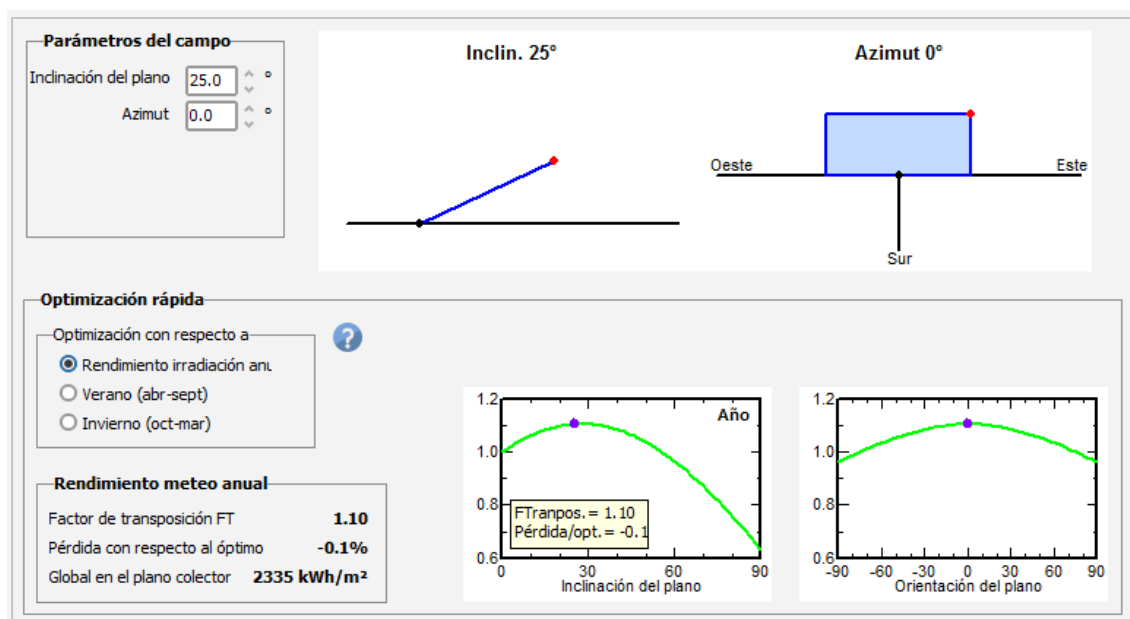


Ilustración 6-1 Parámetros de inclinación y orientación del sistema. Rendimiento anual

El programa arroja unos datos de pérdidas con respecto al ángulo óptimo de un 0,1%. Siendo un rendimiento anual en ese plano de 2335 kWh/m².

6.1.3 Dimensionamiento del sistema.

Se realiza de forma estimada inicialmente con la herramienta proporcionada por PVsyst. Se calculan primero los paneles a colocar con el espacio disponible. Se seleccionan los módulos a emplear con la base de datos existente. El cálculo se debe realizar de forma independiente para cada tipo de panel solar instalado a partir de este momento.

El programa permite también la integración en este cálculo del inversor seleccionado. En este caso tomaremos el inversor de 60 kWp. Con esto se consigue definir los paneles en serie y el número de cadenas. Se iguala el número de cadenas al número de MPPT del inversor y a partir de aquí se busca maximizar la potencia. Se logra el número estimado de paneles para ambos sistemas.

Se tiene que tener en cuenta que los parámetros de diseño coincidan con las hojas de especificaciones. Con los datos obtenidos por el programa se efectúa el cálculo para comprobación de resultados.

The screenshot displays the PVsyst software interface for system design. It is divided into several sections:

- Nombre y orientación del subconjunto:**
 - Nombre: Cubierta SUR
 - Oriente: Plano inclinado fijo
 - Inclinación: 25°
 - Azimut: 0°
- Ayuda de pre-dimensionamiento:**
 - Radio buttons for "Sin dimensionamiento" (selected) and "Ingrese potencia planeada" (62.8 kWp).
 - Radio buttons for "Ingrese potencia planeada" (62.8 kWp) and "o área disponible(módulos)" (300 m²).
 - Buttons: "Redimens.", "Abrir".
- Seleccione el módulo FV:**
 - Disponibilidad: Disponible ahora
 - Filtro: Todos los módulos F
 - Núm. máximo de módulos: 138
 - Selected module: JA Solar, 455 Wp 39V, Si-mono, JAM78-S10-455-MR, Desde 2020, Datasheets 2020.
 - Buttons: "Abrir", "Usar optimizador" (unchecked).
 - Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 39.5 V, Voc (-10°C) 59.4 V.
- Seleccione el inversor:**
 - Disponibilidad: Disponible ahora
 - Voltaje de salida: 800 V Tri 50Hz
 - Selected inverter: Huawei Technologies, 60 kW, 600 - 1450 V TL, 50 Hz, SUN2000-60KTL+HV-D1-001, Desde 2017.
 - Núm. de entradas MPPT: 6
 - Voltaje de funcionamiento: 600-1450 V, Potencia del inversor utilizada: 60.0 kWca.
 - Checked: "Utilizar característica multi-MPPT", "inversor con 6 MPPT".
 - Buttons: "Abrir", "?".
- Diseñe el conjunto:**
 - Núm. de módulos y cadenas:
 - Mód. en serie: 23 (range 16-25)
 - Núm. de cadenas: 6 (única posibilidad 6)
 - Buttons: "Mostrar dimensionamiento", "?".
 - Condiciones de operación:
 - Vmpp (60°C): 908 V
 - Vmpp (20°C): 1059 V
 - Voc (-10°C): 1366 V
 - Irradia. plano: 1000 W/m²
 - Imp (STC): 60.7 A
 - Isc (STC): 63.4 A
 - Isc (en STC): 63.4 A
 - Buttons: "Máx. en datos", "STC" (selected).
 - Potencia de funcionamiento máx.: 57.4 kW (en 1000 W/m² y 50°C)
 - Potencia nom. conjunto (STC): 62.8 kWp
- Summary: Núm. de módulos 138, Área 300 m².

Ilustración 6-2 Sistema proyecto 1. Diseño de sistema

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Cubierta SUR
 Oriente: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 25°
 Azimut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento
 Ingrese potencia planeada: 60.4 kWp
 ... o área disponible(módulos): 299 m²

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: [dropdown]
 Filtro: Todos los módulos F [dropdown]
 Módulos necesarios aprox.: 151
 Jinkosolar [dropdown]
 400 Wp 35V Si-mono JKM400M-72-V Desde 2020 Datasheets 2020 [dropdown]
 Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) 35.4 V
 Voc (-10°C) 55.0 V

Selección del inversor
 Disponible ahora: [dropdown]
 Voltaje de salida 800 V Tri 50Hz
 Huawei Technologies [dropdown]
 60 kW 600 - 1450 V TL 50 Hz SUN2000-60KTL-HV-D1-001 Desde 2017 [dropdown]
 Núm. de entradas MPPT: 6
 Voltaje de funcionamiento: 600-1450 V Potencia del inversor utilizada 60.0 kWca
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1500 V inversor con 6 MPPT

Diseño del conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 25 entre 17 y 27
 Núm. de cadenas: 6 única posibilidad 6
 Pérdida sobrecarga 0.0 %
 Proporción Pnom 1.00
 Mostrar dimensionamiento
 Núm. de módulos 150 Área 297 m²

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C) 884 V
 Vmpp (20°C) 1044 V
 Voc (-10°C) 1376 V
 Irradia. plano 1000 W/m²
 Impp (STC) 59.0 A
 Isc (STC) 62.2 A
 Isc (en STC) 62.2 A
 Potencia de funcionamiento máx. 54.6 kW (en 1000 W/m² y 50°C)
 Potencia nom. conjunto (STC) 60.0 kWp

Ilustración 6-3 Sistema proyecto 2. Diseño de sistema

Para realizar el cálculo de posibles distribuciones se ha de obtener el número máximo de módulos en serie y el número de ramales en paralelo. Se obtendrá el mínimo también para comprobación del sistema.

6.1.3.1 Cálculo de módulos en serie.

Para el cálculo del número de paneles en serie es necesario conocer la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico. Esta tensión se compara con el inversor y debe ser siempre menor que la tensión máxima de entrada en el inversor.

Puesto que la tensión máxima se alcanza a la mínima temperatura es necesario recalculer la tensión máxima del panel para el lugar en que se va a instalar. Esta temperatura mínima en el lugar se tomó en 8,4 °C (día 01/03/1988). Se tomará 5°C para el cálculo, con la intención de dar amplio margen al cálculo.[24]

Por el contrario el número mínimo de módulos por ramal, n_{min} , viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor.

$$U_{ca}(T_{minpanel}) = U_{ca}(STC) + \left[1 + \frac{(T_{min} - 25^\circ)\Delta U}{100} \right] =$$

Siendo T_{min} :

$$T_{min} = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) * I$$

$$n_{max} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada en el inversor (V)}}{\text{Tensión a circuito abierto del módulo a temperatura mínima}} = \frac{U_{max}(INV)}{U_{ca}(T_{minpanel})}$$

$$n_{max} = \frac{U_{max}(INV)}{U_{ca}(T_{min}panel)}$$

- T_a , Temperatura ambiente (°C).
- T_{ONC} , Temperatura de Operación Nominal de la Célula.

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión a temperatura máxima potencia del generador fotovoltaico

$$n_{min} = \frac{\text{Tensión mínima de entrada en el inversor en PMP}}{\text{Tensión del módulo en PMP a la temperatura máxima}} = \frac{U_{PMP}(INV)}{U_{PMP}(T_{max}panel)}$$

$$n_{min} = \frac{U_{PMP}(INV)}{U_{PMP}(T_{max}panel)}$$

$$U_{PMP}(T_{max}panel) = U_{PMP}(STC) + \left[1 + \frac{(T_{max} - 25^\circ)\Delta U}{100} \right]$$

Siendo T_{max} :

$$T_{max} = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) * I$$

	<i>Tmin panel</i>	<i>Uca</i>	<i>N máx paneles</i>	<i>Tmax panel</i>	<i>Uca</i>	<i>N min paneles</i>
<i>Proyecto 1</i>	13,13	51,46	28,18	66,25	36,86	5,43
<i>Proyecto 2</i>	13,13	51,46	28,18	66,25	36,88	5,42

Tabla 6-1 Resultado obtenidos por proyecto

Por tanto, el número máximo de **paneles en serie** que podemos colocar serán **28**. Y el mínimo de paneles en serie serán **6**.

6.1.3.2 Cálculo de módulos en paralelo.

El número de ramales en paralelo podemos obtenerlo con la siguiente expresión:

$$n_{ramales} = \frac{P_{PMP,FV}}{P_{PMP,ramal}}$$

Además, tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal por el número de ramales en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor. Matemáticamente se determina mediante la expresión:

$$n_{ramales} * I_{cc,ramal} \leq I_{max,INV}$$

La corriente de cortocircuito máxima de cada ramal, $I_{cc,ramal}$, corresponde a la temperatura máxima del módulo:

$$I_{cc,ramal} = I_{cc}(T_{max}) = I_{cc}(STC) \left[1 + \frac{(T_{Pmax} - 25^\circ)\Delta I}{100} \right]$$

$$I_{cc,ramal} = I_{cc}(T_{max})$$

Por lo tanto:

$$n_{ramales} = \frac{P_{PMP,FV}}{P_{PMP,ramal}} = \frac{\text{Intensidad máxima de entrada al inv}}{\text{Intensidad de cortocircuito máxima en el ramal}}$$

Nuestra instalación podrá tener como máximo **15 ramales en paralelo**.

6.1.3.3 Justificación final en la instalación

Se realiza un estudio de las distintas posibilidades para el sistema con el que se obtienen que la mejor configuración es la siguiente:

- **Proyecto 1:** 6 ramales de **23** módulos en serie.
- **Proyecto 2:** 6 ramales de **25** módulos en serie.

Se han tenido en cuenta los siguientes factores.

- Se desea optimizar el espacio empleado, por lo que la potencia debe ser máxima.
- Se desea optimizar el uso del inversor con 6 entradas MPPT.

Más adelante se expondrá el modo de interconexión entre los paneles sobre la superficie. Es decir el modo en que se distribuyen las líneas en serie y en paralelo.

6.1.4 Pérdidas detalladas.

El siguiente paso es definir las pérdidas de forma detallada. Para ello se van a indicar al programa las siguientes:

- Garantías del módulo y factor de envejecimiento (de la hoja de especificaciones técnicas).
- Se toman 3 veces en la vida del sistema que se da por indisponible un 2% del año (se toma por posibles problemas, fallos del sistema, etc.).
- Se da una pérdida de un 3% por suciedad.
- En cuanto a pérdidas del cableado se toma un 1.5% de pérdidas.

6.1.5 Horizonte.

Posteriormente se calculan las pérdidas por la orografía del terreno. En este caso se dan las coordenadas geográficas del emplazamiento. El programa obtiene la orografía del terreno de PVGIS. Del sitio web de PVGIS integra el documento descargado otorgando 13 puntos de azimuth y limitando la altura de sombra.

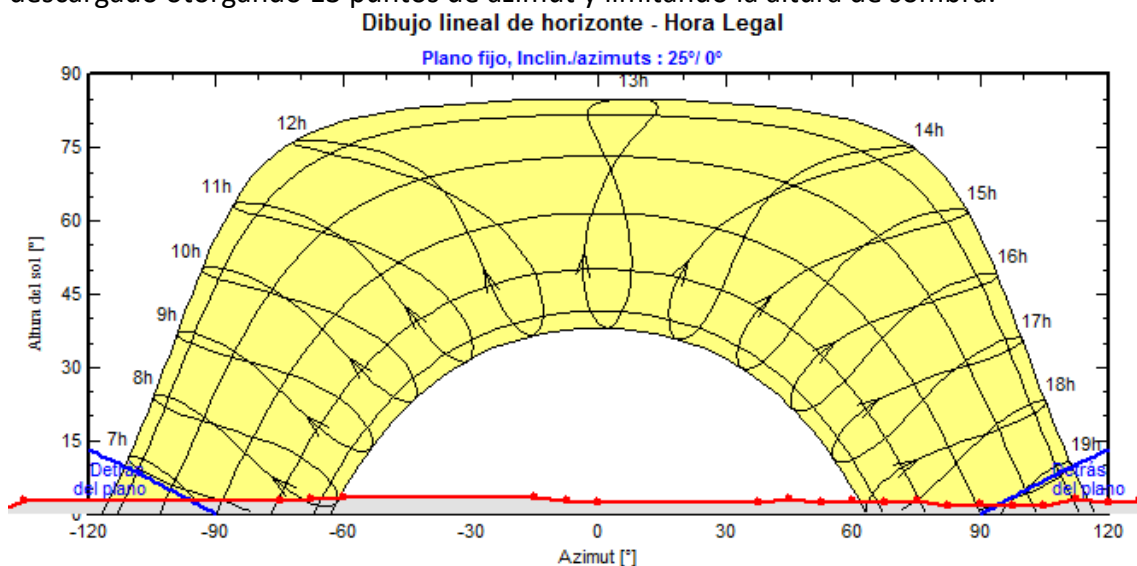


Ilustración 6-4 Cálculo de la línea de horizonte real

Se emplea este tipo de cálculo puesto que, como se ve en el diagrama, no existe ningún accidente geográfico reseñable en la zona y se considera suficiente.

6.1.6 Pérdidas por sombreado.

A continuación se adjunta el diseño realizado en PVsyst para el cálculo preciso de sombras y pérdidas. Para este diseño se tienen en cuenta las naves industriales al sur de la nave industrial objeto de estudio. Además, se incluye la inclinación del terreno para calcular la elevación de las naves industriales colindantes. Se proyecta la cara sur como única posible.

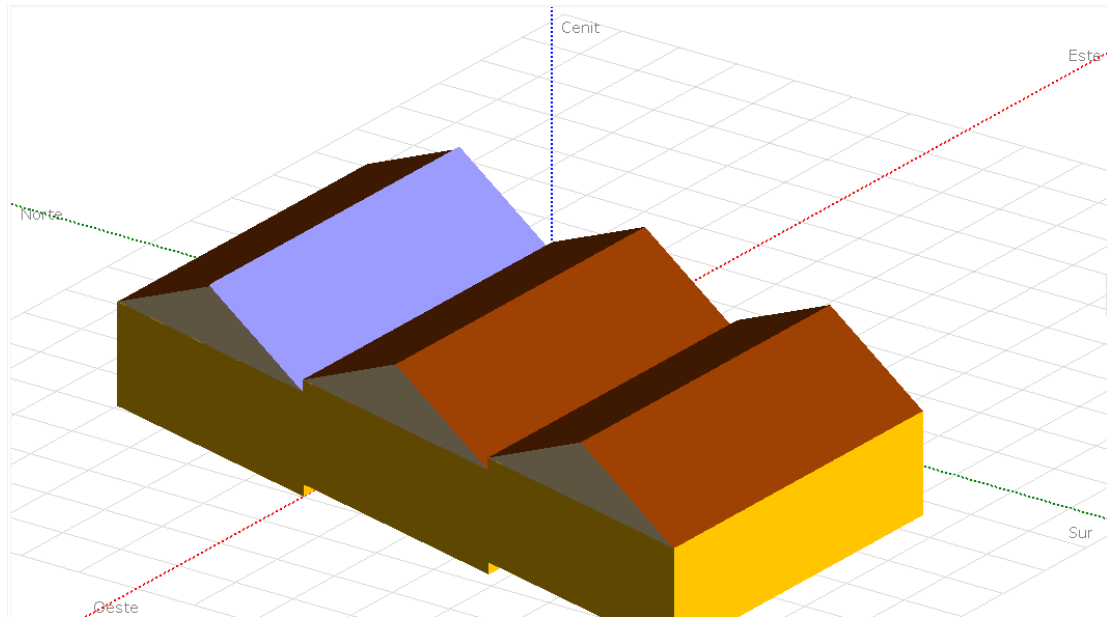


Ilustración 6-5 Diseño en PVsyst de pérdidas por sombreado

Con esto el programa da la opción de generar tanto la tabla de pérdidas como el gráfico en función de la elevación. Se adjuntan ambos diagramas de pérdidas, tanto la tabla generada como el gráfico.

↻ Recalcular

Orientación del plano
 Plano inclinado fijo Inclinación = 25°, Azimut = 0°

Tabla de factores de sombreado (lineal), para el componente del haz, Oriente #1

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
Altura																			
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.009	0.011	0.012	0.011	0.009	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.013	0.020	0.024	0.026	0.025	0.020	0.013	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.006	0.021	0.031	0.037	0.039	0.037	0.031	0.021	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.010	0.029	0.043	0.050	0.053	0.051	0.043	0.030	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.014	0.040	0.056	0.065	0.068	0.066	0.057	0.040	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.021	0.053	0.072	0.082	0.086	0.083	0.073	0.054	0.021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.032	0.073	0.094	0.184	0.224	0.197	0.096	0.074	0.032	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	Detrás	Detrás	0.000	0.000	0.000	0.056	0.182	0.365	0.486	0.556	0.555	0.418	0.201	0.057	0.000	0.000	0.000	Detrás	Detrás
2°	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás	0.000	0.154	0.408	0.661	0.809	0.918	0.974	0.829	0.529	0.164	0.000	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás

Factor de sombreado para difuso: 0.081 y para albedo: 0.792

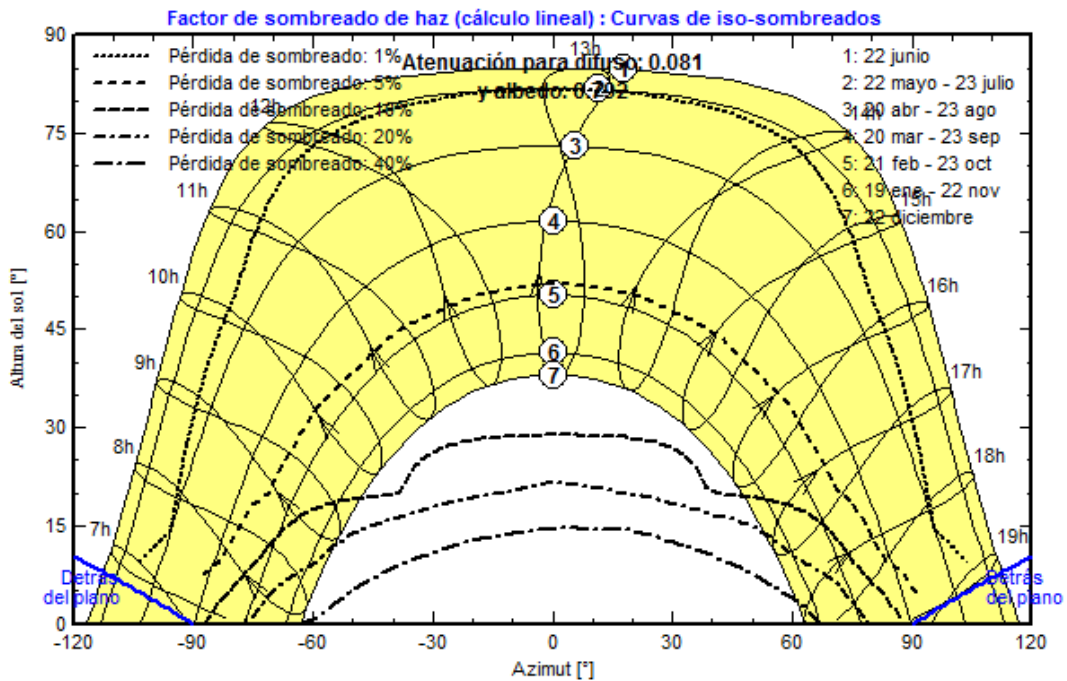


Ilustración 6-6 Diagramas de pérdidas en función de la elevación angular

6.1.7 Diseño de módulos.

Para cada sistema se diseña el emplazamiento de los módulos en la cubierta seleccionada. De esta manera se comprueba que el cálculo inicial es correcto y se pueden emplazar correctamente todos los módulos.

Posteriormente se estudia la interconexión entre los módulos para formar cadenas y strings. Se realizan varias pruebas indicando distintos parámetros de conexión y con distintas interconexiones. En cada tipo de interconexión se realiza el cálculo de sombras.

A continuación se ofrecen para ambos casos los cálculos obtenidos.

A diferencia del cálculo realizado en los cálculos iniciales la capacidad final de los sistemas es de 138 módulos para el sistema número 1 y de 150 módulos para el sistema 2. Esta diferencia radica en que el cálculo inicial de superficie se toma orientativamente como la parte recta del rombo, unos 300 m² de tejado. Es decir, en la estimación se toma el tejado como recto eliminando parte de la superficie útil. Esto hace que hace que la superficie final, y el número de módulos, sean ligeramente mayores.

Así, en el proyecto 2 la capacidad final es de 150 paneles fotovoltaicos si se toma la superficie completa y estos se colocan de manera apaisada. En el primer proyecto esto es indiferente a la hora de dar cabida a los paneles.

Obtenemos que, para estos dos casos, lo óptimo es tomar la línea más abajo en el tejado como primer string. Esto se debe a que la única sombra proyectada es horizontal y afecta a la primera línea. Además, se debe tomar de derecha a izquierda, puesto que las naves contiguas están situadas en dirección oeste del plano fotovoltaico, como se aprecia en la Ilustración 4-3 Vista general de edificios próximos A

partir de la primera línea se toman las siguientes. Estas se verán afectadas en menor medida por esta proyección.

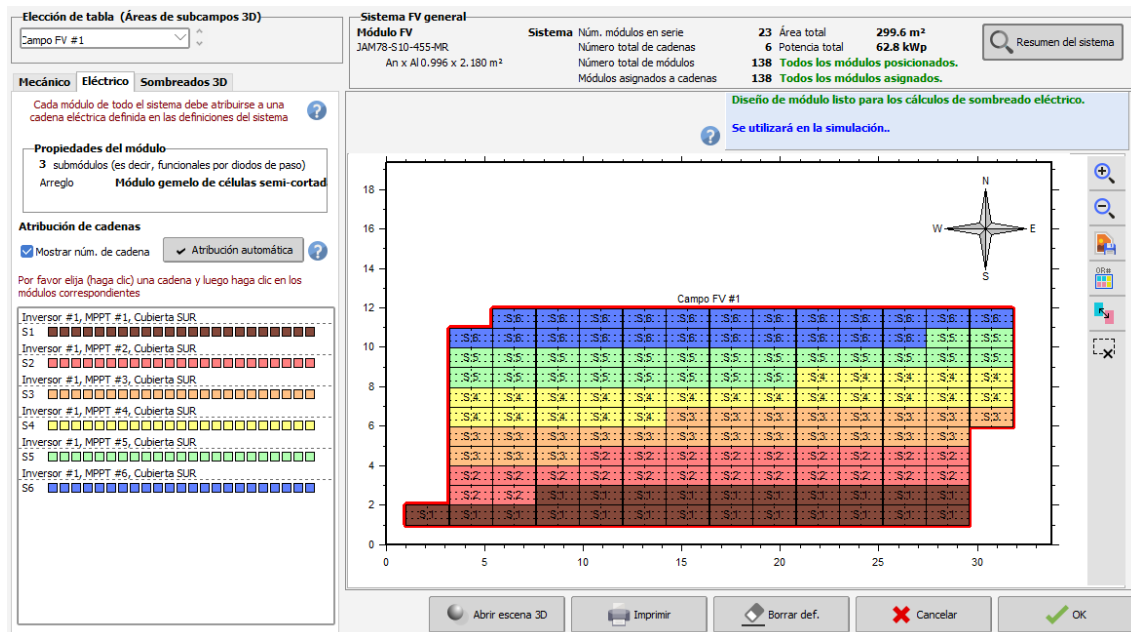


Ilustración 6-7 Diseño de módulos. Cadenas y string proyecto 1

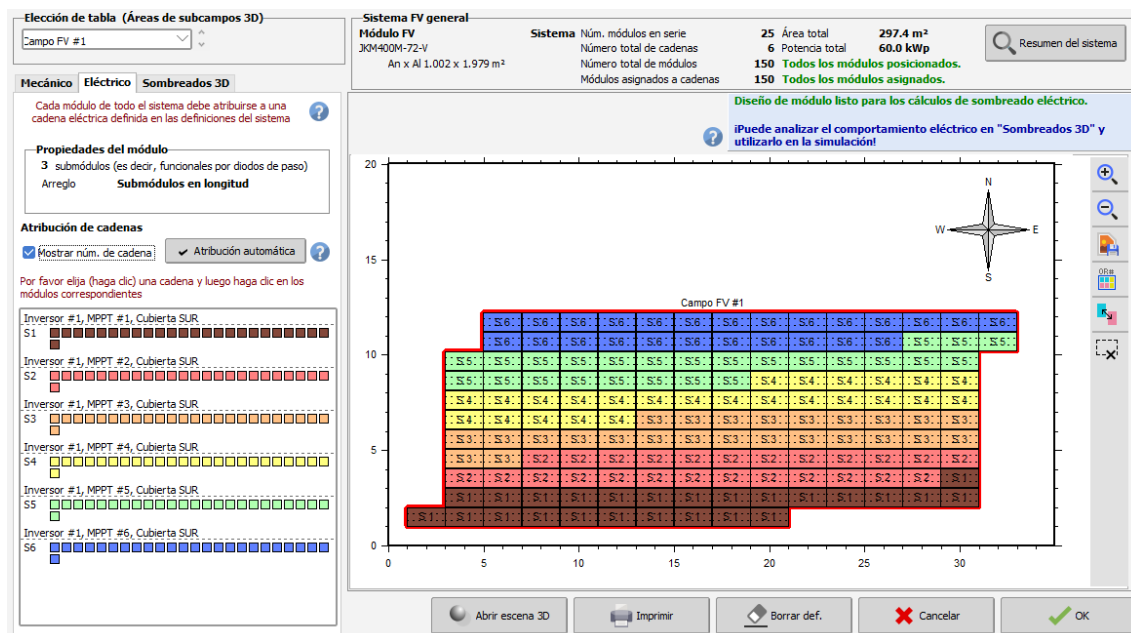


Ilustración 6-8 Diseño de módulos. Cadenas y string proyecto 2

En el cálculo de sombras se obtiene que para el peor día, el 21 de diciembre, la pérdida total será de un 3,4% por sombreado para el primer proyecto cuando se toman los paneles en vertical. Se realiza una nueva simulación con los paneles en apaisado y se disminuye significativamente la pérdida. Finalmente queda en un 1,8%.

Por el contrario el sistema 2 arroja un resultado de un 2% de pérdidas por sombreado para el mismo periodo.

6.2 Resultados de la simulación.

A continuación se exponen los resultados obtenidos para cada simulación.

6.2.1 Resultados para el proyecto 1.

El informe realizado con el programa PVsyst arroja los siguientes datos.

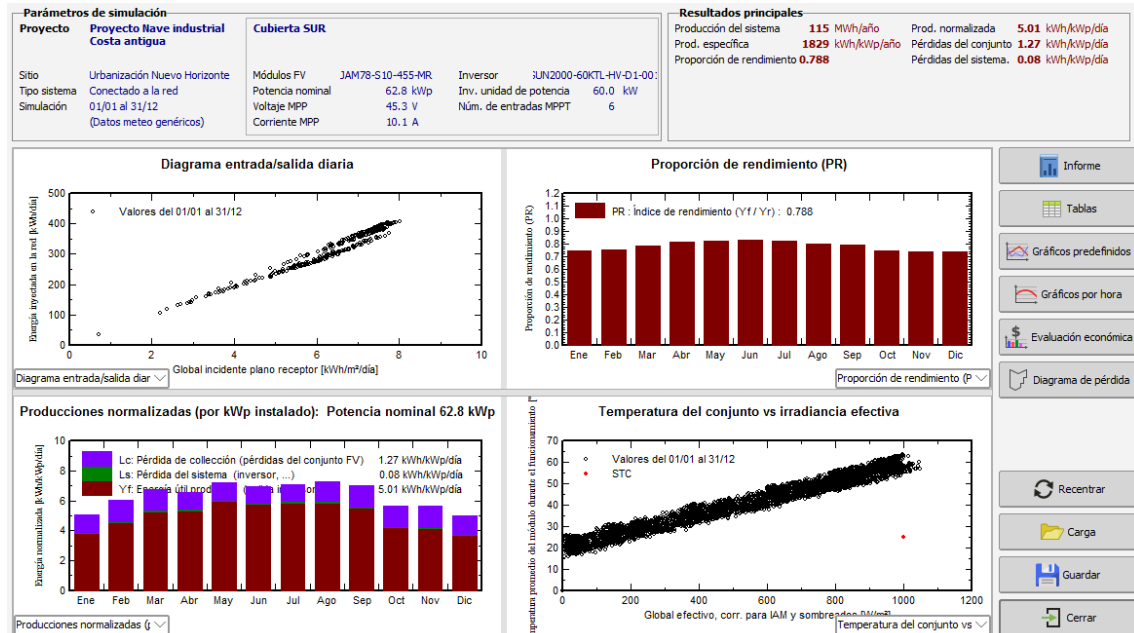


Ilustración 6-9 Resultados de simulación proyecto 1

Con la simulación realizada se obtiene que, para el proyecto número 1 la energía generada a lo largo del año será de **114,8 MWh**. El Performance Ratio (PR) o “proporción de rendimiento” se sitúa para este proyecto en **0,788**. Es un PR correcto. Es necesario tener en cuenta que para este tipo de instalaciones se trabaja con casi un 8% de pérdidas por temperatura, se toma un 3% de pérdidas por suciedad y el sombreado afecta en un 2% aproximadamente. Es necesario contar con al menos un 1,5% de pérdidas de rendimiento de inversor, al menos un 1% de pérdidas de cableado y un 2 % de desajuste entre módulos y strings.

6.2.2 Resultados para el proyecto 2.

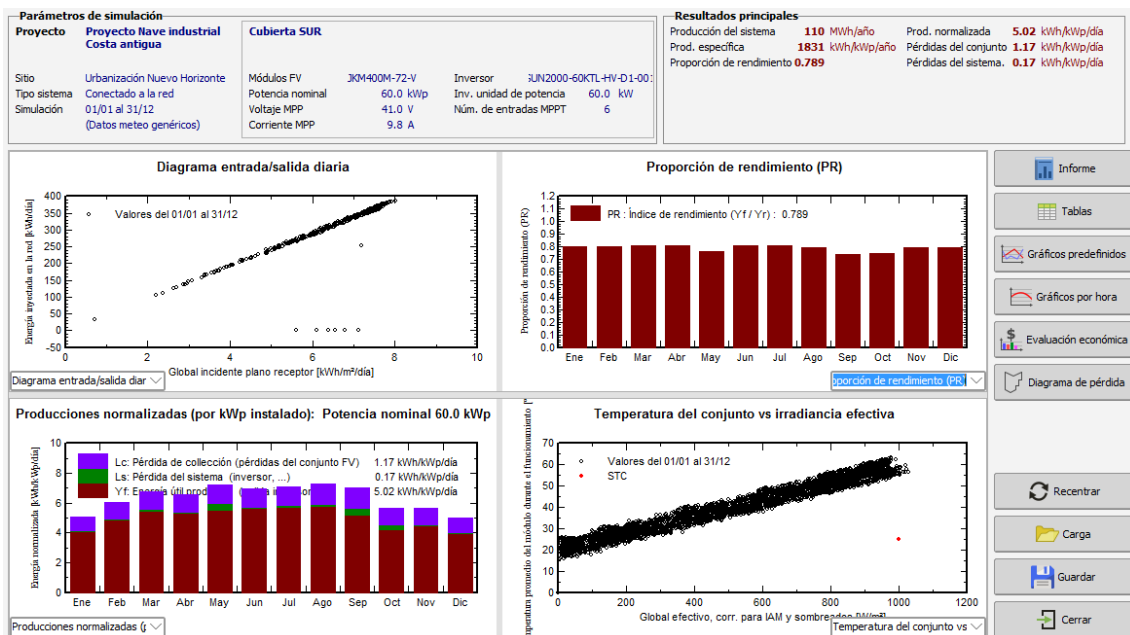


Ilustración 6-10 Resultados de simulación proyecto 2

Para el segundo proyecto, la simulación realizada da un resultado final de energía generada a lo largo del año de **109,9 MWh**. El Performance Ratio (PR) o “proporción de rendimiento” se sitúa para este proyecto en **0,789**. Un resultado muy aproximado al de la anterior simulación. Si se compara con el primer proyecto se aprecia que se han obtenido valores muy parecidos en este caso. Un 8% de pérdidas por temperatura, un 3% de pérdidas por suciedad y el sombreado para este caso se sitúa en un 2% aproximadamente. El resto de pérdidas son igualmente muy similares. Al inversor se le atribuyen un 1,5% de pérdidas, un 1% de pérdidas de cableado y un 2,1% de pérdidas por desajuste entre módulos.

6.3 Conclusión del diseño de la instalación.

El diseño de la instalación se puede realizar para el proyecto número 1 para 138 módulos fotovoltaicos y una potencia total de 62,8 kWp. Esto genera anualmente **114,8 MWh**, con un Performance Ratio (PR) de **0,788**.

El diseño de la instalación en el caso del proyecto número 2 se puede realizar para 150 módulos y una potencia total de 60 kWp. Este proyecto genera para el primer año **109,9 MWh**, con un PR de **0,789**.

Llegados a este punto no se consideran grandes diferencias y se procede a realizar el cálculo del balance económico.

7 Balance económico.

En este apartado, de estudio económico, se pretende realizar el análisis previo a la inversión. Con este análisis de distintas variables se determinará si el proyecto es rentable. Puesto que de esto depende la inversión futura será de vital importancia el correcto establecimiento de las variables propuestas.

7.1 Establecimiento de variables económicas.

Como se cita en el apartado de la metodología, para este proyecto se va a establecer un cálculo en tres escenarios distintos. Para el cálculo de estos tres escenarios se van a estimar las siguientes variables:

- Variación del precio de venta a red de la electricidad. Esta variable afectará al flujo de caja entrante.
- Inflación. Este término se tomará directamente del valor del IPC.

En cuanto el precio de la energía eléctrica se tomará el promedio anual del precio del mercado intradiario de la energía. Se toman datos del OMIE, como operador de mercado de la energía eléctrica en España, desde el año 2014. [23]

Año	Precio €/MWh	Diferencia
2014	42,13	
2015	50,32	16,28%
2016	39,67	-26,85%
2017	52,24	24,06%
2018	57,29	8,81%
2019	47,68	-20,16%
2020	33,96	-40,40%
2021	68,09	50,12%
2021-2014		4,77%
2021 estimado	54,25	2,79%

Tabla 7-1 Precio de la electricidad en España en €/MWh y diferencia porcentual anual [23]

Así, se presentan los resultados del incremento del precio de la energía. Al final de la tabla se añade el dato estimado del precio para 2021 según el cálculo de regresión lineal.

Es reseñable que las variaciones en el precio de la electricidad son cada vez más acusadas. Además, se puede establecer una variación interanual promedio del precio de la electricidad de un 4,77% al alza, en estos 8 años. Si se toma el precio estimado para 2021 la variación promedio se reduce al **2,79%**. Se pretende tomar esta variación, pero es significativo conocer que con esta variación el precio de la electricidad será el doble en 20 años. Aun así, como se ve en la gráfica, con la línea de tendencia, este es un valor concordante con la tendencia actual. Para el cálculo del precio de la electricidad se va a tomar el más conservador. Será de **54,25 €/MWh** por considerarse el precio actual algo excepcional.

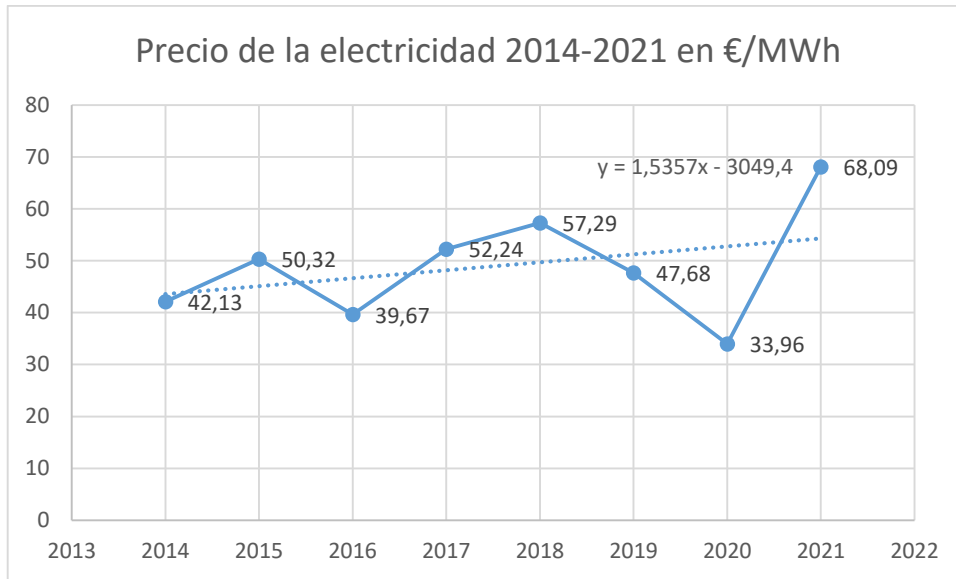


Ilustración 7-1 Precio de mercado de la energía eléctrica, con línea de tendencia [23]

Se tomará el Índice de Precios al Consumo (en adelante IPC) anualizado desde hace 10 años en valor promedio para el cálculo de la inflación. Este valor servirá de referencia para comparar la pérdida relativa en el flujo de caja.

Se toman los siguientes datos del Instituto Nacional de Estadística.[22]

Año	IPC
2021	1,10%
2020	1,10%
2019	0,80%
2018	1,20%
2017	1,10%
2016	1,60%
2015	0,00%
2014	-1,00%
2013	0,30%
2012	2,90%
2011	2,40%
Promedio	1,05%

Tabla 7-2 IPC según el INE [22]

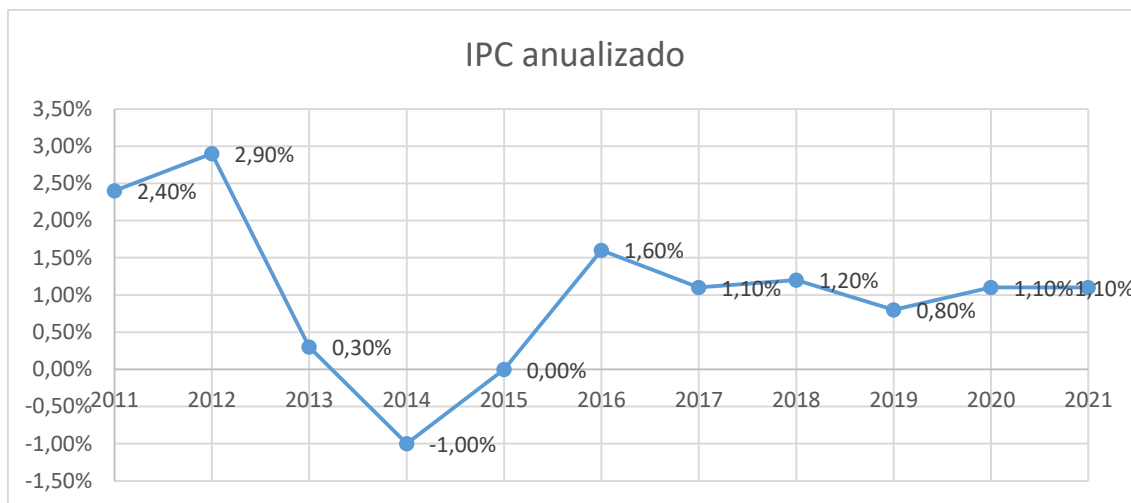


Ilustración 7-2 IPC anualizado [22]

En el escenario normal se establecerá el escenario que continúa la tendencia de largo plazo de la economía en España. Así se tendrá que el IPC se tomará para este proyecto como normal en un aumento del **1,05%**.

Se van a tomar entonces tres escenarios:

1. El primer escenario se supondrá la continuidad de la tendencia actual. Para ello se supondrán los valores de IPC aumentando en 1,05% y variación del precio de la electricidad aumentando en 2%. Se tomará este valor puesto que el valor propuesto de 2,79% parece excesivo y se pretende ser conservador con el cálculo.
2. Para el segundo escenario se tomará la opción más pesimista. El IPC aumentando a 1,5% anual y el aumento del precio de la electricidad disminuye al 1%. Habría más aumento de pérdida de valor del flujo de caja que ganancia de variación del precio de la electricidad.
3. Para el último escenario, tomado como optimista, se supondrá la misma cantidad de variación de IPC que en el escenario normal, pero con un aumento a un 2,5% de la variación del precio de la electricidad. No se pretende dar un valor mayor a la variación del precio de la electricidad puesto que dará valores muy altos de rendimientos en el muy largo plazo y estos datos pueden no ser fiables.

7.2 Herramientas para el cálculo de rentabilidad del proyecto.

Primeramente, se establecen los siguientes parámetros de rentabilidad para el cálculo de la viabilidad económica del proyecto:

Retorno de la inversión (ROI), que permite medir el plazo de tiempo que se requerirá para que el inversor recupere su inversión inicial. En este caso se tendrá en cuenta la tasa de descuento calculada. Se empleará la siguiente fórmula para su cálculo.

$$ROI = t \text{ para que } \rightarrow \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=0}^{PB} \frac{(FC)_t}{(1+i)^t} = 0$$

Por otro lado emplearemos el Valor actual neto o VAN. Esta variable representa la diferencia entre la inversión y la suma de flujos de caja a lo largo de los años. Como se ha explicado se obtiene de la siguiente expresión.

$$VAN = - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{(FC)_t}{(1+i)^t}$$

Por último se establecerá una Tasa interna de retorno (TIR). Esta tasa, determina el porcentaje de la inversión en el proyecto, anualizado, que debe retornar el proyecto. Para su cálculo emplearemos la siguiente expresión.

$$VAN = - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{(FC)_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

Según los siguientes parámetros:

- I_t = Inversión total del año t
- I_0 = Inversión inicial propia
- i = Tasa de descuento.
- n = Número de años de vida útil del proyecto
- FC_t = Cash-flow neto del año t

7.3 Gastos.

7.3.1 Instalación.

Para el estudio de la instalación se han tenido en cuenta una serie de presupuestos ofertados. De estos los más competitivos son los siguientes:

- El proyecto número 1 se valora en 59.302,20€.
- El segundo proyecto el coste total del proyecto se estima en 57.667,58 €.

Estos costes incluyen el coste total de la instalación y puesta en marcha de la planta.

Como dato, parece reseñable destacar que precio de la instalación se encarece en gran medida debido a la necesidad de emplear maquinaria especial y seguridades necesarias para la colocación de los módulos e interconexiones. Este apartado supone un 28% del coste total de la instalación. En otras condiciones, por ejemplo un huerto solar sobre un terreno, este gasto supone no más de un 15%.

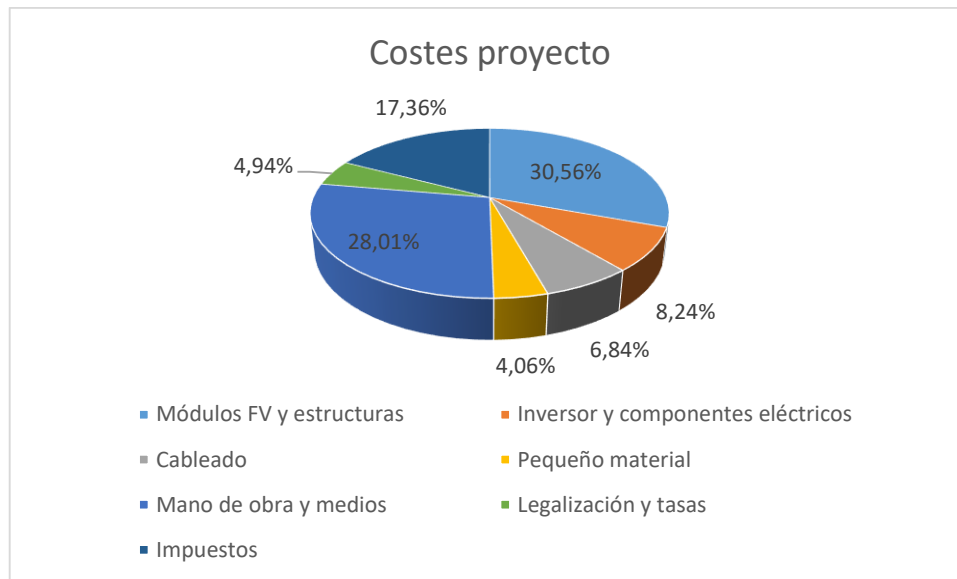


Ilustración 7-3 División de costes del proyecto

El coste de pequeño material eléctrico es de un 5 por ciento del proyecto. Al cableado y conectores se destina un 7%. En el apartado de legalización y tasas se debe emplear un 5 % del total. El coste del inversor y los componentes eléctricos supone un 8% mientras que los módulos suponen un 31%. Los impuestos por de compra de material suponen un 17,36%.

7.3.2 Producción e ingresos.

A continuación se adjunta una tabla con el cálculo de producción anual. Aquí se ha tenido en cuenta la pérdida anual de un 0,8% de producción por pérdidas de los paneles.

También se ha tenido en cuenta la variación de precio de la electricidad en el escenario normal.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Precio	54,25 €	55,34 €	56,44 €	57,57 €	58,72 €	59,90 €	61,09 €	62,32 €	63,56 €	64,83 €	66,13 €	67,45 €
Producción (MWh)	114,80	113,88	112,97	112,07	111,17	110,28	109,40	108,52	107,66	106,79	105,94	105,09
Ingresos brutos en €	6.227,90	6.301,64	6.376,25	6.451,74	6.528,13	6.605,43	6.683,63	6.762,77	6.842,84	6.923,86	7.005,84	7.088,79

Tabla 7-3 Ingresos según producción anual y precio de electricidad a 12 años

Es necesario recalcar que estos resultados se refieren a los ingresos brutos estimados.

7.3.3 Impuestos.

Los proyectos planteados, al tratarse de instalaciones fotovoltaicas con vertido a red, producen unos beneficios. Estos beneficios están gravados fiscalmente con distintos impuestos, a continuación se detallan los impuestos que se han tenido en cuenta a la hora de realizar este cálculo.

Impuesto de sociedades (Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades)

Artículo 29. El tipo de gravamen.

1. El tipo general de gravamen para los contribuyentes de este Impuesto será el 25%. No obstante, las entidades de nueva creación que realicen actividades económicas tributarán, en el primer período impositivo en que la base imponible resulte positiva y en el siguiente, al tipo del 15 %, excepto si, de acuerdo con lo previsto en este artículo, deban tributar a un tipo inferior.

Impuesto eléctrico (Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética)

Artículo 6. Base imponible.

1. La base imponible del impuesto estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación, en el período impositivo.

Artículo 8. Tipo de gravamen.

El Impuesto se exigirá al tipo del 7%

Peajes de acceso de los generadores (Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica)

Disposición transitoria única. Peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación.

Hasta que se desarrolle la metodología y se establezcan los peajes de acceso de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el precio del peaje de generación a aplicar será el establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que asciende a 0,5 EUR/MWh.

Esta ley se actualiza según las siguientes órdenes:

Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018.

Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.

Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020.

Los impuestos que aplicaremos en nuestra instalación son por tanto:

- El **7 por ciento** sobre la energía generada.

- El **15 por ciento** sobre los beneficios finales los dos primeros años y el **25 por ciento** sobre los beneficios finales el resto de períodos.

7.3.4 Propiedades para el cálculo económico.

El cálculo se realiza en previsión a 12 años, que es el mínimo que estableceremos para cómo retorno de la inversión 0, para ejecutar el proyecto. Aunque, por otra parte la vida útil de la instalación garantizada será mayor (25 años), que suele ser la vida útil de una instalación fotovoltaica.

Se toma el dato de 12 años puesto que es el mínimo que garantiza una rentabilidad del 8%. En este caso, la rentabilidad del 8% será suficiente para llevar a cabo la instalación.

7.3.4.1 Resultados del cálculo económico.

Para el primer proyecto realizado los cálculos detallados se obtienen las siguientes gráficas de retorno de la inversión.

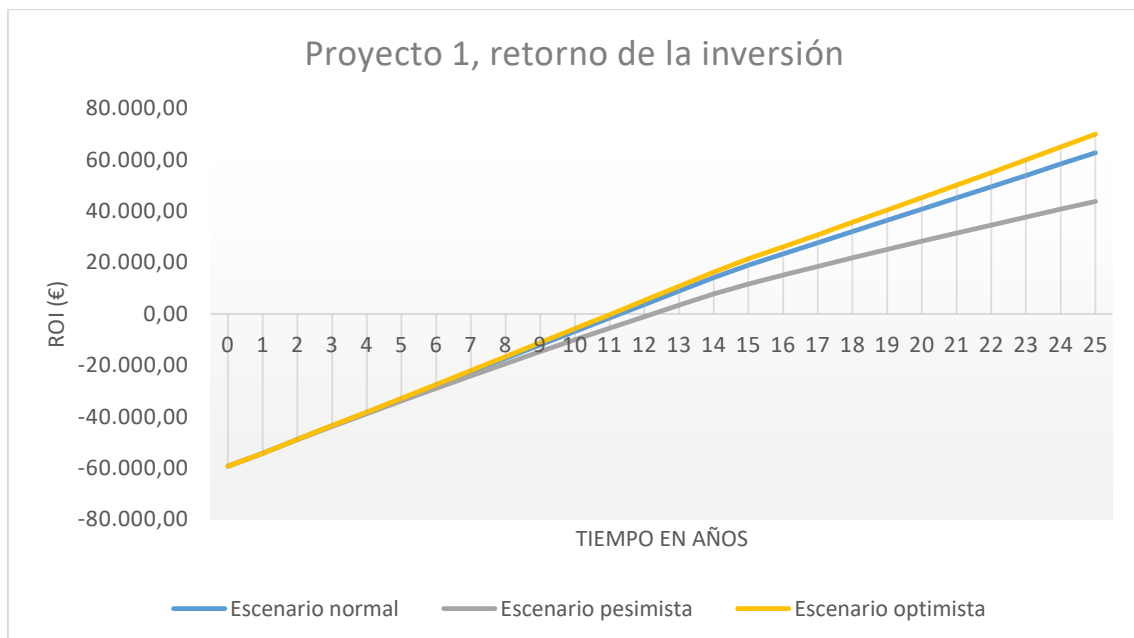


Ilustración 7-4 Retorno de la inversión 3 escenarios. Proyecto 1

Así, los resultados numéricos son los siguientes:

- En el escenario normal; El retorno de la inversión se produce a los 11 años y 4 meses. El VAN los 12 años es de 3.660,67 €, y a la finalización de la vida útil será de 62.668.73 €. En el VAN a 12 años se obtiene una rentabilidad del 8,01%.
- En el escenario pesimista; El retorno de la inversión se produce a los 12 años y 3 meses. El VAN a los 12 años es negativo, -1.052,83 €. A los 25 años el VAN será de 43.721.76 €. La tasa de retorno para todo el periodo es de 7,74%.
- Para el escenario optimista; El ROI tendrá lugar en el primer mes del año 11. El VAN a doce años será de 5.199,46 €, y el TIR se tendrá en 8,47 puntos porcentuales. El Valor neto a los 25 años será de 69.887,36 €.

Para el segundo proyecto se obtienen los siguientes datos:

- Tomando el escenario normal; El ROI se establece en 11 años y 6 meses. El VAN a los 12 años es de 2.565,96 €, y al final de la vida útil del proyecto de 58.897,52 €. La rentabilidad esperada será de un 7,74 %.
- Para el escenario pesimista; El retorno de la inversión esperado será en 12 años y 6 meses. El VAN a 12 años será negativo (-1.950,31 €) y a 25 será de 40.753,29 €. La TIR será de 6,84% para el total de la inversión.
- En el escenario optimista; el retorno del capital invertido se produce en el primer trimestre del año 11. El VAN en este caso será de 5.187,68 € y al final del proyecto será de 65.808,03 €. La TIR será del 8,28%.

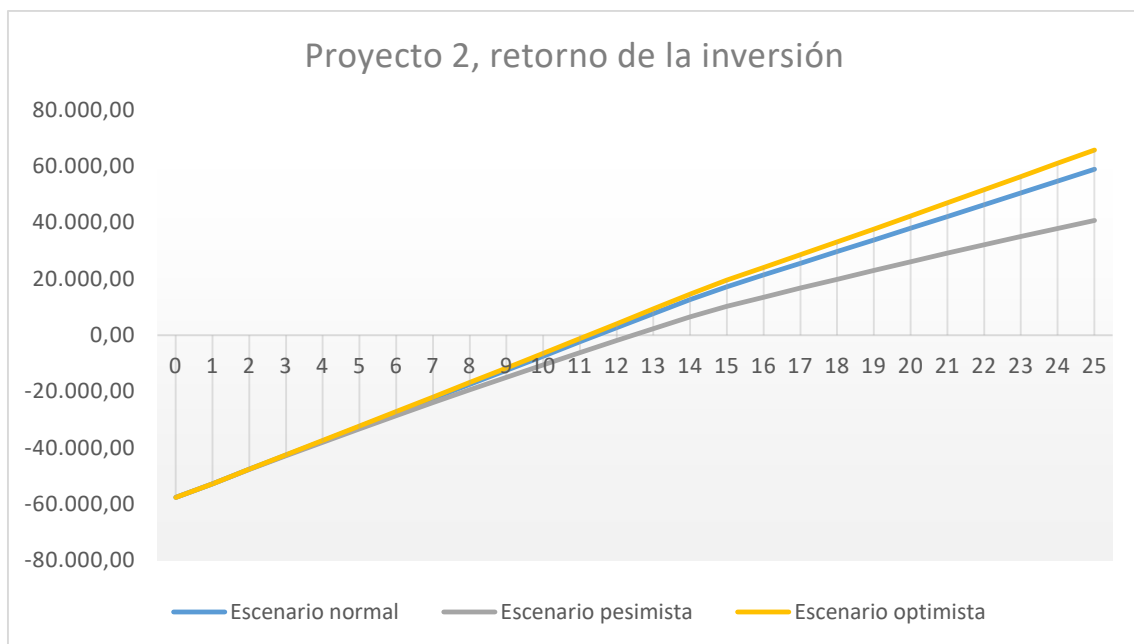


Ilustración 7-5 Retorno de la inversión 3 escenarios. Proyecto 2

7.4 Conclusiones del cálculo económico.

Los objetivos propuestos a 12 años significan el mínimo de una instalación que se toma como rentable. Es por ello que en este caso afirmaremos que no se puede garantizar el cumplimiento de los objetivos mínimos en los 3 escenarios.

En este caso, el retorno de inversión en los escenarios pesimistas será de más de 12 años. Igualmente, para este proyecto, el sobrecoste de la instalación y lo reducido del proyecto hace que el retorno de la inversión sea muy grande para los riesgos que conlleva un proyecto de esta entidad.

No se recomendará realizar la inversión a la vista de los resultados obtenidos, puesto que el riesgo es elevado y la rentabilidad está muy próxima al límite.

8 Comparando tecnologías de generación de energía.

El coste competitivo de la tecnología actualmente se mide de forma empírica con fórmulas introducidas por la IEA. Estas fórmulas se basan en el LCOE o “*Levelised Cost Of Electricity*”. Este concepto permite comparar tecnologías y costes de manera directa y es uniformemente aceptado.

8.1 LCOE

El LCOE es un indicador que tiene en cuenta la los costes de producción a lo largo de toda la vida útil divididos entre el total de energía útil producida. Este coste de electricidad ofrece, por tanto, como resultado el coste el kilovatio hora de electricidad. El LCOE debe ser interpretado como “punto muerto”, o punto en que se cubren las pérdidas por kWh vertido a red. Así el LCOE funciona, no como un estudio de coste para un inversor, sino como comparativa de costes. Este indicador dará un resultado numérico que permite comparar fuentes de energía renovables y no renovables, renovables entre ellas, etc. [5]

$$LCOE = \sum_{t=0}^n \frac{M_t + I_t + F_t / (1+r)^t}{E_t / (1+r)^t}$$

La parte de costos del LCOE se dividirá, por tanto, en tres términos. El primero que llamaremos “I” (Investment) se referirá a los costes de inversión de la planta (incluyendo financiación). El segundo, “M” se referirá a los costes de operación y de mantenimiento de dicha planta (Maintenance). Por último, el término “F” se refiere al coste de combustible (Fuel).

En la parte de la energía se tomará el total de energía generada por la planta a lo largo del tiempo de operación.

Es necesario tener en cuenta que se toma el tiempo desde el año “cero” hasta el final del proyecto. Este año final se denomina “n”. Puesto que se trata de la vida útil de la instalación se tomará 25 años.

Por otro lado el término “r” hace referencia a la tasa de actualización y será un valor fijado para el estudio comparativo. La tasa de actualización propuesta será la variación del IPC para compararlo con el resto de tecnologías. Como se ha establecido en el apartado de variables económicas 7.1, se tomará el 1,05% anual.

El LCOE como factor, se ve influenciado altamente por el costo de inversión. Este es uno de los principales factores a tener en cuenta en energías renovables. También es un factor de vital importancia la tasa de actualización. Estos dos factores pueden alterar en gran medida el resultado del LCOE.

Existe una base de datos actualizada y fiable de información importante para el cálculo actualizado del LCOE por países y dependiendo de los precios de las materias primas en la página de la IEA [25].

Por ejemplo, para realizar una comparativa se realiza el cálculo del LCOE obtenido para una instalación en Italia para 82 kW obteniendo un LCOE de 66,06 dólares/MWh. Es necesario recalcar que para este cálculo se le supone un precio de instalación de 44,4 dólares/MWh. En el lado opuesto de la comparativa se encuentra, por ejemplo, una instalación de ciclo combinado de 130MW de potencia que arroja un resultado de LCOE de 106,49 dólares/MWh producido.

8.1.1 Cálculo del LCOE de la instalación.

Para el cálculo del LCOE se tomará el proyecto número 1 ya que es el más rentable.

En ese caso tenemos los siguientes datos:

- Precio de la instalación: 59302,32€ en dólares (a 1,17\$/€) **69383,71 \$ (1156 \$/KWp)**.
- El precio de los mantenimientos se supuso **500 € anuales**.
- Precio de desmantelamiento de la instalación. Puesto que se desconoce, se toma el promedio de los calculados en la página de la IEA, **1,5\$/MWh**.

Años	Costes (\$)	Producción (MWh)
0	69383,71	
1	500,00	113,61
2	505,25	111,53
3	510,56	109,49
4	515,92	107,48
5	521,33	105,51
6	526,81	103,58
7	532,34	101,69
8	537,93	99,82
9	543,58	98,00
10	549,28	96,20
11	555,05	94,44
12	560,88	92,71
13	566,77	91,01
14	572,72	89,35
15	578,73	87,71
16	584,81	86,11
17	590,95	84,53
18	597,16	82,98
19	603,43	81,46
20	609,76	79,97
21	616,16	78,51
22	622,63	77,07
23	629,17	75,66
24	635,78	74,27
25	642,45	72,91
Total	82187,99	2295,61

Tabla 8-1 Cálculo de LCOE de la instalación

Así se obtiene que el LCOE para esta instalación será de **37,30 \$/MWh**. Al cambio, **aproximadamente 31,88 €**. Se va a comparar este precio con el de la producción de energía eléctrica en Canarias.

8.1.2 Coste de producción de la energía eléctrica en canarias.

Para poder realizar la comparativa del LCOE y VALCOE es necesario conocer el precio actual de la energía. Este precio se obtiene del informe anual de energía emitido por el Gobierno de Canarias. En él se recogen datos como los planteados en la introducción sobre energía eléctrica, consumo y producción. En este apartado se tendrá en cuenta los datos ofrecidos sobre el coste de producción de esta energía.

El informe detalla que precio “máximo de generación en el año 2019 se produce en el mes de abril con 158,95 €/MWh, y el mínimo en diciembre con 145,30 €/MWh.” El precio medio de la generación alcanza por tanto los 152,45 €/MWh. Se anexa una tabla detallando los precios por mes y año en canarias.

Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2014	185,44	179,23	178,56	182,74	180,95	181,70	165,97	163,87	175,72	173,80	170,85	169,15
2015	164,06	162,61	143,87	143,76	141,95	146,59	127,41	126,37	127,43	130,89	128,07	115,66
2016	111,27	106,51	107,39	109,40	110,28	108,75	123,32	125,11	126,69	130,32	129,47	111,95
2017	139,49	132,15	131,69	133,59	133,00	131,81	130,90	131,53	131,93	134,57	132,77	116,01
2018	142,99	142,49	140,80	146,82	148,97	149,33	154,24	158,27	160,86	165,35	163,19	147,12
2019	157,24	153,05	148,69	158,95	155,37	155,56	149,63	147,11	155,44	151,30	151,77	145,30

Tabla 8-2 Precio de la electricidad por mes, en €/MWh [13]

Esta tabla ofrece una idea general de la evolución del precio de la electricidad en los últimos años.

Por otra parte, y centrando los datos en las islas y sus distintos sistemas eléctricos y formas de generación, se obtiene el precio por MWh de producción de esta electricidad en cada una de las islas.

Mes	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote - Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
COSTES TOTALES (FIJOS MÁS VARIABLES)							
Enero	148,99	150,73	151,56	203,45	229,11	365,26	153,69
Febrero	150,38	157,20	159,08	209,62	233,31	359,63	158,24
Marzo	164,63	170,97	165,92	223,19	246,89	316,73	170,88
Abril	163,87	168,73	166,01	225,14	247,34	344,26	169,83
Mayo	166,77	169,49	171,87	219,09	247,12	299,25	172,33
Junio	160,74	166,26	165,75	229,43	247,59	340,49	167,81
Julio	172,55	175,01	167,24	234,05	245,77	210,44	175,48
Agosto	167,90	174,31	166,69	230,41	245,45	235,60	173,43
Septiembre	168,26	172,91	164,95	225,88	247,29	298,96	172,72
Octubre	160,42	165,25	161,96	228,01	241,72	327,32	166,32
Noviembre	162,78	170,25	161,99	222,92	237,21	308,60	168,89
Diciembre	148,45	147,96	146,45	193,93	205,50	296,24	150,55

Tabla 8-3 Costes de generación de electricidad por sistema en canarias. Precios en €/MWh [13]

Si se toman los precios para el conjunto del sistema Fuerteventura-Lanzarote, el precio promedio que se obtiene es de **162,50 €/MWh (190,13 \$/MWh)**. Este dato se va a emplear para el estudio comparativo así como el dato promedio en canarias. El coste promedio para canarias se encuentra en **152,45 €/MWh (178,37 \$/MWh)**.

8.1.3 Conclusión estudio LCOE.

Los resultados nos permiten afirmar que el precio de la producción de energía es mucho mayor en la actualidad de lo que lo es por ejemplo con el proyecto propuesto.

Comparativamente, para estas centrales de ciclo combinado y las centrales de gasoil, en promedio poseen un coste de 105 a 115 \$/MWh, mientras que en las centrales fotovoltaicas que participan del proyecto se puede tomar desde 30 hasta 80 \$/MWh.

En conclusión, el resultado del LCOE es que el proyecto tiene un coste de **37,30 \$/MWh**, frente a los **190,13 \$/MWh** de coste de producción energía eléctrica en Fuerteventura. Esto es, en porcentaje, un 510% más caro producir con el sistema actual frente a realizar el proyecto.

8.2 VALCOE

La evolución del concepto de LCOE es el VALCOE. Aparece por primera vez en el reporte de 2018 mencionado y se desarrolla su utilización y métricas en el “World Energy Outlook” de 2019.

El VALCOE (Value-adjusted LCOE), por tanto, tiene en cuenta el LCOE en su cálculo. Además, integra sobre el tres variables, con las que se trata de medir con más precisión la competitividad de cada una de las tecnologías.

El VALCOE, está compuesto por el resultado del LCOE al que se le añaden o restan tres elementos de cada unidad de generación; energía, capacidad y flexibilidad. Así, se complementan ambos indicadores. El LCOE para dar una estimación inicial al coste poro unidad de electricidad producida y el VALCOE para dar perspectiva de los valores diferenciadores de cada tecnología y el impacto regional que puede condicionar la competitividad de mercado de cada una de ellas.

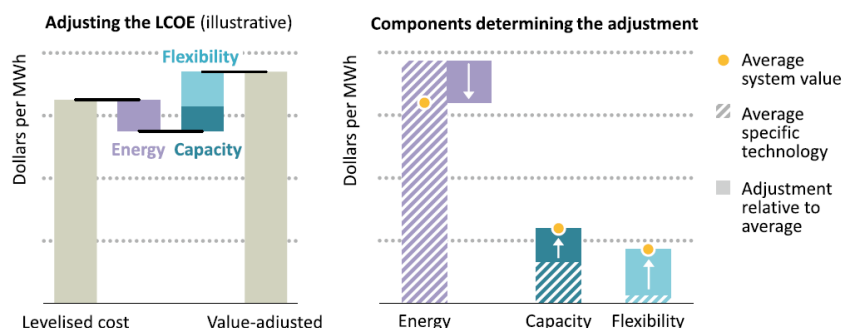


Ilustración 8-1 Ajuste del VALCOE. Fuente [26]

Para cada tecnología, se comparan los elementos con respecto al promedio del sistema. Con esto se obtiene un ajuste (hacia arriba o abajo) al LCOE. Se muestra una

figura ilustrativa de este cálculo obtenida del “World Energy Outlook” publicado por la IEA en el 2018 [26].

Según esta publicación se ofrece el siguiente método para hallar el Value Adjusted LCOE:

$$VALCOE_x = LCOE_x + [Energy] + [Capacity revenue] + [Flexibility]$$

$$Energy\ value_x \left(\frac{\$}{MWh} \right) = \frac{\sum [WholesalePrice_h \left(\frac{\$}{MWh} \right) \times Output_{x,h}(MW)]}{\sum_h^{8760} Output_{x,h}(MW)}$$

$$Capacity\ value_x \left(\frac{\$}{MWh} \right) = \frac{Capacity\ credit_x \times Basis\ capacity\ value \left(\frac{\$}{kW} \right)}{(capacity\ factor_x \times hours\ in\ year/1000)}$$

$$Flexibility\ value_x \left(\frac{\$}{MWh} \right) = \frac{Flexibility\ value\ multiplier_x \times Base\ flexibility\ value \left(\frac{\$}{kW} \right)}{(capacity\ factor_x \times hours\ in\ year/1000)}$$

Como se aprecia en las fórmulas, la complejidad del factor reside en el cálculo de las variables concretas. En especial de capacidad y de flexibilidad puesto que hace falta gran cantidad de datos.

En concreto, como detalla en WEO de 2019 de la IEA, el cálculo de cada uno de estos factores se debe hacer para cada una de las horas de producción de cada año. Lo que implica un proyecto concreto para este tipo de cálculo [27]

Para simplificar la simulación se van a comparar, mediante la estimación que ha realizado la IEA, el VALCOE de una planta fotovoltaica en 2019 y 2040 y una planta de generación a través de ciclo combinado en la unión europea. Esto se debe a que es equiparable a la comparativa del sistema de generación en canarias y el proyecto propuesto.

	CAPITAL COSTS (\$/KW)		FUEL AND O&M (\$/MWH)		LCOE (\$/MWH)		VALCOE (\$/MWH)		DIFERENCIA LCOE-VALCOE (\$/MWH)	
AÑO	2019	2040	2019	2040	2019	2040	2019	2040	2019	2040
NUCLEAR	6600	4500	35	35	150	110	145	115	-5	5
COAL	2000	2000	45	45	120	145	105	125	-15	-20
CCGT	1000	1000	60	70	90	115	75	85	-15	-30
PV	1090	610	15	10	110	65	105	90	-5	25
WIND ON	1950	1760	20	15	95	85	95	90	0	5
WIND OFF	4920	2580	20	10	140	65	135	75	-5	10

Tabla 8-4 Calculo del costes por tipo de generación. LCOE, VALCOE y diferencia [27]

Por tanto, para hallar el VALCOE restaremos al LCOE del sistema canario 15\$/MWh (**12,82 €/MWh**) y al proyecto fotovoltaico se le disminuirán 5\$/MWh (**4,27 €/MWh**).

Finalmente la estimación del VALCOE quedará así:

- Sistema canario: **175,13 \$/MWh**
- Proyecto propuesto: **32,30 \$/MWh**

Sigue existiendo una clara diferencia en el indicador. Por ello se concluye que sería muy beneficioso para el sistema este tipo de proyectos.

9 Balance ambiental.

En este estudio se plantea además de la vertiente económica, muy importante por tratarse de un estudio de viabilidad económica principalmente, el aspecto ambiental de la instalación.

9.1 Cálculo de CO₂ y Tep.

Para el cálculo del impacto ambiental por emisiones evitadas se tendrá en cuenta el estudio realizado en las islas canarias. En él se detallan las emisiones estimadas de CO₂ equivalente por unidad de energía. Así, será sencillo determinar el CO₂ (t) generado por las centrales térmicas existentes.

En el citado estudio se exponen también los datos de energía eléctrica de procedencia fotovoltaica vertida a red. Con ello se proponen las emisiones evitadas por la implantación de esta tecnología. También se calculan las Tep (Toneladas equivalentes de petróleo) consumidas en conversión en energía final.

Resulta llamativo que en este estudio no se ofrece el dato sobre el ratio empleado para el cálculo de Tep y CO₂ (t) evitado. Sin embargo, se realiza el cálculo inverso y se obtiene que se pierden 86 toneladas equivalentes por gigavatio-hora producido con fotovoltaica, frente a las 233 toneladas necesarias para producir la misma electricidad con fuentes no renovables. Se toma el dato de 233 Tep al tratarse de la isla de Fuerteventura. Además, se evitan 786 toneladas de CO₂ por gigavatio-hora producido.

A modo comparativo se refleja que estos valores coinciden, de manera aproximada (un 8% de diferencia), con respecto a los datos que ofrece la EPA en Estados Unidos. Este organismo encargado de la protección ambiental en EEUU ofrece en su página el factor de emisión para 2019 de CO₂ por kWh. Según la EPA se generan 1,562.4 lb CO₂/MWh. Esto son aproximadamente 0,709 toneladas métricas de CO₂/MWh.

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Canarias (Tep)	Canarias CO ₂ (t)
Vertida a red										
2010	36.150	140.428	5.983	8.905	3.328	2	33	194.830	16.755	153.136
2011	44.541	160.612	8.103	12.545	5.751	16	48	231.615	19.919	182.050
2012	55.163	172.439	6.039	14.492	6.187	16	58	254.393	21.878	199.953
2013	60.211	192.467	8.002	18.381	6.254	16	50	285.382	24.543	224.310
2014	58.138	189.267	7.802	17.862	6.256	16	40	279.381	24.027	219.594
2015	56.478	185.713	7.221	16.778	6.388	16	42	272.634	23.447	214.291
2016	57.472	186.177	7.009	16.064	6.410	16	49	273.198	23.495	214.734
2017	53.296	186.514	10.035	16.947	6.302	16	46	273.157	23.491	214.701
2018	53.045	185.544	10.040	16.332	6.112	16	48	271.137	23.318	213.113
2019	55.445	189.143	10.343	16.638	6.276	16	48	277.910	23.900	218.437
Distribución porcentual (%)										
2019	20,0%	68,1%	3,7%	6,0%	2,3%	0,01%	0,02%	100,0%	-	-

Tabla 9-1 Energía eléctrica de origen fotovoltaico vertida a red por año e isla, Tep ahorradas y CO₂(T). Unidades en MWh y Tm [11]

Islas	Coeficientes		Unidades	
	Para fuentes renovables	Para fuentes no renovables	Sistema eléctrico	
Tenerife	0,018	0,203	0,221	Tep _{ep} /MWhe _{ef}
Gran Canaria	0,015	0,201	0,216	Tep _{ep} /MWhe _{ef}
Lanzarote	0,008	0,206	0,215	Tep _{ep} /MWhe _{ef}
Fuerteventura	0,011	0,233	0,244	Tep _{ep} /MWhe _{ef}
La Palma	0,010	0,214	0,224	Tep _{ep} /MWhe _{ef}
La Gomera	0,000	0,246	0,246	Tep _{ep} /MWhe _{ef}
El Hierro	0,088	0,113	0,202	Tep _{ep} /MWhe _{ef}
Canarias	0,015	0,205	0,220	Tep _{ep} /MWhe _{ef}

Tabla 9-2 Coeficientes de paso de energía primaria a energía eléctrica en canarias. TEP por MWh de energía final [13]

Tomando los datos calculados en los anteriores apartados, sobre energía generada a lo largo de 25 años de funcionamiento, se logran los siguientes resultados:

Para la primera instalación de aproximadamente 60 kWp, se calcula una producción final acumulada de 2793,54 MWh. Aplicando los factores de conversión de 147 Tep/GWh se obtiene un ahorro de **410,65 Toneladas equivalentes de petróleo**. En el caso del CO₂ evitado se emplea el factor de conversión de 786 toneladas de CO₂ por Gigavatio-hora. Para la vida útil al completo de la instalación se obtiene un ahorro de emisión de **2195,71 toneladas de CO₂**.

En el caso de la segunda instalación propuesta, de 56 kWp se calcula un ahorro de **386,56 toneladas equivalentes de petróleo y 2066,88 toneladas de CO₂**.

9.2 Emisiones de NO_x SO_x.

Por último se trata de realizar el estudio de emisiones de NO_x y SO_x evitadas. Estas emisiones son típicas de la combustión en combustibles fósiles. Esto se debe a su alto contenido en azufre y combustiones incompletas en algunos casos.

Para ello, y por no disponer de datos más cercanos se emplea a modo de guía el estudio realizado en Baleares sobre este tipo de emisiones. Este estudio detalla las emisiones de cada sector y concreta las debidas a la generación de electricidad [28].

Se calcula que en el año 2019 en las islas baleares se emiten:

- 0,659 kg CO₂ /kWh
- 0,904 g de SO₂/kWh
- 1,03 g de NO_x/kWh

Así se toma como medida comparativa el CO₂ emitido en baleares y se comparará con el resto de contaminantes. De la relación obtenida se determinará la cantidad de contaminante vertido.

La relación obtenida es de un 19,2% mayor, con lo que se estiman:

- 1,078 g de SO₂/kWh
- 1,228 g de NO_x/kWh

Por ende, se evitarán aproximadamente:

- **3011,4 kg de SO₂**
- **3430,46 kg de NO_x**

Es necesario tener en cuenta que, según muchos estudios, estos contaminantes son más perjudiciales que el CO₂. Es por ello que se han tenido en cuenta en este estudio.

10 Anexo I. Hojas de especificaciones.

JAM72S20 440-465/MR

MECHANICAL DIAGRAMS

Remark: customized front color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono				
Weight	25.0kg±3%				
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm				
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) / 12 AWG(UL)				
No. of cells	144 (6×24)				
Junction Box	IP68, 3 diodes				
Connector	QC 4,10(1000V)				
Cable Length (Backpack Connector)	Portals: 300mm(+/-40mm)C, Landscape: 1200mm(+/-120mm)C				
Packaging Configuration	27pcs/pallet 594pcs/40ft Container				

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -440MR	JAM72S20 -445MR	JAM72S20 -450MR	JAM72S20 -455MR	JAM72S20 -460MR	JAM72S20 -465MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.40	49.56	49.70	49.85	50.01	50.16
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.90	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.28	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.76	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96
Module Efficiency (%)	19.7	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	0+/-5W					
Temperature Coefficient of Voc(Tc_Voc)	-0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Vmp(Tc_Vmp)	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(Tc_Pmp)	-0.350%/°C					

Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -440MR	JAM72S20 -445MR	JAM72S20 -450MR	JAM72S20 -455MR	JAM72S20 -460MR	JAM72S20 -465MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	333	336	340	344	348	352
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.40	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61
Max Power Voltage(Vmp) [V]	35.70	35.85	35.99	36.14	36.28	36.40
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.16	9.20	9.25	9.29	9.33	9.36
Max Power Current(Imp) [A]	8.60	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81

NOCT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

*For NonTracker installations: Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.

CHARACTERISTICS

Current-Voltage Curve JAM72S20-455MR

Power-Voltage Curve JAM72S20-455MR

Current-Voltage Curve JAM72S20-455MR

Premium Cells, Premium Modules

Version No.: Global_EN_20200402A

Engineering Drawings

Electrical Performance & Temperature Dependence

Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm	
No. of Half-cells	144 (6×24)	
Dimensions	2008×1002±40mm (79.06×39.45±1.57 inch)	
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)	
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	
Frame	Anodized Aluminium Alloy	
Junction Box	IP67 Rated	
Output Cables	TUV 14,0mm ² Anode 290mm, Cathode 145mm or Customized Length	

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
26pcs/pallet , 52pcs/stack, 572pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM690M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	391V	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.6V	38.6V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (Imp)	9.36A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.9V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	18.89%	15.14%	18.89%	15.14%	19.38%	15.93%	19.89%	15.93%	20.89%	16.89%
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0 ~ +3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Inversor de String Inteligente (SUN2000-60KTL-M0)



The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM380-400M-72H-V-A1-E

Especificaciones técnicas		SUN2000-60KTL-M0
Eficiencia		
Eficiencia máxima	98.9% @40°C	98.7% @35°C
Eficiencia europea	98.7% @40°C	98.5% @35°C
Entrada		
Máx. tensión de entrada	1100 V	
Máx. intensidad por MPPT	22 A	
Máx. intensidad de corriente total por MPPT	36 A	
Tensión de entrada total	208 V	
Range de tensión de operación de MPPT	300 V ~ 1000 V	
Tensión nominal de entrada	600 V @3% Vdc	
Máx. corriente de entrada	6 A	
Corriente de MPPT	6 A	
Salida		
Potencia nominal activa de CA	60,000 W	
Máx. potencia aparente de CA	66,000 VA	
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	66,000 W	
Tensión nominal de salida	220V/230V/230V/100V, ω de 2 3N+PE, 50+PE optional in settings	
Frecuencia nominal de salida	50 Hz/60 Hz	
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz/60 Hz	
Intensidad de salida nominal	9.12 A @30 Vdc, 8.7 A @40 Vdc, 7.22 A @48 Vdc	
Máx. intensidad de salida	90.0 A @30 Vdc, 86.3 A @40 Vdc, 70.8 A @48 Vdc	
Factor de potencia ajustable	0.8 L/D / 0.8 L/D	
Máx. distorsión armónica total	< 3%	
Protecciones		
Opciones de desconexión del lado de entrada	S	
Protección contra funcionamiento en isla	S	
Protección contra sobretensión de CA	S	
Protección contra polaridad inversa de CC	S	
Monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	S	
Protección contra sobretensión de CC	Type I	
Protección contra subtensión de CA	Type II	
Detección de aislamiento de CC	S	
Unidad de monitorización de la intensidad Realizal	S	
Opciones		
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP	
RS485	S	
USB	S	
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	S	
General		
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	1075 x 692 x 300 mm (42.3 x 27.3 x 11.8 pulgadas)	
Peso (con soporte de montaje)	7.8 kg (17.2 lb.)	
Range de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)	
Entorno	Conexión natural	
Humedad de operación	0 ~ 100%	
Conector de CC	Angeplend Index 14	
Conector de CA	Terminal de PC mediante el agua + Anillo	
Clase de protección	IP65	
Tipología	Sin transformador	
Certificado	Cumplimiento de normas IEC, UL y otros estándares internacionales	
Código de red	EN 6180-2, IEC 6180-2, EN 60908, IEC 61169, IEC 62916, IEC 62916, IEC 62916, IEC 60909, IEC 61683	
	EN 61737, VDE 4105/06, UTEC 57-12-1, EN 50438, CUITS 5048-1, CEB 4-1621, RD 4868, PO 129	

Curva de eficiencia

Esquema eléctrico

Ilustración 10-1 Características de los módulos fotovoltaicos empleados e inversor

11 Anexo II. Presupuestos.

Proyecto Número 1:

Concepto	Precio Unidad	Unidades	Subtotal
Panel Solar 455W JA Solar Mono Perc	124,50 €	138	17.181,00 €
Estructura 6 Paneles 30-45mm Coplanar Falcat	75,00 €	23	1.725,00 €
Vatímetro Lacedal ITR 2.0 5A	676,04 €	1	676,04 €
Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0 Trifásico 60kVA	3.584,96 €	1	3.584,96 €
Huawei SmartLogger 3000A	491,08 €	1	491,08 €
Cable Unifilar 6 mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo	0,88 €	750	660,00 €
Cable Unifilar 6 mm2 SOLAR PV ZZ-F Negro	0,88 €	750	660,00 €
Conectores WEIDMULLER PVStick	5,00 €	24	120,00 €
SIKA MULTISEAL SG 10cm x 1mt GRIS	3,33 €	25	83,25 €
Caja Estanca 85x85x45 mm	1,58 €	10	15,80 €
Tornillo para tejado metálico Roscachapa 200	0,55 €	260	143,00 €
Tubo Sellador PECOL 290ml MSP 50 Gris Premium	5,28 €	40	211,20 €
Cable Unifilar 50 mm2 POWERFLEX RZ-1K Verde	5,20 €	150	780,00 €
Cable Trenzado UTP Categoría 6	0,74 €	150	111,00 €
Fusible 15A 1000VDC 10x38	4,58 €	14	64,12 €
Portafusibles 10x38 1000V	2,61 €	14	36,54 €
Sobretensiones Weidmuller VPU PV II 3 1000 Vdc	43,00 €	7	301,00 €
Caja Superficie Carril DIN 36 Elementos + Tapa	62,02 €	3	186,06 €
Magnetotérmico ABB Trif. 100A 4P 16KA S804B-C100	434,48 €	1	434,48 €
Interruptor Diferencial Trif. 100A 30mA 4P A - ABB	401,18 €	1	401,18 €
Cable unifilar 10 mm2 H07Z1-K (AS) Tierra	1,20 €	450	540,00 €
Pica toma tierra	6,34 €	6	38,04 €
Grapa pica toma tierra	1,90 €	6	11,40 €
Tubo corrugado 32 gris (1 rollo)	23,52 €	10	235,20 €
Mano de obra	14.500,00 €	1	14.500,00 €
*** La legalización no incluye memoria técnica del ayuntamiento ni gestión del permiso de obras ***	0,00 €	1	0,00 €
Medios de elevación incluidos	1.650,00 €	1	1.650,00 €
Legalización + Proyecto Visado + CFO + CIE + tasas (industria) + OCA (Sin inyección a la red) <100kW	2.850,00 €	1	2.850,00 €
Presupuesto sujeto a visita técnica	0,00 €	1	0,00 €
Pequeño material eléctrico	950,00 €	1	950,00 €
Toroidales *** A confirmar sección e intensidad ***	120,00 €	3	360,00 €
Aval 40€/kWp instalado NO incluido	0,00 €	1	0,00 €
Envío Cargo	0,00 €	1	0,00 €
Base imponible			49.000,35 €
IVA			10.290,07 €
Total			59.290,42 €
Descuento sobre el precio de venta público			10.065,82 €

Ilustración 11-1 Presupuesto proyecto número 1

Proyecto Número 2:

Concepto	Precio Unidad	Unidades	Subtotal
Kit Trifásico Huawei 60000W 300000Whdia	0,00 €	1	0,00 €
Panel Solar 400W PERC Monocristalino Jinko solar	105,00 €	150	15.750,00 €
Estructura 6 Paneles 30-45mm Coplanar Falcat	75,00 €	25	1.875,00 €
Vatímetro Lacecal ITR 2.0 5A	676,04 €	1	676,04 €
Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0 Trifásico 60kVA	3.584,96 €	1	3.584,96 €
Huawei SmartLogger 3000A	491,08 €	1	491,08 €
Cable Unifilar 6 mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo	0,88 €	750	660,00 €
Cable Unifilar 6 mm2 SOLAR PV ZZ-F Negro	0,88 €	750	660,00 €
Conectores WEIDMULLER PVStick	5,00 €	24	120,00 €
SIKA MULTISEAL SG 10cm x 1mt GRIS	3,33 €	30	99,90 €
Caja Estanca 85x85x45 mm	1,58 €	10	15,80 €
Tornillo para tejado metálico Roscachapa 200	0,55 €	300	165,00 €
Tubo Sellador PECOL 290ml MSP 50 Gris Premium	5,28 €	45	237,60 €
Cable Unifilar 50 mm2 POWERFLEX RZ-1K Verde	5,20 €	150	780,00 €
Cable Trenzado UTP Categoría 6	0,74 €	150	111,00 €
Fusible 15A 1000VDC 10x38	4,58 €	18	82,44 €
Portafusibles 10x38 1000V	2,61 €	18	46,98 €
Sobretensiones Weidmuller VPU PV II 3 1000 Vdc	43,00 €	9	387,00 €
Caja Superficie Carril DIN 36 Elementos + Tapa	62,02 €	3	186,06 €
Magnetotérmico ABB Trif. 100A 4P 16KA S804B-C100	434,48 €	1	434,48 €
Interruptor Diferencial Trif. 100A 30mA 4P A - ABB	401,18 €	1	401,18 €
Cable unifilar 10 mm2 H07Z1-K (AS) Tierra	1,20 €	450	540,00 €
Pica toma tierra	6,34 €	6	38,04 €
Grapa pica toma tierra	1,90 €	6	11,40 €
Tubo corrugado 32 gris (1 rollo)	23,52 €	10	235,20 €
Mano de obra	14.500,00 €	1	14.500,00 €
*** La legalización no incluye memoria técnica del ayuntamiento ni gestión del permiso de obras ***	0,00 €	1	0,00 €
Medios de elevación incluidos	1.650,00 €	1	1.650,00 €
Legalización + Proyecto Visado + CFO + CIE + tasas (industria) + OCA (Sin inyección a la red) <100kW	2.850,00 €	1	2.850,00 €
Presupuesto sujeto a visita técnica	0,00 €	1	0,00 €
Pequeño material eléctrico	950,00 €	1	950,00 €
Toroidales *** A confirmar sección e intensidad ***	120,00 €	1	120,00 €
Envío Cargo	0,00 €	1	0,00 €
Base imponible			47.659,16 €
IVA			10.008,42 €
Total			57.667,58 €
Descuento sobre el precio de venta público			7.988,08 €

Ilustración 11-2 Presupuesto proyecto 2

12 Anexo III. Cálculo económico.

Proyecto 1 escenario normal.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Inversión	59.302																										
Inversión propia	59.290																										
Préstamo (Financiación)	0																										
Ingresos		6.227,90	6.301,64	6.376,25	6.451,74	6.528,13	6.605,43	6.683,63	6.762,77	6.842,84	6.923,86	7.005,84	7.088,79	7.172,72	7.257,64	7.343,57	7.430,52	7.518,50	7.607,52	7.697,59	7.788,73	7.880,95	7.974,26	8.068,67	8.164,21	8.260,87	
Costes																											
Costes de funcionamiento		500,00	505,25	510,56	515,92	521,33	526,81	532,34	537,93	543,58	549,28	555,05	560,88	566,77	572,72	578,73	584,81	590,95	597,16	603,43	609,76	616,16	622,63	629,17	635,78	642,45	
Costes financieros (intereses préstamo)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00																
Costes de depreciación		4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	4.151,15	2.280,00											
Beneficio bruto		1.576,75	1.645,23	1.714,54	1.784,67	1.855,65	1.927,47	2.000,14	2.073,69	2.148,11	2.223,42	2.299,63	2.376,75	2.454,80	2.533,77	4.484,84	6.845,71	6.927,55	7.010,36	7.094,17	7.178,97	7.264,78	7.351,63	7.439,50	7.528,43	7.618,42	
Impuesto sociedades 15%																											
Impuesto sociedades 25,00%		236,51	246,79	428,64	446,17	463,91	481,87	500,04	518,42	537,03	555,86	574,91	594,19	613,70	633,44	1.121,21	1.711,43	1.731,89	1.752,59	1.773,54	1.794,74	1.816,20	1.837,91	1.859,88	1.882,11	1.904,60	
Impuesto a la electricidad 7,00%		435,95	441,11	446,34	451,62	456,97	462,38	467,85	473,39	479,00	484,67	490,41	496,22	502,09	508,04	514,05	520,14	526,29	532,53	538,83	545,21	551,67	558,20	564,81	571,49	578,26	
Peaje de acceso 0,00 €		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio neto		904,28	1.398,45	1.285,91	1.338,51	1.391,73	1.445,60	1.500,11	1.555,26	1.611,08	1.667,57	1.724,72	1.782,57	1.841,10	1.900,33	3.363,63	5.134,28	5.195,66	5.257,77	5.320,62	5.384,23	5.448,59	5.513,72	5.579,63	5.646,32	5.713,81	
Pago a principal (amortización préstamo)																											
Cash Flow	59.290,42	5.055,44	5.549,60	5.437,06	5.489,66	5.542,89	5.596,75	5.651,26	5.706,42	5.762,24	5.818,72	5.875,88	5.933,72	5.992,25	6.051,48	5.643,63	5.134,28	5.195,66	5.257,77	5.320,62	5.384,23	5.448,59	5.513,72	5.579,63	5.646,32	5.713,81	
Suma simple inversión + FC	59.290,42	54.234,99	48.685,39	43.248,33	37.758,67	32.215,78	26.619,02	20.967,76	15.261,34	-9.499,11	3.680,39	2.195,49	8.129,21	14.121,46	20.172,94	25.816,57	30.950,85	36.146,51	41.404,29	46.724,91	52.109,14	57.557,73	63.071,44	68.651,07	74.297,39	80.011,21	
VAN anualizado	59.290,42	54.287,52	48.852,65	43.583,32	38.318,30	33.057,47	27.800,70	22.547,90	17.298,94	12.053,72	6.812,11	1.574,02	3.660,67	8.892,07	14.120,29	18.945,47	23.289,56	27.639,90	31.996,50	36.359,38	40.728,53	45.103,96	49.485,69	53.873,72	58.268,07	62.668,73	

Proyecto 2 escenario normal.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Inversión	57.668																										
Inversión propia Préstamo (Financiación)	57.668 0																										
Ingresos		5.962,08	6.032,67	6.104,09	6.176,37	6.249,49	6.323,49	6.398,36	6.474,11	6.550,77	6.628,33	6.706,81	6.786,22	6.866,57	6.947,87	7.030,13	7.113,36	7.197,59	7.282,81	7.369,04	7.456,28	7.544,57	7.633,89	7.724,28	7.815,74	7.908,27	
Costes																											
Costes de funcionamiento		500,00	505,25	510,56	515,92	521,33	526,81	532,34	537,93	543,58	549,28	555,05	560,88	566,77	572,72	578,73	584,81	590,95	597,16	603,43	609,76	616,16	622,63	629,17	635,78	642,45	
Costes financieros (Intereses préstamo)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00																
Costes de depreciación		4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	4.036,73	2.280,00										
Beneficio bruto		1.425,34	1.490,69	1.556,81	1.623,72	1.691,43	1.759,95	1.829,29	1.899,46	1.970,46	2.042,31	2.115,03	2.188,61	2.263,07	2.338,42	4.171,40	6.528,56	6.606,64	6.685,65	6.765,61	6.846,52	6.928,40	7.011,26	7.095,11	7.179,96	7.265,82	
Impuesto sociedades 15% 25,00%		213,80	223,60	389,20	405,93	422,86	439,99	457,32	474,86	492,62	510,58	528,76	547,15	565,77	584,60	1.042,85	1.632,14	1.651,66	1.671,41	1.691,40	1.711,63	1.732,10	1.752,82	1.773,78	1.794,99	1.816,46	
Impuesto a la electricidad 7,00%		417,35	422,29	427,29	432,35	437,46	442,64	447,89	453,19	458,55	463,98	469,48	475,04	480,66	486,35	492,11	497,94	503,83	509,80	515,83	521,94	528,12	534,37	540,70	547,10	553,58	
Peaje de acceso 0,00 €		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio neto		794,20	1.267,08	1.167,61	1.217,79	1.268,57	1.319,96	1.371,97	1.424,59	1.477,85	1.531,74	1.586,27	1.641,45	1.697,30	1.753,81	3.128,55	4.896,42	4.954,98	5.014,24	5.074,21	5.134,89	5.196,30	5.258,45	5.321,33	5.384,97	5.449,37	
Pago a principal (amortización préstamo)																											
Cash Flow	57.667,58	4.830,93	5.303,81	5.204,34	5.254,52	5.305,30	5.356,69	5.408,70	5.461,32	5.514,58	5.568,47	5.623,00	5.678,19	5.734,03	5.790,54	5.408,55	4.896,42	4.954,98	5.014,24	5.074,21	5.134,89	5.196,30	5.258,45	5.321,33	5.384,97	5.449,37	
Suma simple inversión + FC	57.667,58	52.836,65	47.532,84	42.328,50	37.073,98	31.768,68	26.411,99	21.003,29	15.541,97	10.027,39	4.458,93	1.164,07	6.842,26	12.576,29	18.366,83	23.775,38	28.671,79	33.626,77	38.641,01	43.715,22	48.850,11	54.046,41	59.304,86	64.626,19	70.011,16	75.460,52	
VAN anualizado	57.667,58	52.886,85	47.692,69	42.648,90	37.609,40	32.574,06	27.542,78	22.515,44	17.491,93	12.472,14	7.455,97	2.443,30	2.565,96	7.571,92	12.574,70	17.198,89	21.341,72	25.490,54	29.645,35	33.806,16	37.972,98	42.145,82	46.324,69	50.509,59	54.700,53	58.897,52	

14 Bibliografía.

- [1] Viaintermedia.com, «Fotovoltaica - El 90% de la energía solar fotovoltaica instalada en la UE en 2019 tuvo como escenario España», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/espana-acaparo-en-2019-el-90-de-20201109/> (accedido ago. 29, 2021).
- [2] S. Singh, R. Kumar, y V. Vijay, *Performance Analysis of 58 kW Grid-Connected Rooftop Solar PV System*. New York: Ieee, 2014.
- [3] R. Xue, J. Zhang, Y. Li, y Y. Li, «Organic Solar Cell Materials toward Commercialization», *Small*, vol. 14, n.º 41, p. 1801793, oct. 2018, doi: 10.1002/sml.201801793.
- [4] A. Allouhi, R. Saadani, M. S. Buker, T. Kousksou, A. Jamil, y M. Rahmoune, «Energetic, economic and environmental (3E) analyses and LCOE estimation of three technologies of PV grid-connected systems under different climates», *Sol. Energy*, vol. 178, pp. 25-36, ene. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.11.060.
- [5] S. Comello, S. Reichelstein, y A. Sahoo, «The road ahead for solar PV power», *Renew. Sust. Energ. Rev.*, vol. 92, pp. 744-756, sep. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.098.
- [6] «Can renewable energy sources supply the world with a large share of the energy it requires? – Musica Project». <https://musica-project.eu/can-renewable-energy-sources-supply-the-world-with-a-large-share-of-the-energy-it-requires/> (accedido sep. 08, 2021).
- [7] T. Ackermann, G. Andersson, y L. Soder, «Distributed generation: a definition», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, n.º 3, pp. 195-204, abr. 2001, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [8] G. A. Marrero y F. Javier Ramos-Real, «Electricity generation cost in isolated system: The complementarities of natural gas and renewables in the Canary Islands», *Renew. Sust. Energ. Rev.*, vol. 14, n.º 9, pp. 2808-2818, dic. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.06.007.
- [9] A. Pfeifer, V. Dobravec, L. Pavlinek, G. Krajacic, y N. Duic, «Integration of renewable energy and demand response technologies in interconnected energy systems», *Energy*, vol. 161, pp. 447-455, oct. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.134.
- [10] «El sistema eléctrico canario», p. 7.
- [11] «Sistema eléctrico canario | Red Eléctrica de España». <https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario> (accedido abr. 10, 2021).
- [12] D. M. Gioutsos, K. Blok, L. van Velzen, y S. Moorman, «Cost-optimal electricity systems with increasing renewable energy penetration for islands across the globe», *Appl. Energy*, vol. 226, pp. 437-449, sep. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.108.
- [13] «anuarioelectricocanarias2019-pub.pdf». Accedido: ago. 04, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2020/10/anuarioelectricocanarias2019-pub.pdf>

- [14] «Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO₂». https://demanda.ree.es/visiona/canarias/lz_fv/tablas/2021-08-03/2 (accedido ago. 04, 2021).
- [15] «Estadística diaria del sistema eléctrico español en Canarias | Red Eléctrica de España». <https://www.ree.es/es/balance-diario/canarias/2021/01/31> (accedido ago. 05, 2021).
- [16] «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR (accedido jul. 02, 2021).
- [17] C. Rosenzweig *et al.*, «Enhancing Climate Resilience at NASA Centers: A Collaboration between Science and Stewardship», *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 95, n.º 9, pp. 1351-1363, sep. 2014, doi: 10.1175/BAMS-D-12-00169.1.
- [18] J. W. White, G. Hoogenboom, P. W. Stackhouse, y J. M. Hoell, «Evaluation of NASA satellite- and assimilation model-derived long-term daily temperature data over the continental US», *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 148, n.º 10, pp. 1574-1584, sep. 2008, doi: 10.1016/j.agrformet.2008.05.017.
- [19] «GEWEX». <https://www.gewex.org/> (accedido jul. 02, 2021).
- [20] «Data Sets: Surface Radiation Budget (SRB) | GEWEX», *GEWEX* /, abr. 07, 2015. <https://www.gewex.org/data-sets-surface-radiation-budget-srb/> (accedido jul. 02, 2021).
- [21] P. W. S. Jr, D. P. Kratz, G. R. McGarragh, S. K. Gupta, y E. B. Geier, «Fast Longwave and Shortwave Radiative Flux (FLASHFlux) Products from CERES and MODIS Measurements», p. 6.
- [22] «Cálculo de variaciones del Índice de Precios de Consumo», *INE*. <https://www.ine.es/varipc/verVariaciones.do;jsessionid=30ADF85E5DEC63315F6BF7C51819F268.varipc01?idmesini=7&anyoini=2020&idmesfin=1&anyofin=2021&ntipo=1&enviar=Calcular> (accedido ago. 18, 2021).
- [23] «Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE». <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual&system=1> (accedido ago. 18, 2021).
- [24] «Base de datos meteorológica. Gráficos -Datos Extremos-Datos diarios de Temperatura». <https://datosclima.es/Aemethistorico/Tempestad.php> (accedido ago. 21, 2021).
- [25] «Levelised Cost of Electricity Calculator – Analysis», *IEA*. <https://www.iea.org/articles/levelised-cost-of-electricity-calculator> (accedido abr. 02, 2021).
- [26] «World Energy Outlook 2018», *IEA Webstore*. <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018> (accedido mar. 17, 2021).
- [27] D. F. Birol, «WORLD ENERGY OUTLOOK 2019», p. 810.
- [28] «Sección de atmósfera-Factores de emisión». http://www.caib.es/sites/atmosfera/es/factores_de_emision_-58153/ (accedido sep. 09, 2021).

15 Índice de ilustraciones.

Ilustración 1-1 Potencia instalada por países en 2019 y 2018 [1]	5
Ilustración 1-2 LCOE vs VALCOE en la generación con carbón y fotovoltaica, estimación a futuro (2017) [6].....	6
Ilustración 1-3 Estructura de generación en el sistema canario de electricidad. Año 2021 [15]	9
Ilustración 1-4 Producción eléctrica a partir de renovables en canarias en el año 2019 [13].....	9
Ilustración 2-1 Emplazamiento del proyecto. Tejado de nave industrial	10
Ilustración 4-1 Visualización nave industrial.....	16
Ilustración 4-2 Dimensionamiento planta. Nave industrial	17
Ilustración 4-3 Vista general de edificios próximos	17
Ilustración 4-4. Vista perspectiva emplazamiento.....	18
Ilustración 4-5 Diseño estructural de la nave industrial en CYPE	19
Ilustración 4-6 Detalle de cálculo de una zapata y unión	19
Ilustración 4-7 Cálculo del ángulo óptimo con PVsyst	21
Ilustración 6-1 Parámetros de inclinación y orientación del sistema. Rendimiento anual	28
Ilustración 6-2 Sistema proyecto 1. Diseño de sistema	29
Ilustración 6-3 Sistema proyecto 2. Diseño de sistema	30
Ilustración 6-4 Cálculo de la línea de horizonte real.....	32
Ilustración 6-5 Diseño en PVsyst de pérdidas por sombreado	33
Ilustración 6-6 Diagramas de pérdidas en función de la elevación angular	34
Ilustración 6-7 Diseño de módulos. Cadenas y string proyecto 1.....	35
Ilustración 6-8 Diseño de módulos. Cadenas y string proyecto 2.....	35
Ilustración 6-9 Resultados de simulación proyecto 1	36
Ilustración 6-10 Resultados de simulación proyecto 2	37
Ilustración 7-1 Precio de mercado de la energía eléctrica, con línea de tendencia [23].....	39
Ilustración 7-2 IPC anualizado [22]	40
Ilustración 7-3 División de costes del proyecto	42
Ilustración 7-4 Retorno de la inversión 3 escenarios. Proyecto 1	44
Ilustración 7-5 Retorno de la inversión 3 escenarios. Proyecto 2	45
Ilustración 8-1 Ajuste del VALCOE. Fuente [26].....	49
Ilustración 10-1 Características de los módulos fotovoltaicos empleados e inversor	55
Ilustración 11-1 Presupuesto proyecto número 1	56

16 Índice de tablas.

Tabla 1-1 Origen de la producción de energía eléctrica en el sistema insular [13]	8
Tabla 4-1 Cálculo de irradiancia promedio en kWh/m ² de cada mes y total anual. Fuente: base de datos de PVsyst y PVGIS-NASA	20
Tabla 4-2 Cálculo de irradiancia promedio en el ángulo óptimo (kWh/m ²) [16]	22
Tabla 4-3 Valores empleados en cálculos futuros. Temperatura en °C y Velocidad del viento en m/s [16]	22
Tabla 5-1 Cálculo de número de paneles a instalar para paneles de 2m x 1m	24
Tabla 5-2 Cálculo de número de paneles a instalar para paneles de 2,15m x 1,05m.....	24
Tabla 5-3 Principales características de los módulos seleccionados	25
Tabla 5-4 Cálculo potencia pico obtenida.....	25
Tabla 5-5 Producción mensual del sistema 1 para el año típico.....	26
Tabla 5-6 Estimación de producción mensual del sistema 2 para el año típico..	27
Tabla 6-1 Resultado obtenidos por proyecto	31
Tabla 7-1 Precio de la electricidad en España en €/MWh y diferencia porcentual anual [23].....	38
Tabla 7-2 IPC según el INE [22]	39
Tabla 7-3 Ingresos según producción anual y precio de electricidad a 12 años...	42
Tabla 8-1 Cálculo de LCOE de la instalación.....	47
Tabla 8-2 Precio de la electricidad por mes, en €/MWh [13].....	48
Tabla 8-3 Costes de generación de electricidad por sistema en canarias. Precios en €/MWh [13]	48
Tabla 8-4 Calculo del costes por tipo de generación. LCOE, VALCOE y diferencia [27].....	50
Tabla 9-1 Energía eléctrica de origen fotovoltaico vertida a red por año e isla, Tep ahorradas y CO ₂ (T). Unidades en MWh y Tm [11].....	52
Tabla 9-2 Coeficientes de paso de energía primaria a energía eléctrica en canarias. TEP por MWh de energía final [13]	53