



ICADE BUSINESS SCHOOL

MÁSTER UNIVERSITARIO EN FINANZAS

CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO MEDIANTE PROJECT FINANCE

Autor: Ignacio Jiménez Sánchez

Director: Ramón Cidón Martínez

Madrid
Junio 2018

Ignacio
Jiménez
Sánchez

CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO MEDIANTE PROJECT FINANCE



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	ESTADO DEL ARTE	4
2.1.	FUNCIONAMIENTO Y TIPOS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	4
2.2.	MARCO HISTÓRICO	6
2.3.	MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA.....	7
2.4.	LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....	10
2.5.	LA BURBUJA SOLAR SUFRIDA EN ESPAÑA.....	11
3.	EXPLICACIÓN DEL PROYECTO	13
3.1.	EMPLAZAMIENTO.....	13
3.2.	MARCO NORMATIVO DEL PROYECTO.....	14
3.3.	DIMENSIONADO DEL PROYECTO.....	15
3.3.1.	PARTES QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN.....	15
3.4.	INVERSIÓN A REALIZAR	19
3.5.	COSTES OPERATIVOS DEL PROYECTO	20
3.6.	ESTIMACIÓN DE INGRESOS ANUALES GENERADOS.....	21
3.7.	CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN DEL INMOBILIZADO	22
4.	¿POR QUÉ PROJECT FINANCE?.....	23
4.1.	PROJECT BONDS	24
4.2.	TIPOS DE FINANCIACIÓN	24
4.2.1.	FINANCIACIÓN CON RECURSOS PROPIOS.....	24
4.2.2.	FINANCIACIÓN CON UNA ÚNICA ENTIDAD	25
4.2.3.	FINANCIACIÓN CON PRÉSTAMO SINDICADO	25
4.2.4.	FINANCIACIÓN MEDIANTE SUBVENCIÓN PÚBLICA.....	26
4.3.	FINANCIACIÓN TOTAL DEL PROYECTO.....	26
4.3.1.	COSTES DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	26
4.3.2.	INTERESES DE CAPITAL	27
4.3.3.	SERVICIO DE LA DEUDA	28
4.3.4.	FINANCIACIÓN MEDIANTE WORKING CAPITAL.....	29
5.	RESULTADOS	30
5.1.	RENTABILIDAD DEL PROYECTO	31
6.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	33

6.1.	SENSIBILIDAD EN LOS INGRESOS.....	33
6.2.	SENSIBILIDAD EN LA FINANCIACIÓN	36
7.	ANÁLISIS DE RIESGOS	38
7.1.	RIESGOS ASOCIADOS A LA CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO	38
7.2.	RIESGOS OPERATIVOS	39
7.3.	RIESGOS DE MERCADO.....	40
7.4.	RIESGOS FINANCIEROS.....	40
7.5.	RIESGO DE FUERZA MAYOR	41
7.6.	RIESGO PAÍS.....	42
8.	CONCLUSIONES	43
9.	REFERENCIAS.....	45
9.1.	BIBLIOGRAFÍA ACADÉMICA	45
9.2.	PÁGINAS WEBS CONSULTADAS.....	45
	ANEXO I	46
	ANEXO II	53

1. INTRODUCCIÓN

Algunos inversores creen que las inversiones alternativas son una clase exclusiva y con un volumen muy poco significativo comparándolas con otras inversiones existentes a día de hoy. Pero en realidad las inversiones alternativas están presentes en muchas opciones diferentes y pueden permitir ser una herramienta potente que ayuda a los inversionistas a alcanzar mayor diversificación, aminorar la volatilidad y dar un impulso a los rendimientos.

En este trabajo se plantea el proceso de desarrollo de negocio de una de las inversiones alternativas más de moda en los últimos años, la de las energías renovables. Para ser más específicos, nos hemos centrado en la explotación de un parque de generación de energía fotovoltaica de capacidad media-alta.

Es por esto, que el principal objetivo que se persigue con este trabajo es evaluar la viabilidad y la rentabilidad ofrecida para este tipo de inversiones. Cubriendo todo el ciclo económico del proyecto, desde la localización del proyecto hasta la construcción y posterior explotación del mismo.

Para ello, se ha tratado de proyectar de la forma más real posible el caso práctico expuesto, procurando justificar y detallar de la mejor manera el escenario planteado. Como punto de partida, se partió por definir la capacidad de generación de la planta que queríamos estudiar. Teniendo en cuenta proyectos similares, se pensó en una capacidad alrededor de 50 MW, ajustando la capacidad final según posibilidades de terreno encontradas. Una vez definido esto, se trató de buscar el punto geográfico que mejor se adaptase a nuestras necesidades, encontrando en el desierto de Tabernas (Almería) el lugar idóneo.

Otro de los objetivos implícitos en el análisis de dicha inversión, es el estudio de la financiación del mismo. A la hora de plantear este proyecto, se pensó directamente en el método de *Project Finance*, como el mejor vehículo para poder financiarlo. Gracias a esta herramienta se limita la exposición al riesgo de los inversores, aumentando el atractivo del proyecto, al lograr de esta forma la mejor relación rentabilidad-riesgo. De todas formas, en el trabajo se analizarán las diferentes vías que existen a día de hoy, para financiar estos tipos de proyectos, justificando el planteamiento finalmente seguido.

Para poder completar el análisis de nuestra inversión, es necesario poder evaluar los principales riesgos que presenta el proyecto y que pueden hacer variar la rentabilidad que previamente hemos calculado. De la misma forma, se estudiarán las mejores soluciones encontradas para poder cubrirnos o por lo menos mitigar el efecto que ocasionaría la aparición de cualquiera de dichos riesgos.

A pesar de estas acciones de cobertura, la rentabilidad final de nuestra inversión dependerá siempre de distintas variables exógenas. Es por esto que será necesario realizar el estudio de sensibilidad, que presenta nuestro proyecto ante los distintos escenarios que podrían presentarse.

2. ESTADO DEL ARTE

La energía solar, se trata de una fuente inagotable y gratuita de energía, ofreciendo un potencial energético mucho mayor de lo que la humanidad será capaz de consumir. Es por esto que es considerada como una energía renovable.

Para su aprovechamiento y posterior transformación de la energía solar en energía eléctrica existen diferentes tecnologías, divididas principalmente en dos grandes grupos:

- **Energía solar fotovoltaica:** es la transformación directa de la radiación electromagnética solar en energía eléctrica, a través de unas células fotovoltaicas.
- **Energía solar térmica:** consiste en el aprovechamiento de la energía procedente del sol para transferirla a un medio portador de calor, generalmente agua o aire para su aprovechamiento posterior. Dentro de esa tecnología encontramos:
 - **Solar térmica de baja temperatura:** se basan básicamente en colectores para uso doméstico (Agua caliente sanitaria) y calefacción.
 - **Solar térmica de alta temperatura:** este sistema se basa en la obtención de altas temperaturas a través de la concentración de la radiación solar en una pequeña superficie por medio de espejos con el objetivo de transformar el caloportador en vapor. Para la posterior conversión de este vapor en energía eléctrica generalmente a través de turbinas. Dentro de esta tecnología podemos encontrar distintas variedades según el tipo de sistema de concentración de la radiación solar destacan: los concentradores cilindro-parabólicos, los concentradores parabólicos y el concentrador solar de torre.

Nuestro proyecto está basado en la energía solar fotovoltaica, al ser la tecnología más madura y rentable a día de hoy de entre todas las de energía solar.

2.1. FUNCIONAMIENTO Y TIPOS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Como ya hemos explicado anteriormente, la energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica. Esta conversión se produce gracias a unas pequeñas células fotovoltaicas que se conectan entre sí y que se agrupan formando lo que se conoce como módulos fotovoltaicos.

Estas células fotovoltaicas están fabricadas por materiales semiconductores, que permiten que ocurra el conocido como “efecto fotoeléctrico”. Este efecto, se produce cuando una superficie se expone a la radiación electromagnética sobre cierta frecuencia del umbral (varía en función del tipo de material usado) y en esas condiciones la superficie del material absorbe la luz y emite electrones. Por cada electrón emitido, se queda un hueco provocado por la rotura del enlace donde estaba ese electrón. Ese enlace

por lo tanto tendrá ahora una carga positiva de igual valor a la del electrón eyectado, que provocará una corriente eléctrica en el semiconductor.

Dentro de la fotovoltaica, el material más utilizado como semiconductor, es el silicio al ofrecer la mejor relación rendimiento/precio. Pero últimamente están apareciendo otros materiales como el Teluro de Cadmio o el Arseniuro de Cadmio con los que también se fabrican las celdas fotovoltaicas.

Dentro de las celdas fabricadas con Silicio, podemos encontrar diferentes paneles en el mercado, los principales son los siguientes:

- **Monocristalino:** célula de Silicio procesada como un único cristal. Presenta la mayor eficiencia de entre todas las células comercializadas (entre 15 – 18 %), pero de igual forma se trata del modelo que tiene el mayor coste de fabricación debido a la elevada pureza y a la gran cantidad de Silicio.
- **Policristalinos:** está formado por un conjunto de granos o monocristales orientados de forma aleatoria. Por lo que presenta un rendimiento bueno, pero menor que el de las células puramente monocristalinas (12-15%). Permite reducir costes al bajar el coste de fabricación de las obleas, debido a la necesidad de una menor pureza del Silicio.
- **Amorfos:** sólo aplicable para el Silicio. No hay red cristalina alguna y contienen un gran número de defectos estructurales y de enlaces. El material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí. A pesar de que el coeficiente de absorción es 40 veces superior al del Silicio monocristalino, su rendimiento es aún menor que en los multicristalinos (8-10%). Pero su coste de fabricación es menor. Problemas: degradación de su rendimiento tras los primeros meses de operación.
- **Dispositivos híbridos:** se alternan capas o sustratos monocristalinos con policristalinos.

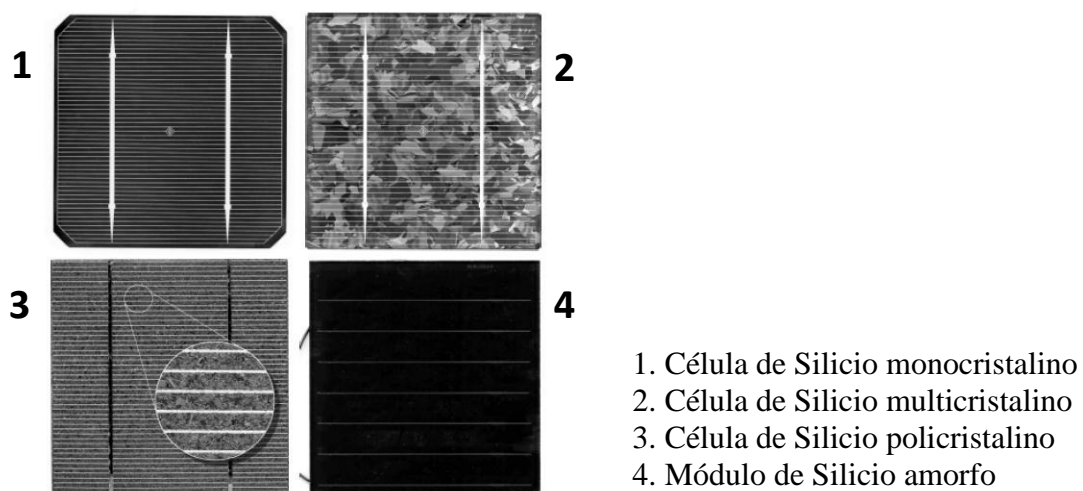


Ilustración 1. Tipos de células fotovoltaicas. Fuente: IMDEA Energía

2.2. MARCO HISTÓRICO

El efecto fotovoltaico fue descubierto en la primera mitad del Siglo XIX por Henri Becquerel quién observó que al poner distintos materiales a la luz producían corriente eléctrica. Aunque no es hasta la segunda mitad del Siglo XX donde se empiezan a realizar las primeras aplicaciones prácticas, fruto del desarrollo también de los primeros semiconductores y la electrónica.

La primera célula fotovoltaica se crea en 1954, en busca de una fuente de alimentación de los primeros satélites espaciales. De hecho es en 1958 el satélite tipo Vanguard el primer aparato lanzado al espacio que integraba esta tecnología, en concreto un generador fotovoltaico que alimentaba un transmisor auxiliar de 5 mW. En ese momento el alto coste de la tecnología solo era asumible para este tipo de industria.

Posteriormente gobiernos y algunas compañías del sector energético se interesan y comienzan a desarrollar programas de I+D para aplicaciones terrestres. Desde entonces la industria fotovoltaica ha crecido espectacularmente reduciendo los costes y mejorando la eficiencia.

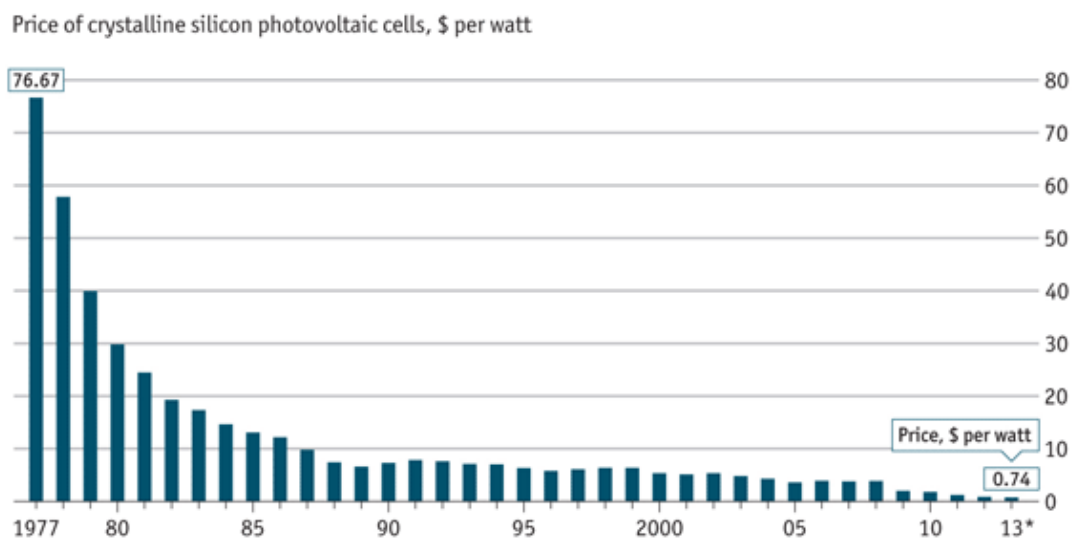


Ilustración 2. Evolución del precio de cristal de silicio para células fotovoltaicas. Fuente: Bloomberg New Energy Finance

*En el año de estudio actual 2018, el precio de las células fotovoltaicas policristalinas ha llegado a ser inferior a 0,25 \$/W.

2.3. MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Para hacernos una idea del funcionamiento actual del mercado eléctrico español, tenemos que destacar dos aspectos fundamentales: el primero de ellos es que se trata de un mercado altamente regulado, que ha sufrido muchos cambios normativos en muy poco tiempo. El segundo aspecto característico, es que al tratarse de un mercado altamente complejo y con grandes barreras de entrada, nos encontramos con que unas pocas empresas copan casi todo el mercado.

Para prevenir este mercado de oligopolio, en donde los precios eran manipulados por las grandes eléctricas, el gobierno decidió liberalizar el mercado y buscar a través del método de subastas eléctricas, una mayor competitividad entre las empresas para lograr un descenso de los precios, beneficiando así a los usuarios finales.

Actualmente existen dos formas por las que se fija el precio eléctrico y que los usuarios finales a través de las comercializadoras pueden elegir, estas son:

- **Mercado regulado (PVPC)**, en este caso el coste eléctrico viene fijado por el Gobierno (Dirección general de la energía) que lo revisa normalmente de forma anual. Dentro de esta modalidad las comercializadoras de referencia ofrecen dos opciones: con precios indexados al precio horario del mercado, y el precio fijo, que mantiene el precio durante todo el año (con permanencia). Si como usuario no has dicho nada, por defecto suelen aplicar el PVPC (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor) con los precios indexados al mercado mayorista.
- **Mercado libre**, es la propia comercializadora quien estipula los precios de sus tarifas. Estos precios varían en función del precio por el que la comercializadora ha comprado la electricidad en el mercado mayorista, que se realiza a través de una subasta.

Los precios de la electricidad tanto en el mercado Español como en Europa se fijan diariamente (todos los días del año) a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas del día siguiente, en lo que conocemos como Mercado Diario. Se hace una estimación del volumen de energía en una hora determinada del día siguiente y se realiza una puja entre los diferentes agentes del sector energético. Este cruce entre oferta y demanda será el que fijará el precio eléctrico, siguiendo el modelo marginalista adoptado por la UE.

Tras el mercado diario, los agentes pueden volver a comprar y vender electricidad en el mercado intradiario, es decir, en distintas sesiones de contratación unas horas antes del tiempo real. Existen seis sesiones de contratación basadas en subastas como las descritas para el mercado diario, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda.

Los mercados intradiarios permiten a los agentes compradores y vendedores reajustar sus compromisos (de compra y venta respectivamente) hasta cuatro horas antes del

tiempo real. A partir de ese momento, existen otros mercados gestionados por el operador del sistema en el que se asegura en todo momento el equilibrio de la producción y el consumo.

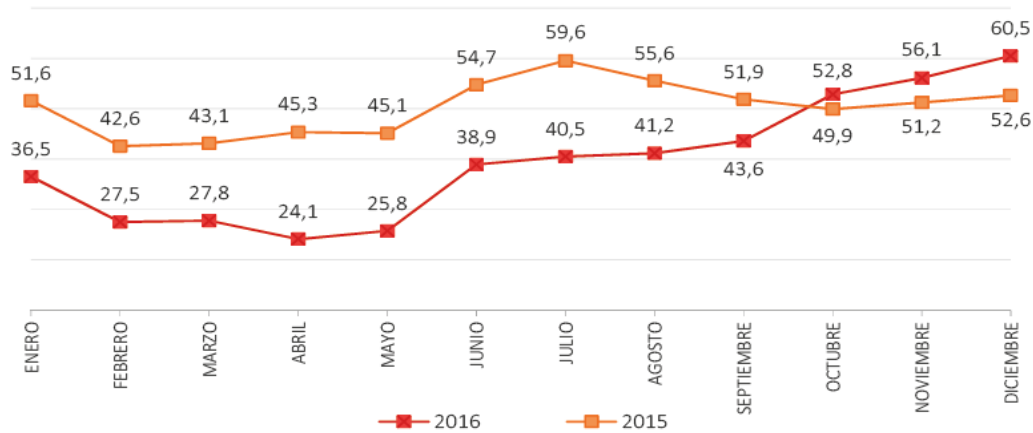


Ilustración 3. Evolución precios medios mensuales mercado diario 2015-2016 (€/MWh). Fuente: Operador de Mercado Ibérico de Energía (OMIE)

Es por esto que actualmente en el precio eléctrico influyen muchos factores relacionados principalmente con la oferta y la demanda, por ejemplo en el pasado año 2017 la cuota de la generación eléctrica renovable obtuvo el peor registro de los últimos cinco años, reduciendo su cuota al 33,3%, frente al 40,8% en 2016. Este notable descenso fue consecuencia del impacto de la extrema sequía sobre la producción hidráulica y la menor generación eólica. Este hecho provocó en momentos puntuales, aumentos muy elevados del precio eléctrico por culpa de una menor oferta en el mercado.

La energía renovable al tener una generación altamente dependiente de las condiciones climáticas, hará fluctuar fuertemente el precio eléctrico en el mercado, más si cabe teniendo en cuenta que en España en torno a un 30 – 40 % de la energía generada procede de las renovables.



Ilustración 4. Demanda eléctrica 2017 en España clasificado por fuente de energía. Fuente: Red Eléctrica Española

Otro aspecto que tenemos que tener en cuenta para entender el complejo mercado eléctrico en España, es que al ser un país que apenas cuenta con reservas energéticas fósiles (no alcanza ni el 1% del consumo de estos combustibles) necesita tener una importante diversificación energética para reducir el riesgo de suministro y sobretodo el riesgo del posible aumento del coste del recurso energético.

Las energías renovables podrían paliar en gran medida estos riesgos, al no depender del mercado exterior ni de las fluctuaciones del precio del recurso energético. Además de esta ventaja encontramos en las renovables una fuente de energía limpia, lo que permite poder cumplir con los tratados medioambientales y a nivel país se trata de un sector que precisa mayor mano de obra por lo que genera más empleo. Todo esto unido, a que España cuenta con la ventaja de tener unas condiciones climáticas que hace más rentable esta tecnología que en la media de países europeos.

Como contrapartida encontramos, que hasta la fecha las energías renovables han ofrecido un coste bastante más elevado por kW generado que las energías tradicionales, por lo que ha sido muy difícil competir con ellas. Es por esto que el gobierno Español, durante mucho tiempo como medida para incentivar y así poder cumplir con los planes energéticos exigidos por la UE, decidió aplicar ventajas económicas a la inversión en este tipo de fuentes de generación eléctrica.

Aunque siguen existiendo algunas ayudas de financiación por parte del Estado, cabe destacar que por el descenso del precio de las tecnologías asociadas a las renovables, dichas ayudas no se están concediendo. Ya que actualmente, las ayudas existentes se basan en una serie de subastas de energía renovable, en donde se licita una cantidad eléctrica generada a través de renovables y se concursa por un precio mínimo de electricidad vendida, lo que permite mejorar la financiación. A partir de ahí, se aplica un sistema marginalista, en el que los participantes ofrecen descuentos sobre dichas ayudas y la oferta más alta que entra en el cupo de potencia licitada marca el precio que cobran todos los adjudicatarios.

En las últimas subastas realizadas en España, las empresas adjudicatarias ganan los concursos sin tener la necesidad de recibir dichas ayudas, simplemente buscan estabilidad en sus ingresos. Además de que estamos viendo cómo se han incrementado enormemente los proyectos de renovables, que no reciben ningún tipo de ayuda estatal. Por lo que podemos asegurar que hoy en día, las principales renovables tienen capacidad para competir con las energías tradicionales, sin necesidad de incentivos por parte de la administración.

2.4. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

La energía fotovoltaica goza de numerosos beneficios que la sitúan como una de las tecnologías más prometedoras y de mayor crecimiento en los últimos tiempos. Como hemos comentado se trata de una energía renovable, no contaminante y disponible en todo el planeta, que contribuye al desarrollo sostenible y a la generación de empleo en las zonas en que se implanta.

Esta tecnología es especialmente interesante para la generación eléctrica a gran escala en zonas geográficas cuya meteorología proporcione abundantes horas de sol al año. En el caso de España, nos encontramos con que es uno de los países con mayor irradiación anual a nivel europeo, lo que hace que esta fuente de generación eléctrica sea más rentable.

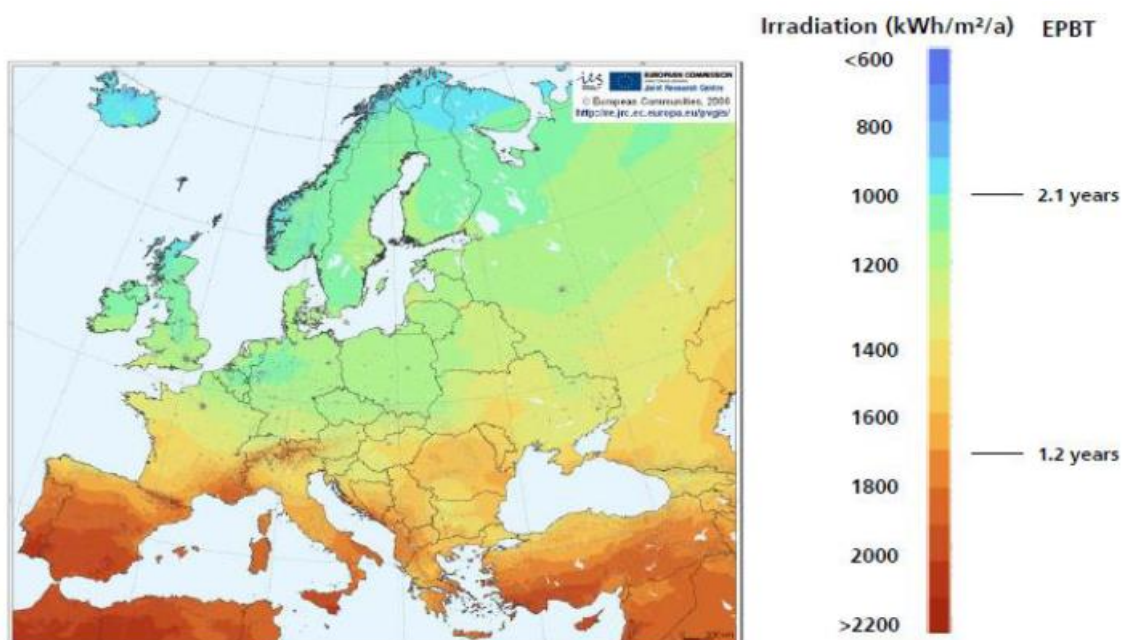


Ilustración 5. Mapa de irradiación Europeo. Fuente: Centro de investigación Europeo JRC

La principal limitación que presenta esta tecnología es que al igual que la eólica se trata de una energía intermitente, dependiente de la meteorología y la estacionalidad del año, lo que hace depender de otro tipo de tecnología para el suministro regular de electricidad. Otra de sus principales desventajas es que es una tecnología que presenta unos rendimientos muy bajos, por lo que necesita grandes extensiones de terreno para producir energía a gran escala, algo que hace la inversión inicial sea elevada. Aunque también es cierto, que la tecnología que va detrás de esta fuente de energía ha sufrido muchos avances recientes, mejorando su rendimiento y sobre todo ofreciendo unos costes por célula mucho más bajos, lo que hace más atractiva su inversión.

Para tener una perspectiva de lo que representa esta fuente energética a nivel mundial, podemos observar que a finales de 2016 había instalados 227 GW fotovoltaicos en el

mundo. De los cuáles 43,5 GW estaban en China, 39,7 GW en Alemania, 34,4 GW en Japón, 25,6 GW en EE.UU, 18,9 GW en Italia y 4,7 GW en España.

De hecho en ese mismo año, la energía solar fotovoltaica fue por primera vez la energía con el mayor crecimiento anual. Su capacidad instalada en todo el mundo aumentó un 50%, superando incluso el avance del carbón, según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés). Sin embargo, desde 2009 España se ha quedado todos estos últimos años alejada de este boom y no ha sido hasta las últimas licitaciones de energía renovable de 2017 donde se ha podido apreciar un repunte significativo del sector. Este aumento tan elevado a nivel mundial de la fotovoltaica, ha sido propiciado principalmente por un descenso de los precios de instalación y de generación de paneles.

Según el último informe público de 2017 publicado por REE, señala que la energía fotovoltaica representó cerca de un 3% de la demanda eléctrica en España en el 2017, alcanzando un pico de demanda eléctrica ese mismo año de un 7,2% sobre el total de la generación. Situándose como la tercera energía renovable más utilizada, por detrás de la hidráulica y la eólica.

2.5. LA BURBUJA SOLAR SUFRIDA EN ESPAÑA

Desde 2006 hasta 2009 se vivió en España un boom de la fotovoltaica, creciendo el nivel de megavatios instalados de forma exponencial. Este hecho fue provocado principalmente por el plan de ayudas que incentivaba el gobierno a las energías verdes.

El Gobierno Español en 2004, publicó el RD 436/2004 de 12 de Marzo, en el que permitía en España que cualquier interesado pudiera convertirse en productor de electricidad a partir de la energía del Sol. El titular de la instalación (particular, empresa, institución u otros) facturaba a la compañía eléctrica con una tarifa prefijada y durante la vida de la instalación, alcanzando retornos de inversión muy interesantes: 7 – 8 años de payback (la vida de la instalación puede superar los 30 años), financiándose de esta forma prácticamente sola, sin correr ningún tipo de riesgo.

Viendo los altos retornos que provocaban estas primas a las energías renovables, hicieron que mucha gente se interesase en invertir en ellos, especialmente agricultores que encontraron esta nueva vía mucho más rentable que por entonces su negocio. Es por esto, que en el año 2008 se superaron holgadamente los objetivos previstos para el 2010. Por esta razón el 26 de Septiembre de ese año el gobierno publicó el R.D 1578/2008, que derogaba el anterior marco legislativo para regular y controlar el crecimiento desmesurado de la implantación de esta tecnología.

Se pasó de un Real Decreto muy benévolo, a uno totalmente restrictivo en el que se redujo la tarifa un 30% para instalaciones fotovoltaicas acogidas al régimen de producción especial y se crea un pre-registro para asignar la tarifa. Este cambio normativo provocó que la gran mayoría de las inversiones dejaran de ser rentables y no pudieran hacer frente a los pagos de los créditos por la inversión del proyecto.

Muchos de estos inversores afectados fueron fondos de inversión internacionales que perdieron gran parte de su inversión “prometida”, a causa de la rebaja de las primas a las renovables estipuladas. Es por esto, que actualmente España se encuentra litigando judicialmente con dichos fondos de inversión, ante el tribunal internacional de arbitraje. Hasta la fecha, España ha perdido su segundo arbitraje internacional, por lo que todo apunta a que el Gobierno Español tendrá que indemnizar a dichos inversores internacionales.

3. EXPLICACIÓN DEL PROYECTO

3.1. EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento del proyecto elegido se encuentra situado en el término municipal de Tabernas en la provincia de Almería. Se ha elegido esta ubicación al ser una de las ubicaciones con mayor irradiancia solar media en España. Los datos de ubicación del emplazamiento son los siguientes:

Provincia	Población	Polígono	Parcela	Superficie (hectáreas)
Almería	Tabernas	19	19	170,34 ha

Tabla 1. Datos emplazamiento planta fotovoltaica. Fuente: Propia

La parcela tiene una superficie total de 170,34 hectáreas, o lo que es lo mismo 1.703.421 m². Esta parcela tiene capacidad suficiente para montar nuestra instalación, así como permite la posible ampliación de la misma en un futuro.

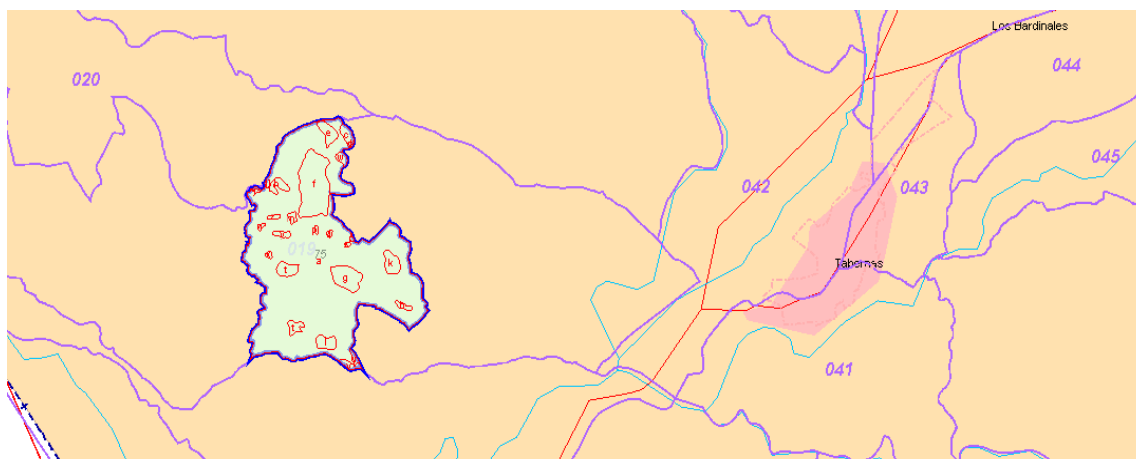


Ilustración 6. Plano ubicación planta fotovoltaica. Fuente: Dirección General del Catastro

La parcela se encuentra a 13km del municipio de Tabernas y el acceso al emplazamiento se realizará a través de la carretera A-92, teniendo que entrar a través de un camino de tierra, ya habilitado para el paso de vehículos.

Las coordenadas correspondientes a esta parcela son:

- Latitud: 37° 02' 41.5'' N
- Longitud: 2° 26' 38.8'' W

Se trata de un solar con uso de suelo rústico, en una zona en la que por las extremas temperaturas que existen apenas se practica la agricultura y ganadería. También podemos destacar que se trata de un terreno libre de sombras y relativamente llano. Todas estas características hacen que la ubicación sea muy propicia para su explotación.

En este proyecto tenemos que tener en cuenta, que para este emplazamiento la compañía distribuidora de la zona es ENDESA DISTRIBUCIÓN S.L.

3.2. MARCO NORMATIVO DEL PROYECTO

El presente proyecto se elaborará de acuerdo a la normativa tanto de obligado cumplimiento como de simple recomendación, para este tipo de instalaciones:

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Incluye el suplemento aparte con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09
- Ley de Regulación del Sistema Eléctrico. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico en sus apartados 6, 7, 21 y 23).
- Ley de Regulación del Sistema Eléctrico. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Norma UNE, publicadas por la Asociación Española de Normalización de las cuales son de obligado cumplimiento las que marca el REBT.
- Normas particulares y de normalización de la Compañía Suministradora de Energía Eléctrica, ENDESA DISTRIBUCIÓN S.L.
- Circulares emitidas por el Ministerio de Industria con posterioridad a la publicación del reglamento y disposiciones de la Junta de Andalucía.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

3.3. DIMENSIONADO DEL PROYECTO

3.3.1. PARTES QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN

Los elementos básicos por lo que estará formado nuestro proyecto son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructuras de seguidores solares
- Inversores
- Centro de Transformación
- Equipo de protecciones cableado y puesta a tierra
- Cuadros de distribución, protección y mando
- Edificio para la ubicación de oficinas para el control de la planta
- Equipos para la seguridad de la planta y vallado de la misma

Para la valoración y entendimiento de la inversión necesaria en el proyecto, a continuación paso a comentar aquellos activos más relevantes y el criterio seguido para su elección.

3.3.1.1. *PANELES FOTOVOLTAICOS*

Quizás este sea el activo más crítico de nuestro proyecto, en primer lugar ya que se trata de la partida a la que más parte de inversión se dedique y en segundo lugar porque su rendimiento nos puede hacer variar la rentabilidad del proyecto. Como hemos explicado en el estado del arte del trabajo, existen diferentes módulos fotovoltaicos dependiendo de la célula solar por la que está compuesta: silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. Principalmente la mayor variación que presentan es en el rendimiento de los paneles y sobretodo en el precio, siendo los paneles de silicio monocristalino los que mayor rendimiento presentan, pero también los más costosos.

Siguiendo con la tendencia del mercado, todos los paneles de la instalación serán de silicio monocristalino, al proporcionar el mayor rendimiento en torno a un 20%. Lo que nos va a permitir poner menos paneles, para el mismo espacio.

Además de esta característica a la hora de elegir el fabricante de los paneles fotovoltaicos, tendrá que cumplir el producto con las siguientes características técnicas:

- **Potencia nominal:** La potencia nominal de este tipo de paneles oscila entre los 240 – 360W, es interesante que los paneles cuenten con la mayor potencia nominal posible para de esta manera tener los mínimos paneles posibles y así reducir los costes operativos y de inversión en terreno. Hay que tener en cuenta que los paneles que ofrecen mayor potencia, también presentan un coste más elevado por célula. En nuestro caso, se ha considerado un mínimo de 300W por panel para poder lograr el objetivo eléctrico en el espacio indicado.

- **Rendimiento:** Con el objetivo de poder obtener los mayores ingresos posibles, se seleccionarán aquellos paneles que presenten un mayor rendimiento. En nuestro caso consideraremos válido todo panel monocristalino que tenga un 16% de rendimiento.
- **Garantía:** De cara a reducir los riesgos de nuestra inversión ante un deficiente funcionamiento de los paneles, tenemos que cubrirnos lo máximo posible con la garantía del fabricante. Para nuestro caso exigiremos que cumplan una garantía mínima de 25 años, a un rendimiento mínimo del 80%. De esta forma nos cubriremos del riesgo durante la mayor parte del proyecto.
- **Experiencia del fabricante:** Otro factor a considerar también para reducir el riesgo ante un deficiente rendimiento de los paneles. Es por esto que tenemos que seleccionar aquellas empresas consolidadas, que tengan experiencia en la realización de proyectos similares y que nos puedan garantizar el cumplimiento de la garantía de los equipos.

De entre todos los modelos que cumplan todas las exigencias técnicas anteriormente impuestas, se seleccionará aquel modelo que sea más económico. Teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores, se ha elegido el módulo fotovoltaico de la compañía **RISEN SUN TECHNOLOGY modelo RSM72-6-350M**, compañía que garantiza una alta eficiencia y fiabilidad en los módulos que fabrican.

Sus características principales son las siguientes:

Modelo	Pot Nom (W)	Rendimiento	Precio Wp	Precio por panel (€)
RSM72-6-350M	350W	18,0%	0,36€/Wp	126,00 €

Tabla 2. Datos modelo panel fotovoltaico utilizado. Fuente: Propia

3.3.1.2. **INVERSORES**

Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna. El inversor cumple además otras funciones monitoriza el sistema y lo desconecta de la red si hay algún funcionamiento anormal. Es por esto que se trata de unos de los activos más críticos de las instalaciones y que mayor inversión necesita.

Se ha estimado la necesidad de instalar 54 inversores de una capacidad de 1 MW cada uno para poder cubrir la demanda de la planta fotovoltaica. Por la garantía ofrecida y por la calidad del fabricante se ha decidido elegir el modelo **PVS800-MWS de la compañía ABB**.

Sus características principales son las siguientes:

Modelo	Pot Nom (W)	Garantía	Unidades	Precio por unidad
PVS800-MWS	1.000W	10 años	56	80.000€

Tabla 3. Datos modelo inversor utilizado. Fuente: Propia

3.3.1.3. SEGUIDORES SOLARES

Un seguidor solar es un sistema metálico capaz de seguir el movimiento del sol gracias a la ayuda de un motor, desde el alba hasta el ocaso. De esta forma lo que se consigue, es un mayor aprovechamiento de las horas de sol y por lo tanto se consigue un aumento de la cantidad eléctrica producida.

Este tipo de sistemas no son imprescindibles para la realización del proyecto, ya que muchos de los proyectos que se realizan a día de hoy se realizan con una estructura fija. La cuál, se modifica su inclinación de forma manualmente, según la estacionalidad del año (en verano la inclinación será más horizontal, mientras que en invierno la inclinación óptima será más vertical). Estos seguidores, entrañan un importante coste adicional sobre la inversión del proyecto y en muchos casos no compensa dicha inversión.

Dentro de la tipología de seguidores solares, principalmente encontramos dos clases:

- **Seguidores de 1 eje:** Hacen que los paneles solares, se muevan sobre una única dirección del espacio (un único eje), siguiendo con un sensor la dirección solar. Pueden recoger hasta un 10% - 20% más que una estructura fija pudiendo llegar hasta un 25% más.
- **Seguidores de 2 ejes:** Hacen que los paneles solares, se muevan sobre las tres direcciones del espacio (ejes x,y,z), siguiendo con un sensor la dirección solar. Pueden conseguir entre un 30% - 45% de rendimiento en la producción de la instalación frente a estructuras fijas.

Como es comprensible, los seguidores de dos ejes son bastante más caros que los de 1 eje, por lo que dependiendo de las condiciones se optará por poner uno u otro. En nuestro caso, creemos que lo más rentable es poner seguidores de un único eje, ya que el coste adicional no compensa con el retorno que conlleva.

3.3.1.4. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Teniendo en cuenta la distribución eléctrica de la zona, se instalarán simplemente tres centros de transformación de baja tensión. No siendo necesaria la posterior transformación a alta tensión al poder conectarnos a una subestación de media tensión cercana, propiedad de la compañía distribuidora de la zona.

Capacidad	Unidades	Coste unidad	Coste Total
25.000 KVA	3	800.000,00 €	2.400.000,00 €

Tabla 4. Datos estimados de los centros de transformación

De cara a la reducción de costes de mantenimiento y para la reducción de riesgos por mal funcionamiento de los mismos, tras su instalación se cederán dichos centros de transformación a la compañía distribuidora de la zona para que sean ellos los responsables de los mismos.

3.3.1.5. OBRA CIVIL

En cuanto a la obra civil del proyecto se ha contemplado la realización de los siguientes trabajos:

- Acondicionamiento y nivelación del terreno para el montaje de las estructuras y la realización de zanjas para las canalizaciones eléctricas.
- Cimentación de las estructuras de los paneles solares.
- Construcción de casetas prefabricadas para las ubicaciones de inversores y centros de transformación.
- Construcción de una oficina para la ubicación del personal de trabajo de la planta fotovoltaica.
- Vallado perimetral del terreno.

3.3.1.6. TERRENO

El terreno que se ha localizado para el proyecto cumple con margen los requisitos de dimensionamiento que se requiere para realizar dicho proyecto. Según la Ley del Suelo y Valoraciones de 13 de abril de 1998 la valoración de los suelos destinados a infraestructuras y servicios públicos de interés general supramunicipal, autonómico o estatal, se determinará según la clase de suelo en que se sitúen o por los que discurren. En este caso el suelo está catalogado como suelo rural. Es por esto que se estiman los siguientes conceptos:

Tipo suelo	Superficie (hectáreas)	Coste unidad	Coste Total
Rústico	170,34 ha	5.500€/ha	936.870,00 €

Tabla 5. Datos suelo proyecto. Fuente: Propia

3.4. INVERSIÓN A REALIZAR

Una vez justificados los aspectos más críticos del proyecto y el coste de los mismos, vamos a valorar el conjunto de todas las partidas necesarias para llevar a cabo el proyecto.

1. PANELES.....	12.958.677,69 €
2. ESTRUCTURA SEGUIDORES SOLARES.....	5.758.123,97 €
3. INVERSORES.....	3.702.479,34 €
4. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	1.983.471,07 €
5. OBRA CIVIL.....	1.818.181,82 €
6. TERRENO.....	774.272,73 €
7. EQUIPOS DE SEGURIDAD.....	49.586,78 €
8. CABLEADO.....	247.933,88 €
9. APARAMENTA ELÉCTRICA.....	247.933,88 €
10. INGENIERÍA Y PROYECTO.....	223.140,50 €
11. LICENCIAS Y PERMISOS.....	24.793,39 €

PRESUPUESTO TOTAL 27.815.595,05 €

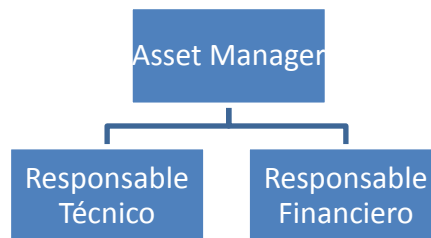
I.V.A. = 21 %

PRESUPUESTO TOTAL CON IVA 33.656.870,00 €

3.5. COSTES OPERATIVOS DEL PROYECTO

A continuación vamos a determinar los gastos operativos que prevemos conllevarán dicho proyecto. Estos costes son conocidos también como inversiones en OPEX (Operational expenditures) y se tratan de aquellos gastos asociados al mantenimiento y funcionalidad del proyecto durante la vida útil del mismo. A continuación haremos una pequeña explicación de las principales partidas estimadas:

- **Personal propio:** Se considera la necesidad de la dedicación de dos profesionales de la empresa en exclusiva para el proyecto, que dependerán de un asset manager que dedicará parte de su tiempo a la supervisión del cumplimiento del proyecto. Se estima el coste asociado a este personal, teniendo en cuenta el siguiente esquema jerárquico:



Esquema 1. Personal propio responsable planta. Fuente: Propia

- **Contrato de mantenimiento:** Se contempla la externalización de los servicios de mantenimiento de la planta, cumpliendo el contrato el siguiente alcance:
 - Mantenimiento todo incluido de todos los activos de la instalación.
 - Realización de mantenimiento preventivo de aquellos activos considerados críticos para el buen funcionamiento de la instalación.
 - Disponibilidad 24h en caso de urgencia.
 - Personal mínimo: 3 oficiales durante 8 – 20h en jornada laboral.
- **Seguridad:** Se contempla la externalización de los servicios de seguridad de la planta, cumpliendo el contrato el siguiente alcance:
 - Monitorización de cámaras de seguridad.
 - Control de acceso a las instalaciones.
 - Personal mínimo: 2 personas de seguridad en horario laboral y 1 persona de seguridad para cubrir noches, fines de semana y festivos.
- **Seguros:** Contratación de distintos seguros para cubrirnos de riesgos no esperados.
 - Seguro de responsabilidad civil sobre los diferentes activos de la planta.

- Seguro todo incluido sobre los activos críticos de la planta para cubrir riesgos de fuerza mayor (ambientales) y riesgos de robo y hurto.
- **Gastos de servicios generales:** Gastos diversos tales como:
 - Impuestos municipales
 - Limpieza oficinas
 - Productos consumibles
 - Dietas y desplazamientos
 - Otros gastos

Según todo lo detallado se ha estimado un coste operativo que se desglosa de la siguiente manera:

GASTOS OPERATIVOS	
Personal propio asociado al proyecto	180.000,00 €
Contrato de mantenimiento	370.000,00 €
Seguridad	170.000,00 €
Seguros	30.000,00 €
Gastos servicios generales	70.000,00 €
TOTAL GASTOS	820.000,00 €

Tabla 6. Resumen gastos operativos proyecto. Fuente: Propia

3.6. ESTIMACIÓN DE INGRESOS ANUALES GENERADOS

Para poder hacer una proyección de los ingresos generados, tenemos que partir de la capacidad generadora de la planta y del rendimiento de esta durante la vida útil del proyecto.

Como ya hemos explicado en puntos anteriores, la instalación cuenta con una capacidad de 49 MW de potencia nominal máxima, que es el resultado de multiplicar los 142.714 paneles fotovoltaicos a instalar por la potencia nominal de cada uno de ellos 350W. Aunque como es de esperar, este resultado teórico no va a ser real, ya que en el sistema aparecen ineficiencias que hacen que no toda la energía producida sea la que se venda. Es por esto que hemos estimado que la planta tendrá un rendimiento medio del 91%, asociado a pérdidas de energía en transformadores, inversores y transporte de energía.

Por otro lado, tampoco podemos considerar que la planta vaya a ofrecer el mismo rendimiento los primeros años de su instalación y los últimos. Por consiguiente hemos considerado una disminución del rendimiento relacionada a la pérdida de capacidad de los paneles fotovoltaicos. En este caso hemos considerado una pérdida del 0,8% anual, que es lo que el fabricante de los paneles nos da como garantía.

DATOS PLANTA	
Capacidad máxima de la planta	49 MWh
Rendimiento medio	91%
Horas de uso medio anual	2.100 horas
Total energía generada anualmente	93.639 MWh
Disminución del rendimiento anual	0,80%
Tarifa venta de energía	45,00 €/MWh
IPC (estimado anual)	1,30%

Tabla 7. Datos de generación eléctrica planta. Fuente: Propia

Para poder hacer una estimación de los ingresos debemos de tener en cuenta también aspectos como:

- **Tiempo de construcción:** según el diagrama GANTT elaborado, detallado en el ANEXO 2 del presente proyecto, se estima que el periodo de construcción de todo el proyecto será de **un año de duración**. Considerando este periodo de carencia para la devolución de la deuda.
- **Previsión de incremento de IPC:** tras revisar el histórico de las tasas de variación anual del índice de precios al consumo (IPC) en España, se ha considerado la realización de los cálculos con una estimación del **1,3% anual**.

*Ver en ANEXO 1 cuadro de ingresos previstos en el proyecto

3.7. CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN DEL INMOBILIZADO

En relación a la amortización del activo inmovilizado adquirido, consideramos que del total de la inversión inicial del proyecto, que asciende a **33.656.870,00 €**, se amortizará en su totalidad en los primeros 15 años de vida útil del proyecto. Del total de la inversión indicada, tenemos que restar la parte correspondiente a la compra de terreno, por no poder amortizar este concepto. Es por esto que el total a amortizar será de **32.720.000,00 €**.

Por simplificación se utilizará el método de amortización lineal, considerando que la totalidad de los equipos son nuevos, no pudiendo de esta forma aplicar desgravación fiscal ninguna.

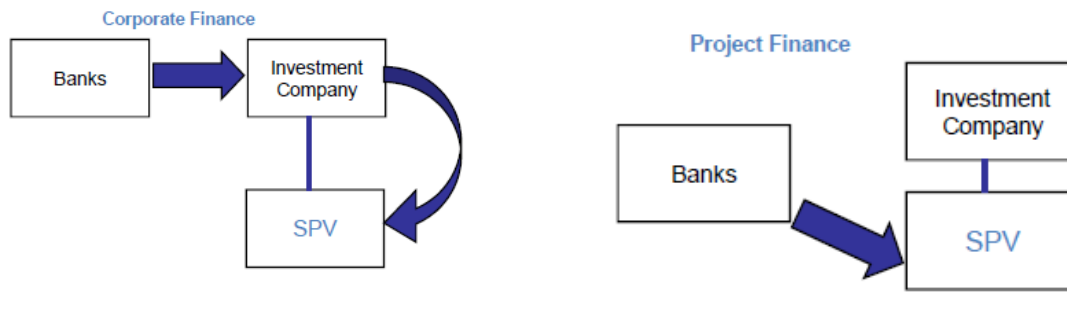
*Ver en ANEXO 1 cuadro de amortización del proyecto

4. ¿POR QUÉ PROJECT FINANCE?

Podemos definir el concepto de *Project finance* como el método de financiación de un proyecto soportado única y exclusivamente por la capacidad de generación de flujos del propio proyecto. De manera que los recursos generados en el proyecto y el valor de los activos del proyecto son las únicas garantías sobre el cobro de la financiación recibida.

Como consecuencia de lo anteriormente comentado, los proyectos financiados mediante esta herramienta están generalmente relacionados con sectores regulados que previsiblemente garanticen la generación estable de ingresos, ya que este método de financiación se realiza para proyecciones de ingresos a muy largo plazo. Siendo los proyectos más característicos por esta vía los relacionados con sectores como: eléctrico, minero (gas, petróleo, etc.), infraestructuras, transporte, telecomunicaciones, etc.

Para poder llevar a cabo este tipo de financiación, se crea una estructura en la que se desvincula a la empresa promotora mediante la creación de una sociedad con carácter jurídico independiente a la de la empresa matriz. Esta sociedad será el vehículo por el cual se explote y opere el proyecto, esta subsidiaria conocida también como **Sociedad vehículo del proyecto (SVP)**, será también la que soporte la deuda de la financiación y, a su vez, la que recibe los recursos que se derivan de la explotación del proyecto.



Esquema 2. Diferencias entre la financiación de corporate y project finance. Fuente: Ramón Cidón

Lo que se busca creando esta estructura es permitir al inversor asociar importantes bloques de deuda a subsidiarias concretas sacándolas de su balance corporativo y por tanto no afectando a su calificación crediticia ni a su nivel de endeudamiento corporativo adicional. Recudiendo así el riesgo en caso de no cumplimiento de las proyecciones estimadas sobre el proyecto.

El atractivo de unos plazos más largos y un importe de deuda mayor compensan las potenciales desventajas de las estructuras de project finance tales como unos costes más elevados y unos procesos de cierre más complejos y largos. Ya que como es lógico, las entidades financiadoras del proyecto exigirán un mayor retorno y una mayor

información sobre el proyecto que en una financiación mediante corporate finance, en donde la empresa inversora garantizará con su balance el reembolso de la deuda.

4.1. PROJECT BONDS

Con posterioridad a la aparición de la financiación de proyectos mediante project finance, se crea una variable sobre este método de financiación conocido como *Project bonds*.

El concepto de los Project Bonds se basa en conseguir la financiación de un proyecto a través de la emisión de bonos a lo largo de la vida útil del propio proyecto, es decir, consiste en que el propio proyecto genere ingresos que devuelva el principal y paguen los intereses de los bonos con los que se ha financiado el proyecto.

Como podemos ver el fundamento es prácticamente el mismo que el de project finance, con la ventaja de que estos bonos tienen la posibilidad de cotizar en un mercado regulado. De esta manera se abre así nuevas posibilidades de inversión y sobre todo, se crea una mayor eficiencia, que en la mayoría de casos conlleva una reducción del coste de financiación del proyecto.

Este uso de bonos atraerá a la participación de nuevos inversores, proporcionando liquidez a su inversión y por lo tanto reduciendo el riesgo de la misma.

4.2. TIPOS DE FINANCIACIÓN

A pesar de las ventajas ofrecidas por la financiación mediante la emisión de bonos, a día de hoy se trata de un modelo que se está empezando a realizar en España y son contados los proyectos financiados por esta vía, siendo además estos proyectos de una inversión mucho mayor que la de este proyecto. Es por esto que estimaremos la financiación de este proyecto mediante project finance.

Dentro del project finance no es condición indispensable la necesidad de pedir la financiación del proyecto a una única entidad financiera, de hecho en la mayoría de proyectos de media envergadura no se suele realizar de esta forma. Es por esto, que podemos desglosar la posible financiación del proyecto en 4 posibles tipos:

4.2.1. FINANCIACIÓN CON RECURSOS PROPIOS

En toda financiación de Project finance, habrá una parte de la inversión que se tendrá que cubrir con fondos propios de la empresa responsable del proyecto. Esta condición será algo indispensable que exigirán todas las entidades financieras para poder financiar la otra parte del proyecto.

El principal motivo de este requisito es asegurar el retorno de la inversión realizada por las entidades financieras, teniendo así un margen de capital en caso de incumplimiento de las previsiones de ingresos generados por el proyecto. Por otro lado, también es interesante que el promotor invierta parte de sus fondos propios en el proyecto como signo de confianza y de garantía de la viabilidad del proyecto.

En cuanto al porcentaje financiado con los recursos propios de la empresa responsable del proyecto, será algo que variará en función de lo arriesgado que sea el proyecto y del margen de devolución que presente el proyecto (Ratio de cobertura del servicio de la deuda). Como normal general para este tipo de proyectos se suele financiar, el porcentaje financiado con fondos propios suele estar en torno a un 30 – 40% del total de la inversión inicial. Es por esto, que para los cálculos de financiación realizados en este trabajo asumiremos que el 35% de la financiación necesaria se obtiene mediante recursos propios.

4.2.2. FINANCIACIÓN CON UNA ÚNICA ENTIDAD

Como ya he comentado con anterioridad, es extraño encontrar algún proyecto de project finance en donde sea una única entidad la encargada de financiar la totalidad de la inversión del proyecto (sin tener en cuenta la parte de financiación realizada con fondos propios).

Apareciendo estos casos en proyectos de pequeña envergadura, en donde no tenga sentido la aparición de más de una entidad financiera por la complejidad de la operación para el poco retorno obtenido. Trasladando esto a nuestro proyecto, consideramos que en condiciones reales se realizaría mediante un préstamo sindicado, al estar hablando de una inversión en la que compensaría hacerlo por esta vía.

4.2.3. FINANCIACIÓN CON PRÉSTAMO SINDICADO

Como la propia definición de préstamo sindicado indica, se trata de un préstamo que es concedido a un grupo de prestamistas y que generalmente es administrado únicamente por uno de ellos.

Con la repartición del préstamo, lo que se intenta es repartir el riesgo crediticio entre los mismos. Para facilitar las gestiones operativas del préstamo, se crea la figura de un Banco Agente, que será el encargado de centralizar toda la gestión y control del préstamo. De esta forma se evita la interlocución por separado con las distintas entidades financieras, canalizando todo en una única figura.

Teniendo en cuenta el dimensionado del proyecto, estimo que el proyecto se realizará a través de un préstamo sindicado donde 3 entidades financieras serán las encargadas de financiar el 65% del total de la inversión. Actuando una de ellas como Banco Agente.

4.2.4. FINANCIACIÓN MEDIANTE SUBVENCIÓN PÚBLICA

Tras repasar las posibles ayudas públicas que existen en la actualidad para financiar proyectos de energías renovables. Hemos encontrado que a nivel autonómico la Junta de Andalucía (autonomía donde se ubica el proyecto) ofrece un plan de incentivos para el desarrollo energético, enfocado principalmente a la energía solar, en este caso no nos podríamos acoger a dicho plan, al estar enfocado para el autoconsumo de edificios y vivienda residencial.

A nivel estatal existe un programa de financiación de grandes instalaciones de producción de energía térmica. Realizado a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), en donde se incentiva la impulsión de proyectos a partir de las energías renovables biomasa, solar térmica y geotermia. En nuestro caso el proyecto es de solar fotovoltaico, por lo que tampoco nos podríamos acoger a él. Es por esto que para nuestro proyecto concreto no podremos considerar la posible financiación mediante subvenciones públicas.

4.3. FINANCIACIÓN TOTAL DEL PROYECTO

Una vez finalizado el estudio de las posibles fuentes de financiación del proyecto, obtenemos un cuadro de financiación total de la siguiente cuantía:

FINANCIACIÓN DEL PROYECTO		
FUENTE	PORCENTAJE	CUANTÍA
Fondos propios	35%	11.876.355,99 €
Préstamo Sindicado	65%	22.056.089,70 €
Subvenciones públicas	0%	- €
Inversión Total	100%	33.932.445,69 €

Tabla 8. Fuentes de financiación del proyecto. Fuente: Propia

4.3.1. COSTES DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

A la hora de negociar la financiación mediante project finance, existen numerosas variables en función del tipo de proyecto. En nuestro caso para poder calcular los costes aproximados de financiación del préstamo, realizaremos una estimación en función de otras operaciones similares de project finance que se han realizado en el mercado y que entendemos que son las más habituales. Los costes requeridos por las entidades financieras serán los siguientes:

- **Periodo de carencia:** 1 año desde la firma del acuerdo.
- **Tipos de interés de la deuda:** Euribor más el margen

- **Margen:**
 - Comisión de apertura: 1,50%
 - Durante la explotación: 3,50%
- **Duración:** 20 años incluyendo el periodo de carencia.
- **RCSD mínimo:** 1,40x
- **RCSD medio:** 1,60x

Además de estos costes, como medida para cubrirnos del riesgo de tipos de interés se optó por la contratación de un instrumento denominado Interest Rate Swap (IRS), del que hablaremos con más detalle en el apartado de análisis y coberturas de riesgos.

Este producto permite fijar un tipo de interés con una contraparte, para de esta manera poder suavizar los posibles costes de financiación ante una subida de tipos de interés. Este contrato procede a su liquidación en cada periodo fijado en contrato (en este caso 1 año), en el que se abonarán las diferencias en función del comportamiento de los tipos de interés durante ese periodo. Las condiciones del IRS serán:

- **Interest rate Swap:**
 - Un mínimo del 75% de la deuda pendiente.
 - Permuta de un 1,25%.

*Ver en ANEXO 1 proyección de cuadro de gastos de financiación

4.3.2. INTERESES DE CAPITAL

Como se ha detallado en las especificaciones de la financiación del proyecto, se firma un periodo de carencia con la entidad financiera para comenzar la devolución del principal una vez esté en marcha el proyecto. Durante este tiempo se siguen generando una serie de gastos financieros relacionados con el periodo de carencia, así como las comisiones de apertura del préstamo.

Todos estos gastos financieros, llamados intereses de capital, se incluirán en el monto a devolver por el proyecto. Es por esto, que sobre el dinero pedido tendremos que añadir esta cantidad, que se pagará durante el plazo acordado para la devolución del préstamo.

FINANCIACIÓN DEL PROYECTO		
CONCEPTO	PORCENTAJE	CUANTÍA
Inversión Proyecto	99,19%	33.656.870,00 €
Intereses de Capital	0,81%	275.575,69 €
Inversión Total	100%	33.932.445,69 €

Tabla 9. Intereses de capital. Fuente: Propia

4.3.3. SERVICIO DE LA DEUDA

Podemos decir que el servicio de la deuda son los flujos efectivos que se requieren en un periodo de tiempo concreto para poder hacer frente a los pagos del principal de la deuda y sus intereses. Es por esto, que el estudio del servicio de la deuda, será un elemento vital para la viabilidad del proyecto y será el principal referente que sigan las entidades financieras para la concesión del crédito.

La mejor forma en la que podremos cuantificar este concepto será a través de ratios, siendo la más importante la Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR, por sus siglas en inglés). Dicha ratio se calcula de la siguiente forma:

$$RCS D = \frac{\text{Cash Flows antes del servicio de la deuda}}{\text{Servicio de la deuda}}$$

El valor de esta ratio debería comprender entre 1-2, un valor del RCS D menor a 1 indicaría que la empresa no es capaz de la devolución del dinero prestado y por encima de 2 se crearía una ineficiencia al haber demasiada caja en el proyecto. Se trata de una ratio a la cual se le debe prestar atención hasta que se repague la totalidad de la deuda.

Como hemos explicado en el apartado anterior, casi todas las entidades financieras que quieran participar en este proyecto exigirán un nivel de ratio mínimo y medio durante la vida del proyecto. De esta manera las entidades financieras buscan reducir su riesgo de crédito, al contar el proyecto con un margen en caso de contratiempo. En el caso de no cumplimiento de cualquiera de estas ratios, se limitaría el pago de dividendos al inversor, reteniendo de esta manera la caja en el propio proyecto.

Según las proyecciones realizadas en este proyecto, se han estimado que las ratios conseguidas serán las siguientes:

RCS D MÍNIMO	RCS D MEDIO
1,44	1,88

Tabla 10. Ratios RCS D proyecto. Fuente: Propia

Según lo modelado, el proyecto tiene la capacidad de poder cumplir con los requisitos exigidos por las entidades financieras, respecto a las ratios de RCSD. En caso de que las proyecciones no se cumplieran y no pudiéramos lograr alcanzar los niveles mínimos de RCSD, existen dos opciones: si ocurriera durante los primeros años del proyecto, lo que se suele realizar es reducir la cantidad de devolución entregada y compensarla en años posteriores donde la carga de la deuda es menor. La segunda opción, que es la menos beneficiosa para el accionista, consiste en reducir el nivel de dividendos y dejar liquidez como colateral en caja.

* Todos los flujos sobre la estimación de RCSD vienen detallados en el ANEXO 1.

4.3.4. FINANCIACIÓN MEDIANTE WORKING CAPITAL

Es necesario estudiar y analizar las necesidades operativas de fondos (NOF, conocido en inglés como working capital) que requiere el proyecto, Ya que se trata de la financiación generada en el propio proceso de explotación, principalmente gracias a los proveedores.

Dependiendo del tipo de negocio que sea, las NOF pueden ser positivas o suponer un coste adicional. En este caso al ser mayor el tiempo de pago de proveedores que el cobro de los ingresos, obtendríamos en la mayoría de años unas NOF positivas. Es por esto que se trata de un sistema que nos ayudaría a financiar sin coste parte de nuestra inversión.

A la hora de realizar las proyecciones, hemos estimado los siguientes tiempos medios de pago y cobro:

NÚMERO DÍAS PAGO A PROVEEDORES	NÚMERO DÍAS COBRO CLIENTE
60	30

Tabla 11. Días medios de pago y cobro. Fuente: Propia

*En el ANEXO 1 viene detallado las variaciones del working capital y el impacto que supone sobre nuestros flujos de caja.

5. RESULTADOS

Antes de poder valorar los resultados, creo que previamente es necesario poder evaluar la expectativa que se tiene sobre estos tipos de inversiones alternativas, teniendo en cuenta las oportunidades de inversión que se ofrecen actualmente en España y el coste de oportunidad producido.

Para ello lo que haremos será calcular el rendimiento mínimo por el cual consideraríamos atractiva la inversión. Se utilizará el método del coste promedio ponderado de capital (WACC) para la realización de los cálculos. Formulado de la siguiente forma:

$$WACC = K_e \frac{E}{E + D} + K_D (1 - T) \frac{D}{E + D}$$

- **Equity (E):** parte de la financiación del proyecto que proviene del accionista.
- **Debt (D):** parte de la financiación del proyecto que proviene de la deuda.
- **Cost of Capital (K_e):** rentabilidad exigida por el accionista.
- **Cost of Debt (K_D):** es el coste de financiación de la parte de deuda.
- **Taxes (T):** porcentaje de tasa impositiva. En este caso se estima que es de un 25%.

Para poder realizar el cálculo del coste exigido por los inversores, lo realizaremos con el método más utilizado y aceptado para este tipo de valoración, que es el Capital Asset Pricing Model (CAPM). Se formula de la siguiente forma:

$$K_e = R_F + \beta(R_M - R_F)$$

- **Risk Free (R_F):** representa la rentabilidad ofrecida por aquellos activos considerados “sin riesgo” y por ello se trata de la rentabilidad mínima demandada. En este caso para su comparativo, cogemos la rentabilidad de obligaciones del Tesoro a un plazo similar al de nuestra inversión. Por lo que tomaré de referencia la rentabilidad ofrecida actualmente por las letras del tesoro a 30 años. Según los datos mensuales ofrecidos por el Banco de España (Abril 2018) la rentabilidad es del **2,22%**.
- **Market Risk (R_M):** se trata del rendimiento ofrecido por el mercado, considerando el mercado en este caso el de las energías renovables. Como fuente

para obtener este rendimiento, he utilizado el último informe del investigador D. Pablo Fernández, donde se cifra **la prima de riesgo en un 6,7% para España.**

- **Beta (β):** se trata de una variable que mide la volatilidad respecto a su índice de referencia. Para este tipo de proyectos, la beta más que un medidor de volatilidad represente un coeficiente de riesgo, ya que es muy difícil poder medir la volatilidad de nuestro proyecto. Para saber el valor de la beta para este tipo de proyectos, he recurrido a la base de datos del prestigioso investigador D. Aswath Damodaran. En concreto he tomado la beta sin apalancar del apartado “Green & renewable energy” que tiene Damodaran en su base de datos. **El valor de dicha beta es de 0,72.**

Es por esto que el valor del coste de capital, sería el siguiente:

$$K_e = 2,22\% + 0,72 \times 6,70\% = 7,02\%$$

Por otro lado, el coste de la deuda serán los gastos financieros del préstamo, por lo que vendrá dado por la entidad bancaria que financia el proyecto. Como se explicó, con anterioridad el margen pedido por la entidad financiera es de un 3,5% + Euribor, sumado además el coste por financiarnos mediante un IRS y a los intereses de capital e inicial del proyecto. Por lo tanto, podemos estimar el coste de la deuda en un **5,5%**

Una vez obtenido este dato procedemos al cálculo del coste promedio ponderado de capital:

$$WACC = 6,70\% \times 35\% + 5,5\% \times (1 - 25\%) \times 65\% = 5,03\%$$

Por consiguiente, deberemos exigir un mínimo de un 5,03% de retorno para proceder a realizar dicha inversión.

Como podemos apreciar se trata de una inversión que no demanda mucho coste de capital, siendo menor que la mayoría de productos de Equity que encontramos a día de hoy en mercado. Este hecho es debido a que mi exposición a la inversión es muy limitada, simplemente asumo el 35% de la misma y con unos riesgos limitados.

5.1. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Según las estimaciones expuestas en apartados anteriores, se han proyectado los flujos que obtendríamos a lo largo de la vida útil del proyecto con el objetivo final de valorar si es rentable o no seguir adelante con este proyecto.

Para poder tomar una decisión, lo que realizaremos será utilizar parámetros que nos indiquen como de rentable es la inversión comparándolo con el riesgo y el coste de oportunidad que hay actualmente. Los resultados serían los siguientes:

RESULTADOS	
WACC	5,03%
TIR	11,35%
VAN	9.970.566,04 €
PAYBACK	10,1 años

Tabla 12. Resultados modelo base. Fuente: Propia

- **VAN:** Con el Valor Actual Neto (VAN), lo que realizamos es traer al momento actual los futuros flujos que obtengamos del proyecto descontándolos sobre el WACC. Es por esto, que se debe aceptar toda inversión que tenga un valor VAN mayor que cero, ya que de esta forma obtenemos mayor rentabilidad que el coste de oportunidad. Teniendo en cuenta este criterio, aceptaríamos la inversión al sobrepasar con un margen bastante significativo la tasa de descuento calculada.
- **TIR:** La Tasa Interna de Retorno (TIR) se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Por lo que la TIR nos da una medida relativa de la rentabilidad, expresada en tanto por ciento. En este caso al ser el valor de la TIR mayor que el de la tasa de descuento (WACC), podremos decir que obtendremos mayor rendimiento invirtiendo en este proyecto que sobre el coste de oportunidad. Algo que ya se ha comprobado con el VAN.
- **PAYBACK:** El también llamado periodo medio de maduración, no se trata a diferencia de los parámetros estudiados de una herramienta que sirva para aceptar o rechazar una inversión. Si no que más bien se trata de una técnica que sirve para hacerse una idea aproximada sobre el tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial. Por lo que cuanto menor sea este tiempo mejor, ya que se incurrirá en un menor riesgo de retorno de inversión y además tendremos más tiempo de obtención de ganancias netas. Una vez dicho esto, para este proyecto no considero que un periodo de 10,1 años sea un payback excesivo teniendo en cuenta que la vida útil mínima es de 25 años. Es por esto, que también lo tomaremos como un resultado bastante favorable.

6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Como ya hemos comentado previamente todos estos resultados están basados en previsiones y en expectativas de mercado. Por lo que los resultados que hemos expuesto aquí, están condicionados a variables exógenas que no dependen de nuestra operativa. Así como de otros muchos riesgos, los cuáles no tienen posibilidad de cobertura o no es eficiente realizarlo por el elevado coste que supondría.

Es por esto que a la hora de tomar una decisión para seguir adelante o no con el proyecto, es indispensable poder realizar un análisis de sensibilidad que recoja el comportamiento del proyecto ante un escenario optimista y pesimista.

6.1. SENSIBILIDAD EN LOS INGRESOS

Para la realización del primer estudio se ha pensado en las siguientes variables, relacionadas principalmente con los ingresos esperados:

- **IPC:** en el modelo base hemos estimado un IPC medio de un 1,30%, este dato se ha obtenido realizando la media de los últimos 7 años de los datos históricos en España. Aunque es cierto que es un parámetro que varía bastante y que está muy relacionado con la parte del ciclo económico del momento. Es por esto, que para realizar el cálculo de sensibilidad tomaremos un margen de $\pm 0,5\%$, es decir, estudiaremos un aumento del IPC del 1,8% en el escenario optimista y de un 0,8% para el escenario pesimista.
- **Promedio de número de horas de sol al año:** la estimación de las 2.100 horas útiles de aprovechamiento de sol para el proyecto, se ha tomado de la base histórica de datos climáticos de la zona de Tabernas (Almería), facilitado por la consejería de medio ambiente y organización territorial de la Junta de Andalucía. A pesar de ser un dato bastante fiable, vamos a estudiar una posible variación de unas 300 horas al año sobre el dato inicial. Es por esto, que en el escenario optimista realizaremos los cálculos con 2.400 h/año y en el pesimista con 1.800 h/año.
- **Rendimiento medio de la planta:** se ha estimado un uso medio del 91% de la capacidad máxima que puede producir la planta fotovoltaica. Este menor rendimiento está asociado principalmente a pérdidas de energía en transformadores, inversores y transporte de energía, así como cortes inesperados de producción. En base a esta estimación, vamos a tomar un margen de error de un 5% entre los distintos escenarios, es decir, tomaremos un rendimiento medio del 86% para el escenario pesimista y del 96% para el más optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA	
TIR	17,36%
VAN	21.171.522,54 €
PAYBACK	7,20 años
RCSD MIN	1,70
RCSD MEDIO	2,40

Tabla 13. Resultados escenario optimista. Fuente: Propia

Para el caso del escenario optimista tenemos poco que comentar, ya que si para el caso del modelo base obteníamos una inversión rentable, teniendo en cuenta estas nuevas perspectivas, la inversión sería todavía más atractiva.

ESCENARIO PESIMISTA	
TIR	5,32%
VAN	407.236,56 €
PAYBACK	17,58 Años
RCSD MIN	1,19
RCSD MEDIO	1,45

Tabla 14. Resultados escenario pesimista. Fuente: Propia

En cuanto al caso del escenario pesimista vemos que la inversión sigue dando como resultado un VAN positivo y una TIR mayor que el WACC, por lo que podríamos decir que aun en el peor escenario propuesto sigue siendo rentable. Aunque en este caso incumpliríamos las condiciones impuestas por la entidad financiera al conceder la financiación, ya que las ratio de RCSD están por debajo de lo exigido. Es por esto, que deberíamos bajar el apalancamiento del proyecto y tener que financiarnos en mayor porcentaje con nuestros recursos propios.

En concreto deberíamos bajar el apalancamiento del 65% al 55%, para poder cumplir con los criterios expuestos por el banco. Tenemos que tener en cuenta que al variar la cantidad de apalancamiento del proyecto, también variaría el valor del WACC. De esta forma obtendríamos los siguientes valores:

ESCENARIO PESIMISTA – MENOR APALANCAMIENTO	
NUEVO WACC	5,29%
TIR	5,06%
VAN	-366.842,36 €
PAYBACK	16,62 Años
RCSD MIN	1,41
RCSD MEDIO	1,69

Tabla 15. Resultados escenario pesimista con menor apalancamiento. Fuente: Propia

Apreciamos que la inversión bajo estas condiciones no sería rentable, obtendríamos una TIR ligeramente inferior del coste medio de capital que requeriríamos para aceptar este proyecto. Es por esto, que de la misma forma se ha obtenido un VAN negativo, por lo que la inversión tendría que ser rechazada. El hecho fundamental que ha hecho que la inversión no sea viable, es que al tener que poner mayor capital al proyecto por nuestra parte, hace que el WACC sea más elevado, ya que el coste de capital es superior al coste de la deuda.

Para poder medir mejor como de grave podría ser la aparición de los factores que nos llevan a tener un escenario pesimista. Lo que realizaremos será un estudio de la variación de la TIR, en función de los parámetros que hemos variado sobre el caso base.

PARÁMETROS	VALOR PESIMISTA	TIR
Horas de uso medio	1.800 horas	6,91%
Crecimiento IPC	0,80%	9,55%
Rendimiento medio planta	86,00%	8,97%

Tabla 16. Resultados escenario pesimista analizando diferentes factores. Fuente: Propia

Como podemos apreciar, el factor que más influye sobre la rentabilidad del proyecto, serían las horas medias de irradiación solar. Si únicamente apareciera este riesgo en el proyecto, dejando el resto de variables constantes, obtendríamos una TIR superior al WACC del proyecto, por lo que aun con la aparición de este riesgo se aceptaría la inversión.

En cuanto a los otros dos parámetros estudiados, apreciamos que las previsiones del IPC a la baja, influyen en la TIR, pero no de una forma muy decisiva. Por lo que en principio, la aparición de este riesgo no va a ser el factor desencadenante del buen o mal rendimiento del proyecto. Principalmente porque aunque es cierto que los ingresos no aumentarán tanto como estaba proyectado, tampoco lo harán los costes. De esta forma aunque el margen de rentabilidad del proyecto se reduzca, no se tratará de un descenso tan drástico.

Sobre el rendimiento de la planta, no podemos decir lo mismo. Ya que al igual que ocurre con las horas de irradiancia solar media, los costes al ser prácticamente fijos se mantienen constantes. En cambio la proyección de ingresos y por lo tanto margen de rentabilidad caen de forma muy significativa.

Como aspecto positivo sobre esto, comentar, que a mi juicio, ambos riesgos son de difícil cumplimiento. Ya que en primer lugar, es cierto que el factor climático podría hacer que las horas de uso de la planta, alcanzasen esos valores o incluso peores durante un/os año/s puntual/es, pero teniendo en cuenta los datos históricos y que se trata de un

proyecto a muy largo plazo (25 años) es muy difícil pensar que exista tal magnitud de variación.

En cuanto al rendimiento de la planta, con los actuales sistemas de control y monitorización que existen para este tipo de plantas, también me extrañaría alcanzar esos niveles tan bajos de rendimiento y además tenemos que considerar que hemos estimado una degradación del uso de los paneles de 0,8% al año (que es el mínimo valor que nos garantiza el fabricante), por lo previsiblemente esos valores serán superiores.

6.2. SENSIBILIDAD EN LA FINANCIACIÓN

Otro de los aspectos que también me gustaría estudiar, es como afectaría la rentabilidad del proyecto ante posibles subidas de tipos de interés, más allá de las ya previstas. En principio, este hecho tampoco nos debería afectar mucho, ya que como se ha comentado anteriormente para la financiación se ha contemplado incluir un IRS de un 75% del total de la deuda, como medida de protección ante la aparición de este posible riesgo.

A la hora de realizar las proyecciones de los costes financieros, tuvimos que estimar los posibles escenarios de Euribor que preveíamos. Siendo algo incierto, nos hemos basado en estimaciones realizadas por analistas y por el histórico del Euribor. Como aspecto de seguridad, a la hora de estimar el Euribor se ha realizado una proyección bastante conservadora.

AÑO	EURIBOR	AÑO	EURIBOR
2018	0,25%	2031	1,55%
2019	0,35%	2032	1,65%
2020	0,45%	2033	1,75%
2021	0,55%	2034	1,85%
2022	0,65%	2035	1,95%
2023	0,75%	2036	2,05%
2024	0,85%	2037	2,05%
2025	0,95%	2038	2,05%
2026	1,05%	2039	2,05%
2027	1,15%	2040	2,05%
2028	1,25%	2041	2,05%
2029	1,35%	2042	2,05%
2030	1,45%	2043	2,05%

Tabla 17. Proyecciones del Euribor próximos años. Fuente: Propia

Para medir dicha sensibilidad a posibles variaciones de las estimaciones, se han calculado las diferentes rentabilidades del proyecto (TIR) que obtendríamos teniendo en cuenta márgenes de error sobre las estimaciones proyectadas. Los resultados obtenidos son los siguientes:

	SENSIBILIDAD	TIR
EURIBOR	-30,00%	11,40%
	-20,00%	11,39%
	-10,00%	11,37%
	0,00%	11,35%
	10,00%	11,33%
	20,00%	11,32%
	30,00%	11,30%

Tabla 18. Sensibilidad de la TIR ante variaciones del Euribor

Como podemos comprobar con los resultados de la *tabla 18*, apenas apreciamos desviaciones significativas de los valores de la TIR ante la aparición de los escenarios más y menos extremistas. Teniendo en cuenta que estamos midiendo una tolerancia de sensibilidad de $\pm 30\%$, encontramos apenas una variación de la TIR de alrededor del 0,1% sobre los escenarios más adversos.

Este hecho es debido a que como comentamos en un inicio estamos cubiertos ante posibles subidas de tipos, mediante un IRS del 75%. Por lo que podemos concluir este apartado diciendo que con dicho porcentaje de Swap, estamos cubiertos de una amplia forma a dicho riesgo. Dejando abierta la puerta, a valorar una menor cobertura de deuda por el mínimo impacto que hemos apreciado con dicho porcentaje.

7. ANÁLISIS DE RIESGOS

Una de las partes más relevantes para evaluar la viabilidad de un proyecto mediante project finance, es la valoración de aquellos riesgos que puedan hacer peligrar los flujos de caja y rendimientos esperados. Es por esto que es condición indispensable para este tipo de proyectos, que analicemos y cuantifiquemos los posibles riesgos que pueden aparecer y realicemos acciones que cubran o por lo menos mitiguen las consecuencias que acarrearía la aparición de cualquiera de dichos riesgos.

También me gustaría comentar que si bien los riesgos que se explican a continuación son los más comunes para este tipo de proyecto, existen una infinidad de riesgos de los que muchos no tendrán una posible cobertura. Pero como toda clase de inversión, existen siempre riesgos inesperados que tendremos que asumir.

7.1. RIESGOS ASOCIADOS A LA CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

Este riesgo hace referencia a la no consecución del proyecto en tiempo, coste y calidad según lo planificado en proyecto. Es por esto que dentro de este riesgo desglosaremos 3 hechos que podrían afectar al rendimiento del proyecto:

- **Tiempo:** Durante los primeros años del proyecto existe un periodo de carencia en el pago de la deuda, se hace de esta manera para poder empezar a devolver el préstamo una vez el proyecto genere ingresos. Es por esto, que cualquier retraso en la construcción implica mayor pago de intereses acumulados. Los principales retrasos que podrían suceder hasta la puesta en marcha de la planta, son los relacionados con problemas en la construcción y retrasos en la concesión de licencias y permisos administrativos.
- **Coste:** Algo que está siempre asociado a la construcción son los sobrecostos surgidos durante la obra y que no estaban presupuestados. Estos costes no previstos podrán suponer un encarecimiento de la inversión necesaria y reducir la rentabilidad.
- **Calidad:** Otro de los factores que puede hacer que el proyecto no obtenga los ingresos esperados en el plazo esperado, es la calidad con la que se ha ejecutado la construcción, pudiendo producir retrasos o problemas a largo plazo.

Mitigación

La forma más eficaz para combatir estos problemas sería realizando un contrato “llave en mano”, con la empresa encargada de la construcción de la planta. En donde se fijarían penalizaciones en caso de sufrir algún tipo de retraso.

De la misma forma para garantizar la correcta ejecución de la obra, no se daría por finalizada la obra hasta que no se pasase “commissioning” realizado por una empresa externa, la cual certificaría el correcto funcionamiento de toda la instalación. Por otro lado, para garantizar la viabilidad técnica del proyecto se contrataría a una empresa de externa de ingeniería para la realización de una *due dilligence*.

7.2. RIESGOS OPERATIVOS

Los riesgos de operación son aquellos en los que una vez esté en funcionamiento la planta pueden hacer que varíe la productividad prevista. Bien a través a de un aumento de los costes de mantenimiento y explotación o una disminución de los ingresos por una mayor ineficiencia no prevista.

Los principales riesgos de mantenimiento y explotación son:

1. Costes no previstos relacionados con la reparación o reemplazo de activos.
2. Cortes o disminución de la energía producida relacionado con algún tipo de fallo en el sistema.
3. Degradación acelerada del funcionamiento de algunos de los principales activos críticos.

Mitigación

La principal acción para mitigar estos riesgos será la licitación de un contrato de mantenimiento “todo incluido”, es decir, la empresa mantenedora cubriría los costes de las reparaciones realizadas así como la sustitución de piezas necesarias. Además para garantizar la funcionabilidad de la planta, en el contrato de mantenimiento se incluirá un acuerdo de nivel de servicio (SLA en inglés), en donde en función de la criticidad de la avería la empresa mantenedora deberá asegurar un tiempo de respuesta.

Otro de los aspectos comunes que también se exigen en el contrato de mantenimiento, será la realización de un programa de mantenimiento preventivo sobre aquellos activos críticos de la instalación. De esta manera se busca reducir la aparición de cortes en el sistema, previniendo la aparición de posibles fallos.

De cara a reducir el coste de mantenimiento y el riesgo de operación, lo que se realizará será una vez instalados los centros de transformación cederlos a la compañía distribuidora de la zona, que en este caso se trata de Endesa Distribución S.L. De esta manera a todos los efectos los centros de transformación pasan a ser de su propiedad, por lo que todo el mantenimiento y responsabilidades en caso de no funcionamiento sería suya.

Ya por último comentar que una de las medidas tomadas para prevenir un menor rendimiento de la planta fotovoltaica, fue optar por la compra de paneles fotovoltaicos cuyo fabricante asegura una garantía de uso de 25 años (vida útil del proyecto) con unos niveles mínimos de degradación de rendimiento.

7.3. RIESGOS DE MERCADO

Para este apartado hacemos principalmente referencia, a aquellos sucesos del mercado eléctrico que puedan ocasionar una disminución de los ingresos previstos. Como ya comentamos en el estado del arte de este proyecto, el precio de la electricidad es sensible a muchos factores y responde a la ley de la oferta y demanda que haya en el mercado eléctrico. Es por esto, que los ingresos estimados en este proyecto están sujetos a una estimación de precio medio que es variable.

Mitigación

La mejor forma de poder mitigar esta variable es a través de la firma de un contrato tipo PPA (Power Purchase Agreement), en donde una empresa externa se compromete a la compra de toda la energía generada a un precio preacordado, durante un tiempo determinado. Aunque previsiblemente de esta forma reducimos nuestra capacidad de generación de ingresos al ser el coste eléctrico un valor históricamente al alza, se consigue la estabilización de ingresos. Algo imprescindible para la inversión en project finance.

Nuestro contrato PPA se firmará para un plazo de 10 años, que suele ser el máximo tiempo concedido para este tipo de contratos y se actualizará el precio según el IPC de cada año.

7.4. RIESGOS FINANCIEROS

Dentro de este punto encontramos aquellos riesgos relacionados con las principales variables financieras, las cuáles pueden llegar a encarecer los costes proyectados y por lo tanto afectar a la rentabilidad del proyecto. Dichas variables son las siguientes:

- **Tipo de interés:** el préstamo al ser concedido de forma variable, una variación al alza de los tipos de interés provocaría un encarecimiento de los intereses de la deuda.
- **Tipo cambiario:** riesgo producido cuando los gastos del proyecto y la deuda se han de devolver en una divisa diferente a la que se retribuyen los ingresos. Para este tipo concreto de proyecto, este riesgo no nos afecta al existir paridad de la divisa usada. Todos los ingresos son generados exclusivamente en España.

Mitigación

La mejor opción para la cobertura del riesgo de subidas de tipo de interés, es cambiar la forma de financiación, en lugar de a tipo variable realizarlo a tipo fijo. Para ello hay múltiples instrumentos financieros para poder llevarlo a cabo, aunque considero que la mejor forma de realizarlo es a través de la contratación de un Swap, o permuta financiera.

Un Swap se trata de un contrato firmado entre dos partes, en donde una de las partes buscará financiarse a tipo fijo y la otra a tipo variable. Ambas partes acuerdan un intercambio mutuo de pagos periódicos de intereses, de forma que la empresa que busca financiarse a tipo fijo pagará una prima a la empresa que prefiere financiación variable, de esta forma ambas partes se verán beneficiadas. La empresa que se financia de forma variable pagará menos intereses y nosotros podremos estimar de forma más certera cuáles serán nuestros costes de financiación.

Los plazos de estos contratos no están estandarizados, ya que se realicen a medida (son contratos OTC), aunque por norma general el plazo máximo es de hasta 10 años, que será el elegido en el proyecto.

7.5. RIESGO DE FUERZA MAYOR

Por riesgo de fuerza mayor, entendemos todas aquellas acciones externas a nuestra gestión del proyecto y que aluden a lo inevitable e irresistible. En concreto nos referimos principalmente a pérdidas derivadas de acontecimientos extraordinarios, tales como fenómenos naturales o actos vandálicos sobre cualquiera de los activos de la planta, incluyendo así el hurto o robo dentro de las instalaciones de la planta.

Mitigación

La manera más eficiente de poder cubrirnos de estos riesgos, es a través de la contratación de una póliza de seguro. En caso de aparición de cualquiera de estos riesgos, la compañía aseguradora se responsabiliza de la indemnización económica por valor de la reposición de los activos dañados.

7.6. RIESGO PAÍS

Como ya comentamos en el estado del arte de este trabajo, el sector eléctrico en España se trata de un sector fuertemente regulado y por lo tanto cualquier cambio producido en su marco regulatorio puede hacer variar todas las previsiones.

Antes de realizar cualquier inversión, es necesario previamente llevar a cabo un análisis de la estabilidad económica y jurídica que presente el país en concreto. Como antecedentes para analizar el riesgo país de este proyecto, tenemos dos claros ejemplos de cambio normativo producidos en España durante la última década y que podrían hacer cambiar las bases en las que se fundamentan las previsiones:

- **Liberalización del sector:** La liberalización del mercado eléctrico marcó la desaparición de las tarifas integrales (precio de la energía fijado por el gobierno), buscando de esta manera que el precio eléctrico se fije según la ley de la oferta y la de demanda. De esta forma, todos los usuarios pueden elegir a la empresa comercializadora eléctrica, fomentando de esta manera la competencia en el sector.
- **Fin de las ayudas a las renovables:** en 2008 el gobierno publicó el R.D 1578/2008, por el que derogaba el anterior marco legislativo. Se pasó de un Real Decreto muy benévolo a uno totalmente restrictivo en el que se redujo la tarifa un 30% para instalaciones fotovoltaicas acogidas al régimen de producción especial y se crea un pre-registro para asignar la tarifa.

Por otro lado, comentar que España al igual que todos los países de la Unión Europea tiene que cumplir el plan de energías renovables. Dicho plan establece que en el año 2020, la energía producida de todos los países de la unión europea deberá proceder al menos un 20% de energías renovables, subiendo a un 27% en 2030. Teniendo esto presente, invita a pensar a que España en el largo plazo tendrá que seguir incentivando la inversión sobre este tipo de energías, por lo que los posibles cambios en el marco regulatorio no debieran desfavorecer el actual.

Una de las soluciones más comunes utilizadas en project finance para la cobertura de este riesgo es a través de las concesiones, en donde el propietario final de los activos no sería la compañía inversora, sino que sería el propio estado. De esta forma, el estado sería el que se responsabilizaría de las pérdidas causadas en caso de que se produjese un cambio de las reglas de juego estipuladas y que conllevaran a pérdidas/costes no previstos. Aunque esta solución, no es común ni presenta lógica para proyectos de generación eléctrica, como es este el caso. Ya que el estado no licitaría este tipo de concesión, al no tratarse de un proyecto de bien común para la sociedad. Es por esto que no tendríamos forma alguna, de poder realizar acciones mitigantes, teniendo que asumir dicho riesgo como parte implícita del proyecto.

8. CONCLUSIONES

Antes de pasar a comentar los resultados obtenidos y sacar conclusiones en relación a la viabilidad del proyecto, me gustaría resaltar que se trata de un proyecto que tiene la capacidad de abastecer eléctricamente a más de 26.000 hogares, lo que conlleva a un ahorro cercano de 37,7 toneladas/año de CO₂. Resalto este aspecto, para poder evidenciar la progresión que seguiremos viendo en los próximos años, hacia una transición de generación eléctrica basada en energías renovables, en lugar de mediante recursos fósiles.

Otro de los aspectos que creo que justifica todavía más la apuesta por este tipo de energías, es que debido a los avances que están realizando las compañías energéticas y tecnológicas para mejorar los sistemas de integración a la red eléctrica. Se están consiguiendo resolver parte de los problemas que presenta esta tecnología, derivados por la falta de regularidad del recurso energético.

Un claro ejemplo de esto, es uno de los proyectos que algunas de las compañías eléctricas punteras ya han lanzado o tienen previsión de lanzar en los próximos años. Se trata de la creación de baterías de gran capacidad que acumulan energía generada en momentos de menor demanda, para aprovechar la energía en momentos de alta demanda o momentos pico. De esta forma se conseguiría un mayor aprovechamiento de esta tecnología, un aumento de su eficiencia y se pondría remedio a uno de los principales problemas asociados.

Por otro lado, a la hora de elección de la energía renovable, si queremos comparar esta inversión con la principal energía renovable competidora, la eólica. Decir que, históricamente siempre ha sido la energía eólica más rentable que la fotovoltaica, por lo que en España se desarrolló mucho más esta tecnología que la fotovoltaica (actualmente tenemos una producción anual 6 veces mayor de eólica que de fotovoltaica). Recientemente, estamos viendo que por el gran descenso del precio de las células solares, nos encontramos ante un coste de inversión por MW bastante similar, teniendo en cuenta que los costes de mantenimiento de la fotovoltaica son mucho menores. Es por esto, por lo que creo que actualmente es buen momento para retomar la inversión en proyectos fotovoltaicos. Principalmente, porque dentro del mercado eléctrico consigues diferenciarte del resto de energías predominantes, ya que al haber tanta concentración de eólica en España, cuando existen buenas condiciones de recurso eólico hay mucha demanda y por lo tanto el precio de la energía se reduce de manera significativa.

Como recomendación final, diré que a día de hoy me parece una inversión atractiva en donde se espera una TIR cercana al 11%, invirtiendo en un proyecto de muy larga duración. Considero que esta inversión sería idónea, para aquellos negocios cíclicos, como puede ser por ejemplo la construcción, ya que este tipo de inversiones aseguran

unos retornos estables durante un plazo razonable de tiempo. Lo que se materializa, con la creación de un colchón de ingresos constantes a las cuentas de estas compañías, que por su negocio dependen mucho de la condición macroeconómica del momento. A mi juicio me parece muy similar a la situación vivida por las empresas constructoras, con el negocio de las concesionarias de autopistas.

Se trata además de una inversión que conlleva según lo estudiado, un riesgo medio – bajo, ya que al realizar este proyecto bajo el paraguas del project finance, se han contemplado medidas de cobertura de los principales riesgos que pudieran afectar a la rentabilidad de la inversión, así como una exposición limitada del total de la inversión necesaria. Como se ha podido comprobar en el estudio de sensibilidad recogido en la memoria de este trabajo.

Si bien es cierto, que esta inversión se enmarca dentro de un sector fuertemente regulado en España y que cualquier cambio normativo podría ocasionar un impacto muy importante sobre las estimaciones aquí señaladas. Bajo mi punto de vista y al tratarse de una inversión de muy largo plazo, este sería quizás el riesgo más importante que sufre nuestro proyecto y el cuál no tiene prácticamente ninguna posible cobertura. Una vez dicho esto, estimamos que por lo ya comentado, no existen signos de un cambio normativo perjudicial hacia este sector. Ya que tanto el gobierno Español, como la Unión Europea tienen en su hoja de ruta estratégica, la dinamización de este tipo de fuentes de energía. Teniendo en cuenta sobretodo, que nuestro proyecto no ha sido financiado mediante fondos públicos y que por lo tanto no contamos con ninguna ayuda económica externa.

Es por esto que concluyo diciendo que a día de hoy, la inversión en una planta fotovoltaica de tamaño medio-grande en España, mediante el método de project finance es viable y por lo tanto recomiendo su inversión.

9. REFERENCIAS

9.1. BIBLIOGRAFÍA ACADÉMICA

1. **Lorenzo Pigueiras, Eduardo.** “Electricidad Solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos”, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid 1994.
2. **Perezagua Guerrero, Emiliano.** “Presente y futuro de la energía fotovoltaica”. Abril 2006
3. **Portabella Cilveti, Itxebe.** “Proceso de creación de una planta fotovoltaica conectada a la red”. Proyecto fin de carrera. Universidad Politécnica de Cataluña. Septiembre 2010
4. **Pérez de Herrasti y de Goyeneche, Ignacio.** “Project finance: inversión en proyectos autofinanciados”. Año 2010
5. **Cáceres, Diego Gómez; Madico, Juan Ángel.** “Financiación Global de Proyectos. Project Finance”. Madrid: ESIC. Año 2001.
6. **Fernández López, Pablo; Pershin, Vitaly; Fernández Acín, Isabel.** “Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 59 countries in 2018: a survey”. IESE Business School. Año 2018
7. **Damodaran, Aswath.** “Base de datos de valoración de empresas”. Enero de 2018
8. **Jiménez Sánchez, Macarena.** “Diseño de planta solar fotovoltaica de 20 MW en California y conexionado a la red de distribución”. Proyecto fin de carrera, Universidad Pontificia de Comillas ICAI – ICADE. Año 2012

9.2. PÁGINAS WEBS CONSULTADAS

1. **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)** – www.idae.es
2. **Red Eléctrica de España (REE)** – www.ree.es
3. **Agencia Internacional de la Energía**
4. **Asociación solar de la industria fotovoltaica (ASIF)** – www.asif.org
5. **Consejería de medio ambiente y organización territorial de la Junta de Andalucía**
6. **BBVA. Análisis y estudios de mercado**

ANEXO I

En este anexo vienen recogidos todos los cálculos con las proyecciones estimadas sobre el modelo base del proyecto.

Se han incluido todos los datos en los que nos hemos basado así como las herramientas de cobertura utilizadas, los cuáles creemos que es importante que se conozcan para poder valorar este estudio.

EBITDA

INGRESOS

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IPC	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Ingresos Planta	- €	4.213.755,00 €	4.234.385,54 €	4.255.117,10 €	4.275.950,15 €	4.296.885,20 €	4.317.922,75 €	4.339.063,30 €	4.360.307,35 €	4.381.655,42 €	4.403.108,00 €	4.424.665,62 €	4.446.328,78 €

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
IPC	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Ingresos Planta	4.468.098,01 €	4.489.973,82 €	4.511.956,73 €	4.534.047,27 €	4.556.245,97 €	4.578.553,35 €	4.600.969,94 €	4.623.496,29 €	4.646.132,93 €	4.668.880,40 €	4.691.739,23 €	4.714.709,99 €	4.737.793,21 €

GASTOS

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costes	- € -	820.000,00 € -	830.660,00 € -	841.458,58 € -	852.397,54 € -	863.478,71 € -	874.703,93 € -	886.075,08 € -	897.594,06 € -	909.262,78 € -	921.083,20 € -	933.057,28 € -	945.187,03 € -
Personal propio asociado al proyecto	- €	180.000,00 €	182.340,00 €	184.710,42 €	187.111,66 €	189.544,11 €	192.008,18 €	194.504,29 €	197.032,84 €	199.594,27 €	202.188,99 €	204.817,45 €	207.480,08 €
Contrato de mantenimiento	- €	370.000,00 €	374.810,00 €	379.682,53 €	384.618,40 €	389.618,44 €	394.683,48 €	399.814,37 €	405.011,95 €	410.277,11 €	415.610,71 €	421.013,65 €	426.486,83 €
Seguridad	- €	170.000,00 €	172.210,00 €	174.448,73 €	176.716,56 €	179.013,88 €	181.341,06 €	183.698,49 €	186.086,57 €	188.505,70 €	190.956,27 €	193.438,70 €	195.953,41 €
Seguros	- €	30.000,00 €	30.390,00 €	30.785,07 €	31.185,28 €	31.590,68 €	32.001,36 €	32.417,38 €	32.838,81 €	33.265,71 €	33.698,17 €	34.136,24 €	34.580,01 €
Gastos servicios generales	- €	70.000,00 €	70.910,00 €	71.831,83 €	72.765,64 €	73.711,60 €	74.669,85 €	75.640,56 €	76.623,88 €	77.619,99 €	78.629,05 €	79.651,23 €	80.686,70 €

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Costes	- 957.474,46 € -	969.921,62 € -	982.530,61 € -	995.303,50 € -	1.008.242,45 € -	1.021.349,60 € -	1.034.627,15 € -	1.048.077,30 € -	1.061.702,30 € -	1.075.504,43 € -	1.089.485,99 € -	1.103.649,31 € -	1.117.996,75 € -
Personal propio asociado al proyecto	210.177,32 €	212.909,62 €	215.677,45 €	218.481,26 €	221.321,51 €	224.198,69 €	227.113,28 €	230.065,75 €	233.056,60 €	236.086,34 €	239.155,46 €	242.264,48 €	245.413,92 €
Contrato de mantenimiento	432.031,16 €	437.647,56 €	443.336,98 €	449.100,36 €	454.938,67 €	460.852,87 €	466.843,96 €	472.912,93 €	479.060,80 €	485.288,59 €	491.597,34 €	497.988,10 €	504.461,95 €
Seguridad	198.500,80 €	201.081,31 €	203.695,37 €	206.343,41 €	209.025,87 €	211.743,21 €	214.495,87 €	217.284,32 €	220.109,01 €	222.970,43 €	225.869,05 €	228.805,34 €	231.779,81 €
Seguros	35.029,55 €	35.484,94 €	35.946,24 €	36.413,54 €	36.886,92 €	37.366,45 €	37.852,21 €	38.344,29 €	38.842,77 €	39.347,72 €	39.859,24 €	40.377,41 €	40.902,32 €
Gastos servicios generales	81.735,62 €	82.798,19 €	83.874,56 €	84.964,93 €	86.069,48 €	87.188,38 €	88.321,83 €	89.470,01 €	90.633,12 €	91.811,35 €	93.004,90 €	94.213,97 €	95.438,75 €

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EBITDA	- €	3.393.755,00 €	3.403.725,54 €	3.413.658,52 €	3.423.552,61 €	3.433.406,49 €	3.443.218,82 €	3.452.988,22 €	3.462.713,29 €	3.472.392,64 €	3.482.024,81 €	3.491.608,34 €	3.501.141,76 €

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
EBITDA	3.510.623,55 €	3.520.052,19 €	3.529.426,12 €	3.538.743,77 €	3.548.003,52 €	3.557.203,74 €	3.566.342,80 €	3.575.418,99 €	3.584.430,63 €	3.593.375,96 €	3.602.253,24 €	3.611.060,68 €	3.619.796,46 €

CASH FLOW

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EBITDA	- €	3.393.755,00 €	3.403.725,54 €	3.413.658,52 €	3.423.552,61 €	3.433.406,49 €	3.443.218,82 €	3.452.988,22 €	3.462.713,29 €	3.472.392,64 €	3.482.024,81 €	3.491.608,34 €	3.501.141,76 €
Variación Working Capital	- €	- 214.479,58 €	57,45 €	72,13 €	87,07 €	102,27 €	117,74 €	133,48 €	149,49 €	165,78 €	182,35 €	199,21 €	216,36 €
Capex	- 33.932.445,69 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Impuestos	- €	- 77.595,90 €	- 91.914,67 €	- 106.369,14 €	- 120.959,00 €	- 135.683,92 €	- 150.543,55 €	- 165.537,56 €	- 180.665,59 €	- 195.927,29 €	- 211.322,31 €	- 226.850,27 €	- 242.510,81 €
Free Cash Flow	- 33.932.445,69 €	3.101.679,51 €	3.311.868,33 €	3.307.361,51 €	3.302.680,68 €	3.297.824,85 €	3.292.793,01 €	3.287.584,14 €	3.282.197,20 €	3.276.631,13 €	3.270.884,85 €	3.264.957,28 €	3.258.847,31 €
Costes de financiación	- €	- 998.038,06 €	- 950.733,55 €	- 902.848,62 €	- 854.383,26 €	- 805.337,49 €	- 755.711,28 €	- 705.504,66 €	- 654.717,61 €	- 603.350,14 €	- 551.402,24 €	- 498.873,92 €	- 445.765,18 €
Pago deuda	22.056.089,70 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €	- 1.160.846,83 €
Free Cash Flow después de deuda	- 11.876.355,99 €	942.794,63 €	1.200.287,96 €	1.243.666,06 €	1.287.450,59 €	1.331.640,54 €	1.376.234,90 €	1.421.232,66 €	1.466.632,76 €	1.512.434,16 €	1.558.635,78 €	1.605.236,53 €	1.652.235,30 €
Capital Social	11.876.355,99 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Free Cash Flow antes de dividendos	- €	942.794,63 €	1.200.287,96 €	1.243.666,06 €	1.287.450,59 €	1.331.640,54 €	1.376.234,90 €	1.421.232,66 €	1.466.632,76 €	1.512.434,16 €	1.558.635,78 €	1.605.236,53 €	1.652.235,30 €
Dividendos	- €	- 232.787,71 €	- 232.787,71 €	- 275.744,00 €	- 319.107,42 €	- 362.877,01 €	- 407.051,75 €	- 451.630,65 €	- 496.612,67 €	- 541.996,76 €	- 587.781,87 €	- 633.966,92 €	- 680.550,81 €
Préstamo accionistas	- €	- 710.006,92 €	- 967.500,25 €	- 967.922,07 €	- 968.343,16 €	- 968.763,53 €	- 969.183,14 €	- 969.602,00 €	- 970.020,09 €	- 970.437,40 €	- 970.853,91 €	- 971.269,61 €	- 971.684,49 €
Caja	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
RCSD		1,44	1,57	1,60	1,64	1,68	1,72	1,76	1,81	1,86	1,91	1,97	2,03

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
EBITDA	3.510.623,55 €	3.520.052,19 €	3.529.426,12 €	3.538.743,77 €	3.548.003,52 €	3.557.203,74 €	3.566.342,80 €	3.575.418,99 €	3.584.430,63 €	3.593.375,96 €	3.602.253,24 €	3.611.060,68 €	3.619.796,46 €
Working Capital	233,80 €	251,54 €	269,59 €	287,94 €	306,60 €	325,58 €	344,87 €	364,50 €	384,45 €	404,73 €	425,36 €	446,32 €	467,64 €
Capex	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Impuestos	- 258.303,55 €	- 274.228,11 €	- 290.284,09 €	- 827.804,45 €	- 844.122,10 €	- 860.569,98 €	- 877.220,22 €	- 893.854,75 €	- 898.107,66 €	- 898.343,99 €	- 900.563,31 €	- 902.765,17 €	- 904.949,12 €
Free Cash Flow	3.252.553,81 €	3.246.075,63 €	3.239.411,62 €	2.711.227,26 €	2.704.188,02 €	2.696.959,34 €	2.689.467,45 €	2.681.928,74 €	2.688.707,42 €	2.695.436,70 €	2.702.115,29 €	2.708.741,83 €	2.715.314,98 €
Costes de financiación	- 484.604,31 €	- 422.198,76 €	- 359.242,06 €	- 295.734,20 €	- 231.675,18 €	- 167.065,01 €	- 87.769,47 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Pago de deuda	- 1.102.314,40 €	- 1.102.314,40 €	- 1.102.314,40 €	- 1.102.314,40 €	- 1.102.314,40 €	- 1.332.698,11 €	- 1.475.117,13 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Free Cash Flow después de deuda	1.699.630,96 €	1.747.422,38 €	1.795.608,38 €	1.322.854,45 €	1.371.826,07 €	1.421.188,68 €	1.471.158,71 €	2.681.928,74 €	2.688.707,42 €	2.695.436,70 €	2.702.115,29 €	2.708.741,83 €	2.715.314,98 €
Capital Social	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Free Cash Flow antes de dividendos	1.699.630,96 €	1.747.422,38 €	1.795.608,38 €	1.322.854,45 €	1.371.826,07 €	1.421.188,68 €	1.471.158,71 €	2.681.928,74 €	2.688.707,42 €	2.695.436,70 €	2.702.115,29 €	2.708.741,83 €	2.715.314,98 €
Dividendos	- 727.532,43 €	- 774.910,65 €	- 822.684,33 €	- 870.852,28 €	- 1.371.826,07 €	- 1.421.188,68 €	- 1.471.158,71 €	- 2.631.660,66 €	- 2.681.564,24 €	- 2.688.322,97 €	- 2.695.031,97 €	- 2.701.689,93 €	- 2.708.295,51 €
Préstamo accionistas	- 972.098,53 €	- 972.511,72 €	- 972.924,05 €	- 452.002,17 €	- €	- €	- €	- 50.268,08 €	- 7.143,17 €	- 7.113,74 €	- 7.083,32 €	- 7.051,90 €	- 7.019,47 €
Caja	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
RCSD	2,09	2,17	2,24	1,95	2,03	2,11	2,21						

P&L

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos	- €	4.213.755,00 €	4.234.385,54 €	4.255.117,10 €	4.275.950,15 €	4.296.885,20 €	4.317.922,75 €	4.339.063,30 €	4.360.307,35 €	4.381.655,42 €	4.403.108,00 €	4.424.665,62 €	4.446.328,78 €
Costes Operacionales	- €	- 820.000,00 €	- 830.660,00 €	- 841.458,58 €	- 852.397,54 €	- 863.478,71 €	- 874.703,93 €	- 886.075,08 €	- 897.594,06 €	- 909.262,78 €	- 921.083,20 €	- 933.057,28 €	- 945.187,03 €
EBITDA	- €	3.393.755,00 €	3.403.725,54 €	3.413.658,52 €	3.423.552,61 €	3.433.406,49 €	3.443.218,82 €	3.452.988,22 €	3.462.713,29 €	3.472.392,64 €	3.482.024,81 €	3.491.608,34 €	3.501.141,76 €
Amortización	- €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €
EBIT	- €	1.212.421,67 €	1.222.392,21 €	1.232.325,18 €	1.242.219,27 €	1.252.073,16 €	1.261.885,49 €	1.271.654,88 €	1.281.379,96 €	1.291.059,30 €	1.300.691,47 €	1.310.275,01 €	1.319.808,43 €
Costes Financieros	- €	- 998.038,06 €	- 950.733,55 €	- 902.848,62 €	- 854.383,26 €	- 805.337,49 €	- 755.711,28 €	- 705.504,66 €	- 654.717,61 €	- 603.350,14 €	- 551.402,24 €	- 498.873,92 €	- 445.765,18 €
EBT	- €	214.383,61 €	271.658,66 €	329.476,56 €	387.836,01 €	446.735,67 €	506.174,20 €	566.150,23 €	626.662,35 €	687.709,17 €	749.289,23 €	811.401,08 €	874.043,24 €
Impuestos	- €	- 53.595,90 €	- 67.914,67 €	- 82.369,14 €	- 96.959,00 €	- 111.683,92 €	- 126.543,55 €	- 141.537,56 €	- 156.665,59 €	- 171.927,29 €	- 187.322,31 €	- 202.850,27 €	- 218.510,81 €
Resultado	- €	160.787,71 €	203.744,00 €	247.107,42 €	290.877,01 €	335.051,75 €	379.630,65 €	424.612,67 €	469.996,76 €	515.781,87 €	561.966,92 €	608.550,81 €	655.532,43 €

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ingresos	4.468.098,01 €	4.489.973,82 €	4.511.956,73 €	4.534.047,27 €	4.556.245,97 €	4.578.553,35 €	4.600.969,94 €	4.623.496,29 €	4.646.132,93 €	4.668.880,40 €	4.691.739,23 €	4.714.709,99 €	4.737.793,21 €
Costes Operacionales	- 957.474,46 €	- 969.921,62 €	- 982.530,61 €	- 995.303,50 €	- 1.008.242,45 €	- 1.021.349,60 €	- 1.034.627,15 €	- 1.048.077,30 €	- 1.061.702,30 €	- 1.075.504,43 €	- 1.089.485,99 €	- 1.103.649,31 €	- 1.117.996,75 €
EBITDA	3.510.623,55 €	3.520.052,19 €	3.529.426,12 €	3.538.743,77 €	3.548.003,52 €	3.557.203,74 €	3.566.342,80 €	3.575.418,99 €	3.584.430,63 €	3.593.375,96 €	3.602.253,24 €	3.611.060,68 €	3.619.796,46 €
Amortización	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- 2.181.333,33 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
EBIT	1.329.290,22 €	1.338.718,86 €	1.348.092,79 €	3.538.743,77 €	3.548.003,52 €	3.557.203,74 €	3.566.342,80 €	3.575.418,99 €	3.584.430,63 €	3.593.375,96 €	3.602.253,24 €	3.611.060,68 €	3.619.796,46 €
Costes Financieros	- 392.076,02 €	- 337.806,43 €	- 282.956,41 €	- 227.525,98 €	- 171.515,12 €	- 114.923,84 €	- 57.461,92 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
EBT	937.214,20 €	1.000.912,43 €	1.065.136,38 €	3.311.217,79 €	3.376.488,40 €	3.442.279,91 €	3.508.880,88 €	3.575.418,99 €	3.584.430,63 €	3.593.375,96 €	3.602.253,24 €	3.611.060,68 €	3.619.796,46 €
Impuestos	- 234.303,55 €	- 250.228,11 €	- 266.284,09 €	- 827.804,45 €	- 844.122,10 €	- 860.569,98 €	- 877.220,22 €	- 893.854,75 €	- 896.107,66 €	- 898.343,99 €	- 900.563,31 €	- 902.765,17 €	- 904.949,12 €
Resultado	702.910,65 €	750.684,33 €	798.852,28 €	2.483.413,34 €	2.532.366,30 €	2.581.709,93 €	2.631.660,66 €	2.681.564,24 €	2.688.322,97 €	2.695.031,97 €	2.701.689,93 €	2.708.295,51 €	2.714.847,35 €

CUADRO DE AMORTIZACIÓN

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión Inicial	32.720 €												
Amortización		2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €	2.181 €
Am. Acumulada		2.181 €	4.363 €	6.544 €	8.725 €	10.907 €	13.088 €	15.269 €	17.451 €	19.632 €	21.813 €	23.995 €	26.176 €
Activo vivo	32.720 €	30.539 €	28.357 €	26.176 €	23.995 €	21.813 €	19.632 €	17.451 €	15.269 €	13.088 €	10.907 €	8.725 €	6.544 €

	2031	2032	2033
Inversión Inicial			
Amortización	2.181 €	2.181 €	2.181 €
Am. Acumulada	28.357 €	30.539 €	32.720 €
Activo vivo	4.363 €	2.181 €	- €

FONDO DE MANIOBRA - WORKING CAPITAL

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cuentas a cobrar	- €	351.146,25 €	352.865,46 €	354.593,09 €	356.329,18 €	358.073,77 €	359.826,90 €	361.588,61 €	363.358,95 €	365.137,95 €	366.925,67 €	368.722,14 €	370.527,40 €
Proveedores	- €	- 136.666,67 €	- 138.443,33 €	- 140.243,10 €	- 142.066,26 €	- 143.913,12 €	- 145.783,99 €	- 147.679,18 €	- 149.599,01 €	- 151.543,80 €	- 153.513,87 €	- 155.509,55 €	- 157.531,17 €
Working Capital	- €	214.479,58 €	214.422,13 €	214.349,99 €	214.262,92 €	214.160,65 €	214.042,91 €	213.909,43 €	213.759,94 €	213.594,15 €	213.411,80 €	213.212,59 €	212.996,23 €
Variación Working Capital	- €	- 214.479,58 €	57,45 €	72,13 €	87,07 €	102,27 €	117,74 €	133,48 €	149,49 €	165,78 €	182,35 €	199,21 €	216,36 €

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Cuentas a cobrar	372.341,50 €	374.164,48 €	375.996,39 €	377.837,27 €	379.687,16 €	381.546,11 €	383.414,16 €	385.291,36 €	387.177,74 €	389.073,37 €	390.978,27 €	392.892,50 €	394.816,10 €
Proveedores	- 159.579,08 €	- 161.653,60 €	- 163.755,10 €	- 165.883,92 €	- 168.040,41 €	- 170.224,93 €	- 172.437,86 €	- 174.679,55 €	- 176.950,38 €	- 179.250,74 €	- 181.581,00 €	- 183.941,55 €	- 186.332,79 €
Working Capital	212.762,42 €	212.510,88 €	212.241,29 €	211.953,36 €	211.646,76 €	211.321,18 €	210.976,30 €	210.611,81 €	210.227,36 €	209.822,63 €	209.397,27 €	208.950,95 €	208.483,31 €
Variación Working Capital	233,80 €	251,54 €	269,59 €	287,94 €	306,60 €	325,58 €	344,87 €	364,50 €	384,45 €	404,73 €	425,36 €	446,32 €	467,64 €

PROJECT FINANCE DEUDA

CUADRO DE MARGENES DE FINANCIACIÓN

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PORCENTAJE IRS	75,00%									
COMISIÓN APERTURA	1,50%									
MARGEN PROYECTO	3,50%									
EURIBOR	0,25%	0,35%	0,45%	0,55%	0,65%	0,75%	0,85%	0,95%	1,05%	1,15%
IR SWAP	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%
MARGEN CON IRS	1,00%	1,03%	1,05%	1,08%	1,10%	1,13%	1,15%	1,18%	1,20%	1,23%
PAGO TOTAL INTERESES	2,50%	4,53%	4,55%	4,58%	4,60%	4,63%	4,65%	4,68%	4,70%	4,73%
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
EURIBOR	1,25%	1,35%	1,45%	1,55%	1,65%	1,75%	1,85%	1,95%	2,05%	2,05%
IR SWAP	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%
MARGEN CON IRS	1,25%	1,28%	1,30%	1,33%	1,35%	1,38%	1,40%	1,43%	1,45%	1,45%
PAGO TOTAL INTERESES	4,75%	4,78%	4,80%	4,83%	4,85%	4,88%	4,90%	4,93%	4,95%	4,95%

CUADRO DE PAGOS PRÉSTAMO

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PRÉSTAMO SENIOR	22.056.089,70 €									
CUOTA	- €	2.158.884,88 €	2.111.580,38 €	2.063.695,45 €	2.015.230,09 €	1.966.184,31 €	1.916.558,11 €	1.866.351,48 €	1.815.564,44 €	1.764.196,96 €
INTERESES	- €	998.038,06 €	950.733,55 €	902.848,62 €	854.383,26 €	805.337,49 €	755.711,28 €	705.504,66 €	654.717,61 €	603.350,14 €
DEUDA VIVA	22.056.089,70 €	20.895.242,87 €	19.734.396,04 €	18.573.549,22 €	17.412.702,39 €	16.251.855,57 €	15.091.008,74 €	13.930.161,91 €	12.769.315,09 €	11.608.468,26 €
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
CUOTA	551.402,24 €	498.873,92 €	445.765,18 €	392.076,02 €	337.806,43 €	282.956,41 €	227.525,98 €	171.515,12 €	114.923,84 €	57.461,92 €
INTERESES	1.712.249,07 €	1.659.720,75 €	1.606.612,01 €	1.552.922,84 €	1.498.653,25 €	1.443.803,24 €	1.388.372,80 €	1.332.361,94 €	1.275.770,66 €	1.218.308,74 €
DEUDA VIVA	10.447.621,44 €	9.286.774,61 €	8.125.927,78 €	6.965.080,96 €	5.804.234,13 €	4.643.387,30 €	3.482.540,48 €	2.321.693,65 €	1.160.846,83 €	0,00 €

INTERESES DE CAPITAL 275.701,10 €

BALANCE

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Activos fijos	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €
Amortización Acumulada	- €	2.181.333,33 €	4.362.666,67 €	6.544.000,00 €	8.725.333,33 €	10.906.666,67 €	13.088.000,00 €	15.269.333,33 €	17.450.666,67 €	19.632.000,00 €	21.813.333,33 €	23.994.666,67 €	26.176.000,00 €
Préstamo accionistas	- €	806.006,92 €	1.869.507,18 €	2.933.429,24 €	3.997.772,41 €	5.062.535,94 €	6.127.719,08 €	7.193.321,09 €	8.259.341,18 €	9.325.778,58 €	10.392.632,49 €	11.459.902,10 €	12.527.586,59 €
Activos Fijos	33.932.445,69 €	32.557.119,28 €	31.439.286,20 €	30.321.874,93 €	29.204.884,76 €	28.088.314,96 €	26.972.164,77 €	25.856.433,44 €	24.741.120,20 €	23.626.224,27 €	22.511.744,84 €	21.397.681,12 €	20.284.032,27 €
Cuentas a cobrar	- €	351.146,25 €	352.865,46 €	354.593,09 €	356.329,18 €	358.073,77 €	359.826,90 €	361.588,61 €	363.358,95 €	365.137,95 €	366.925,67 €	368.722,14 €	370.527,40 €
Caja	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Activos Corrientes	- €	351.146,25 €	352.865,46 €	354.593,09 €	356.329,18 €	358.073,77 €	359.826,90 €	361.588,61 €	363.358,95 €	365.137,95 €	366.925,67 €	368.722,14 €	370.527,40 €
ACTIVOS	33.932.445,69 €	32.908.265,53 €	31.792.151,66 €	30.676.468,02 €	29.561.213,94 €	28.446.388,72 €	27.331.991,66 €	26.218.022,05 €	25.104.479,15 €	23.991.362,22 €	22.878.670,51 €	21.766.403,25 €	20.654.559,67 €
Capital Social	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €
Resultados retenidos	- €	- €	42.956,29 €	86.319,72 €	130.089,30 €	174.264,05 €	218.842,95 €	263.824,96 €	309.209,06 €	354.994,17 €	401.179,22 €	447.763,11 €	494.744,73 €
Resultados	- €	160.787,71 €	203.744,00 €	247.107,42 €	290.877,01 €	335.051,75 €	379.630,65 €	424.612,67 €	469.996,76 €	515.781,87 €	561.966,92 €	608.550,81 €	655.532,43 €
Fondos propios	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.919.312,28 €	11.962.675,71 €	12.006.445,29 €	12.050.620,04 €	12.095.198,94 €	12.140.180,95 €	12.185.565,05 €	12.231.350,16 €	12.277.535,21 €	12.324.119,10 €	12.371.100,72 €
Deuda a largo plazo	22.056.089,70 €	20.895.242,87 €	19.734.396,04 €	18.573.549,22 €	17.412.702,39 €	16.251.855,57 €	15.091.008,74 €	13.930.161,91 €	12.769.315,09 €	11.608.468,26 €	10.447.621,44 €	9.286.774,61 €	8.125.927,78 €
Proveedores	- €	136.666,67 €	138.443,33 €	140.243,10 €	142.066,26 €	143.913,12 €	145.783,99 €	147.679,18 €	149.599,01 €	151.543,80 €	153.513,87 €	155.509,55 €	157.531,17 €
PASIVOS	33.932.445,69 €	32.908.265,53 €	31.792.151,66 €	30.676.468,02 €	29.561.213,94 €	28.446.388,72 €	27.331.991,66 €	26.218.022,05 €	25.104.479,15 €	23.991.362,22 €	22.878.670,51 €	21.766.403,25 €	20.654.559,67 €

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Activos fijos	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €	33.932.445,69 €
Amortización Acumulada	28.357.333,33 €	30.538.666,67 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €	32.720.000,00 €
Préstamo accionistas	13.595.685,12 €	14.664.196,84 €	15.733.120,89 €	16.257.123,06 €	16.257.123,06 €	16.257.123,06 €	16.257.123,06 €	16.307.391,14 €	16.314.534,32 €	16.321.648,05 €	16.328.731,37 €	16.335.783,27 €	16.342.802,74 €
Activos Fijos	19.170.797,47 €	18.057.975,86 €	16.945.566,58 €	17.469.568,75 €	17.469.568,75 €	17.469.568,75 €	17.469.568,75 €	17.519.836,83 €	17.526.980,00 €	17.534.093,74 €	17.541.177,06 €	17.548.228,96 €	17.555.248,43 €
Cuentas a cobrar	372.341,50 €	374.164,48 €	375.996,39 €	377.837,27 €	379.687,16 €	381.546,11 €	383.414,16 €	385.291,36 €	387.177,74 €	389.073,37 €	390.978,27 €	392.892,50 €	394.816,10 €
Caja	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Activos Corrientes	372.341,50 €	374.164,48 €	375.996,39 €	377.837,27 €	379.687,16 €	381.546,11 €	383.414,16 €	385.291,36 €	387.177,74 €	389.073,37 €	390.978,27 €	392.892,50 €	394.816,10 €
ACTIVOS	19.543.138,97 €	18.432.140,35 €	17.321.562,97 €	17.847.406,02 €	17.849.255,91 €	17.851.114,86 €	17.852.982,91 €	17.905.128,19 €	17.914.157,75 €	17.923.167,11 €	17.932.155,33 €	17.941.121,46 €	17.950.064,53 €
Capital Social	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €	11.876.355,99 €
Resultados retenidos	542.122,95 €	589.896,62 €	638.064,58 €	2.322.625,64 €	3.483.165,86 €	4.643.687,11 €	5.804.189,06 €	5.854.092,65 €	5.860.851,37 €	5.867.560,38 €	5.874.218,34 €	5.880.823,91 €	5.887.375,75 €
Resultados	702.910,65 €	750.684,33 €	798.852,28 €	2.483.413,34 €	2.532.366,30 €	2.581.709,93 €	2.631.660,66 €	2.681.564,24 €	2.688.322,97 €	2.695.031,97 €	2.701.689,93 €	2.708.295,51 €	2.714.847,35 €
Fondos propios	12.418.478,94 €	12.466.252,61 €	12.514.420,57 €	14.198.981,63 €	15.359.521,85 €	16.520.043,10 €	17.680.545,05 €	17.730.448,64 €	17.737.207,36 €	17.743.916,37 €	17.750.574,33 €	17.757.179,91 €	17.763.731,74 €
Deuda a largo plazo	6.965.080,96 €	5.804.234,13 €	4.643.387,30 €	3.482.540,48 €	2.321.693,65 €	1.160.846,83 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Proveedores	159.579,08 €	161.653,60 €	163.755,10 €	165.883,92 €	168.040,41 €	170.224,93 €	172.437,86 €	174.679,55 €	176.950,38 €	179.250,74 €	181.581,00 €	183.941,55 €	186.332,79 €
PASIVOS	19.543.138,97 €	18.432.140,35 €	17.321.562,97 €	17.847.406,02 €	17.849.255,91 €	17.851.114,86 €	17.852.982,91 €	17.905.128,19 €	17.914.157,75 €	17.923.167,11 €	17.932.155,33 €	17.941.121,46 €	17.950.064,53 €

ANEXO II

Este anexo recopila aquellas especificaciones que hemos mencionado en el estudio y de la que pensamos que es interesante ofrecer un mayor detalle para facilitar un mejor entendimiento del proyecto.



CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
04088A019000750000AD

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN

Polígono 19 Parcela 75

LOMAS BAJAS. TABERNAS [ALMERÍA]

USO PRINCIPAL

Agrario

AÑO CONSTRUCCIÓN

--

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN

100,00000

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

--

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN

Polígono 19 Parcela 75

LOMAS BAJAS. TABERNAS [ALMERÍA]

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

--

SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m²]

1.703.421

TIPO DE FINCA

--

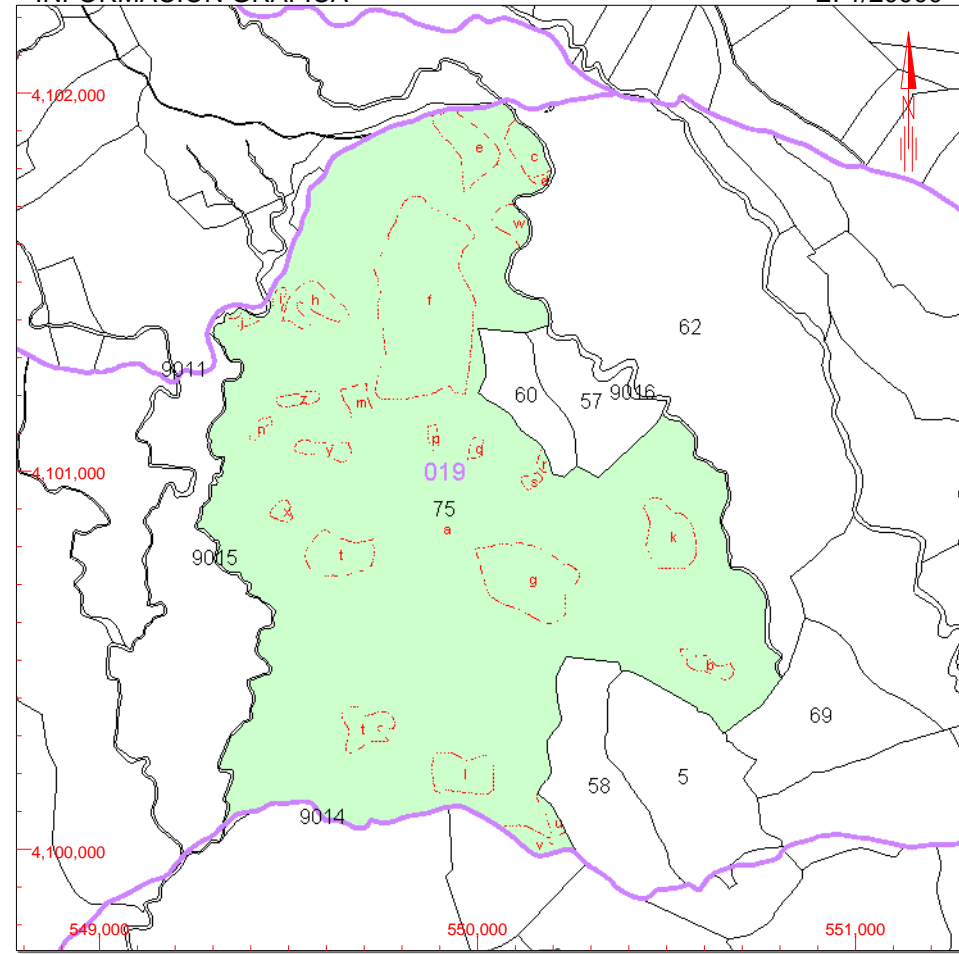
CULTIVO

Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie m ²
a	E-	Pastos	00	1.402.212
b	O-	Olivos secano	00	4.986
c	C-	Labor o Labradío secano	00	10.296
d	O-	Olivos secano	00	1.012
e	C-	Labor o Labradío secano	00	17.589
f	C-	Labor o Labradío secano	00	112.433
g	O-	Olivos secano	00	38.394
h	C-	Labor o Labradío secano	00	11.799
i	C-	Labor o Labradío secano	00	1.691
j	C-	Labor o Labradío secano	00	1.331
k	C-	Labor o Labradío secano	00	18.720
l	C-	Labor o Labradío secano	00	15.113
m	C-	Labor o Labradío secano	00	4.812
n	C-	Labor o Labradío secano	00	1.706
p	C-	Labor o Labradío secano	00	1.557
q	C-	Labor o Labradío secano	00	1.570
r	C-	Labor o Labradío secano	00	1.447
s	C-	Labor o Labradío secano	00	1.548

Continúa en ANEXO II

INFORMACIÓN GRÁFICA

E: 1/20000



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

551,000 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89

- Límite de Manzana
- Límite de Parcela
- Límite de Construcciones
- Mobiliario y aceras
- Límite zona verde
- Hidrografía

Lunes , 15 de Enero de 2018



REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
04088A019000750000AD

HOJA 1/1

Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie m ²	Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie m ²
t	C-	Labor o Labradío seco	00	16.209					
u	O-	Olivos seco	00	3.481					
v	C-	Labor o Labradío seco	00	7.326					
w	C-	Labor o Labradío seco	00	6.673					
z	C-	Labor o Labradío seco	00	2.348					
aa	C-	Labor o Labradío seco	00	5.883					
ab	C-	Labor o Labradío seco	00	3.233					

CONSULTA

HIGH PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE MODULE

RSM72-6-330M-350M/4BB

72 CELL MONOCRYSTALLINE MODULE

330-350Wp POWER OUTPUT RANGE

18.0% MAXIMUM EFFICIENCY



About Risen Energy

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 2002, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.



KEY SALIENT FEATURES



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



Photon Independent field testing - Ranked in the top 2 of 176 international suppliers



Industry leading lowest thermal co-efficient of Power



Industry leading 12 years product warranty



Excellent low irradiance performance



Excellent PID resistance



Positive tight power tolerance of 3%



Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product



Module Imp binning radically reduces string mismatch losses

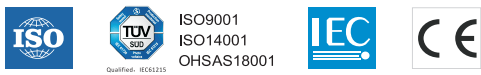


Warranted reliability and stringent quality assurances' well beyond certified requirements



Certified to withstand severe environmental conditions

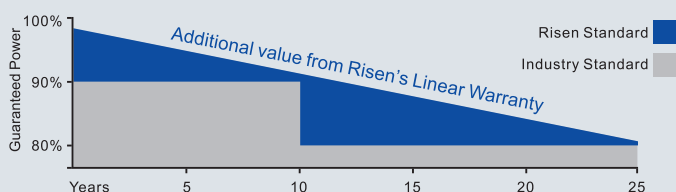
- ♦ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
- ♦ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
- ♦ Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance



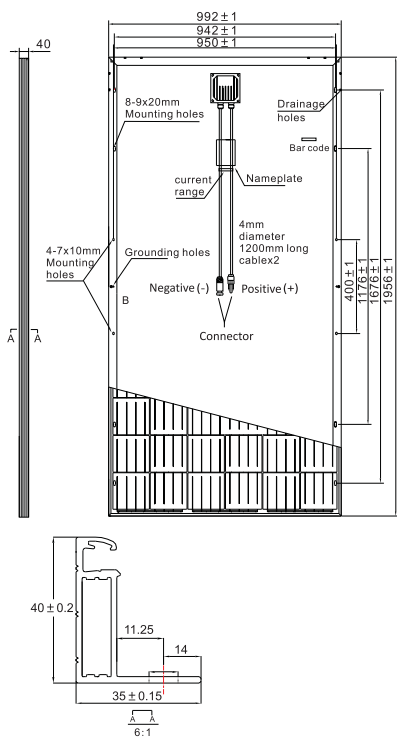
RISEN ENERGY CO., LTD.
Tashan Industry Zone, Meilin,
Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239
Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com
Website: www.risenenergy.com

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



Dimension of PV Modules Unit: mm



ELECTRICAL DATA(STC)

Model Number	RSM72-6-330M	RSM72-6-335M	RSM72-6-340M	RSM72-6-345M	RSM72-6-350M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	330	335	340	345	350
Open Circuit Voltage-Voc(V)	46.3	46.7	46.8	46.9	47.0
Short Circuit Current-Isc(A)	9.29	9.32	9.35	9.38	9.41
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.6	37.9	38.2	38.5	38.8
Maximum Power Current-Impp(A)	8.78	8.83	8.91	8.97	9.03
Module Efficiency (%)	17.1	17.3	17.5	17.8	18.0

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

ELECTRICAL DATA(NOCT)

Model Number	RSM72-6-330M	RSM72-6-335M	RSM72-6-340M	RSM72-6-345M	RSM72-6-350M
Maximum Power-Pmax (Wp)	241.3	244.9	248.6	252.4	255.9
Open Circuit Voltage-Voc (V)	43.3	43.4	43.7	43.8	43.9
Short Circuit Current-Isc (A)	7.53	7.58	7.61	7.68	7.73
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	34.6	34.9	35.2	35.5	35.7
Maximum Power Current-Impp (A)	6.97	7.02	7.06	7.11	7.17

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline 156.75×156.75 mm
Cell configuration	72 cells (6×12)
Module dimensions	1956×992×40mm
Weight	24kg
Superstrate	4.0 mm, High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Backsheet
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP67, 1000VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), 1200mm length
Connector	IP67 MC4 Compatible

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000VDC
Max Series Fuse Rating	15A
Limiting Reverse Current	15A

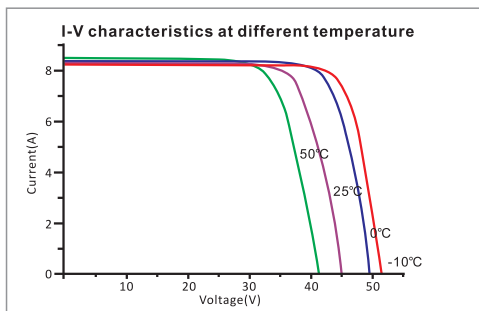
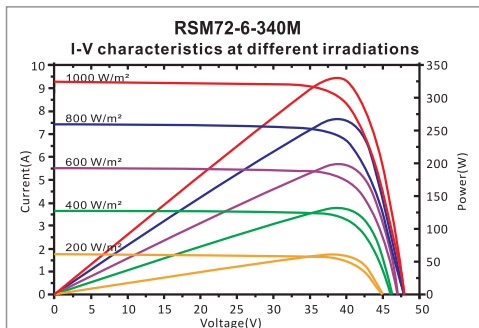
PACKAGING CONFIGURATION

	40ft	20ft
Number of modules per container	624	260
Number of modules per pallet	26	26
Number of pallets per container	24	10
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1980×1100×1135	1980×1100×1135
Box gross weight[kg]	680	680

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

©2017 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE



Our Partners: