



Trabajo Fin de Grado

Análisis económico de instalaciones fotovoltaicas
conectadas a la red eléctricas aplicando el método de
Montecarlo

Economic analysis of grid-connected photovoltaic
installations applying the Montecarlo method

Autor

Juan José Peñaranda Andrés

Director

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2019

ANÁLISIS ECONÓMICO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA APLICANDO EL MÉTODO DE MONTECARLO

RESUMEN

Este trabajo de Fin de Grado surge con la idea de estudiar las posibilidades que tiene la energía solar fotovoltaica en España mediante su análisis económico. Y al mismo tiempo comprobar la utilidad del método de Montecarlo para el cálculo de problemas afectados por varias variables no determinísticas.

En primer lugar, se explica el contexto en el que se encuentra la producción de energía mediante placas fotovoltaicas tanto en nuestro país como a nivel europeo.

En segundo lugar, se muestran los distintos parámetros que se han de tener en cuenta para este análisis. Determinando los valores y distribuciones estadísticas que serán usados en los cálculos.

Seguidamente, se detalla qué inversión inicial es necesaria en cada una de las potencias de instalación. Y se realizan las simulaciones en las que se calculan características económicas de la inversión como son el VAN, el TIR y el índice de coste beneficio.

Por último, se analiza el efecto que tienen cada uno de los parámetros antes mencionados en el rendimiento económico de la instalación. Para ello se realiza el análisis de sensibilidad de algunos de ellos y se comparan los resultados con los anteriormente obtenidos.

Los distintos índices de rentabilidad económica para cada potencia de instalación son analizados mediante Excel y una macro realizada en el lenguaje de programación Visual Basic. De esta manera a partir de una sencilla macro se pueden realizar numerosas simulaciones, obteniendo tablas y gráficos que de una forma visual nos permiten compararlas y extraer conclusiones.

Índice

1-Introducción.....	1
1.1-Objeto y alcance	1
1.2-Contexto energético	2
1.3-Método Montecarlo.....	3
2-Energía fotovoltaica	4
2.1-Situación del sector.....	4
2.2-Distintos tipos de legislación	6
3-VARIABLES Y DISTRIBUCIONES	9
3.1- Costes del ciclo de vida de la instalación (LCC).....	9
3.2- Producción de energía	14
3.3- Tipos de interés.....	17
3.4- Precio de la electricidad	18
3.5-Ciclo de vida de la instalación	20
4-Casos de Estudio	21
4.1-Instalación de 10kW.....	21
4.2-Instalación de 50kW.....	22
4.3-Instalación de 500kW.....	22
5-Resultados	24
6-Análisis de sensibilidad.....	34
6.1-Rendimiento de las placas.....	34
6.2-Tipo de interés	38
6.3-Precio de la electricidad	42
7-Conclusiones.....	46

1-Introducción

1.1-Objeto y alcance

El objeto de este trabajo fin de grado es analizar la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica con la normativa actual. Se analizan distintos tamaños de instalaciones y así poder comparar su rentabilidad mediante la actualización de los flujos de caja futuros al momento actual.

La realización de este estudio se ha llevado a cabo usando el método estadístico de Montecarlo. El uso de este método es debido a que los resultados se ven afectados por multitud de variables de las cuales no se puede predecir de forma fiable un valor concreto, pero de las que si se pueden obtener distribuciones estadísticas que mediante simulación permiten la obtención de una distribución de resultados.

La simulación ha sido realizada mediante Excel y Visual Basic, las cuales permiten de forma sencilla trabajar con distribuciones estadísticas que ya vienen implementadas en el programa o añadir las que sean necesarias. Y la creación de una macro que permite la simulación automática de los resultados finales.

También, tras los recientes cambios de la legislación y el interés por la sustitución de los combustibles fósiles por energías renovables dentro del sector energético. Se intentará comprobar si este tipo de energía es competitiva en el mercado eléctrico y ser una alternativa real en el futuro.

1.2-Contexto energético

En el momento actual en el que nos encontramos es de gran cambio en los sistemas de producción energética. Debido a la constatación de los efectos negativos del uso de los combustibles fósiles en el medio ambiente y en la salud de las personas, se están buscando fuentes de energía que puedan sustituir a las anteriores que a día de hoy suponen el mayor porcentaje de la energía producida no solo en Europa sino también a nivel global. Como principales sustitutos se buscan entre las energías que ya se vienen utilizando como la fotovoltaica, la eólica, hidráulica, nuclear pero que hasta ahora no han conseguido igualarse en cuanto a rentabilidad con la de los combustibles fósiles. Hecho por el cual su uso ha sido reducido a pesar de que los estados las han apoyado mediante incentivos económicos.

En concreto en España el porcentaje de las energías renovables consumidas era inferior al 20% y se espera llegar a esta cifra para 2020 [1]. Esto es debido en parte a que tras el inicio de la crisis económica se dejó de proporcionar ayudas económicas a las instalaciones eólicas y fotovoltaicas, además de la promulgación del decreto ley (RDL 900/2015) que gravaba las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Afortunadamente, tras el cambio de ley con el nuevo decreto ley (RDL 15/2018) en el que se eliminan peajes y otras trabas económicas al autoconsumo como el conocido como “impuesto al sol” la situación ha mejorado. Además, está el hecho de que las pocas centrales nucleares existentes en España están llegando a su final de vida útil. Y debido a su riesgo de operación y su complejo tratamiento de residuos no se planea la apertura de nuevas centrales que las sustituyan.

Todo esto hace pensar que en un futuro no muy lejano las energías renovables y especialmente la fotovoltaica se convierta en una de las principales fuentes de energía y que se logre obtener un alto grado de rentabilidad al invertir en ella.

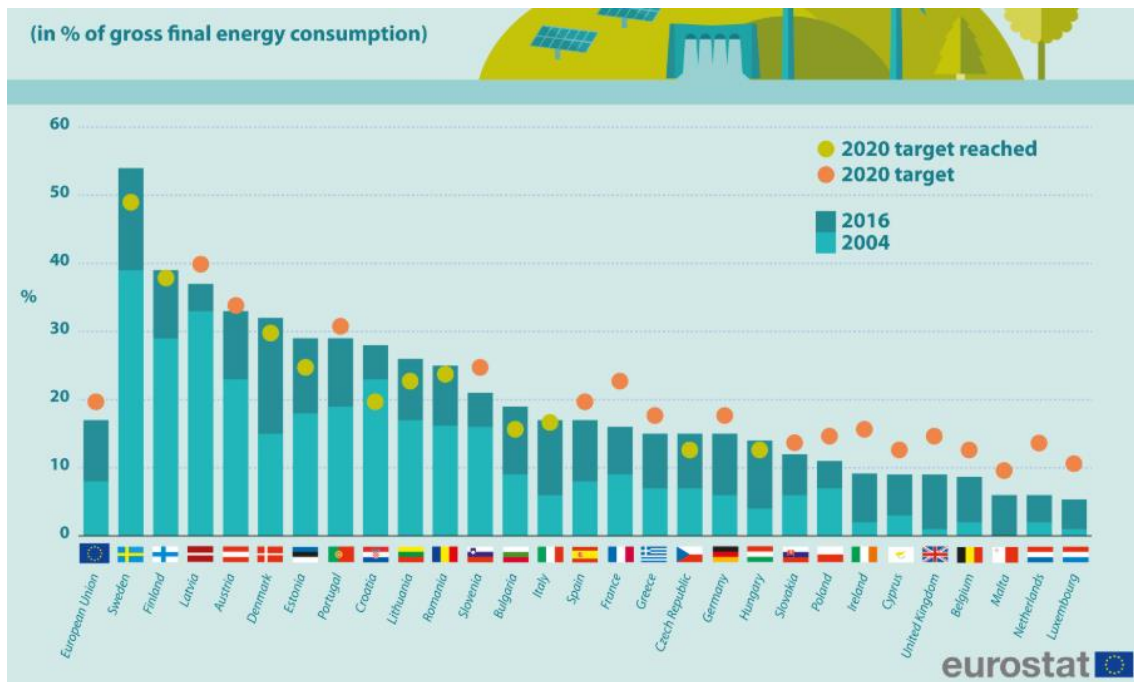


Figura 1. Comparativa del porcentaje de energía renovable consumida en cada país de la unión europea. Fuente: [1]

1.3-Método Montecarlo

Este es un método estadístico que se usa para calcular resultados de variables complejas que dependen de otras muchas variables de las que no se puede asegurar un valor determinado. En este caso se usa para evaluar la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica, ya que este resultado está afectado por una serie de valores independientes que no tienen un valor constante pero que se pueden ajustar a determinadas distribuciones estadísticas que son conocidas o se pueden obtener a través del análisis de bases de datos.

Este método ayudado de la posibilidad de realizar un gran número de iteraciones por ordenador permite obtener la solución a este problema, aunque no de manera exacta, sí con una buena aproximación. Esto es debido a que el error absoluto que se comete según el teorema central del límite es $1/\sqrt{n}$

El uso real del método de Monte Carlo como una herramienta de investigación, viene del trabajo de la bomba atómica, durante la Segunda Guerra Mundial. Este trabajo involucraba la simulación directa de problemas probabilísticos de hidrodinámica, concernientes a la difusión de neutrones aleatorios en material de fusión. Aunque tiene aplicabilidad en más campos, también con él se han realizado estudios sobre la transmisión de calor entre otros.

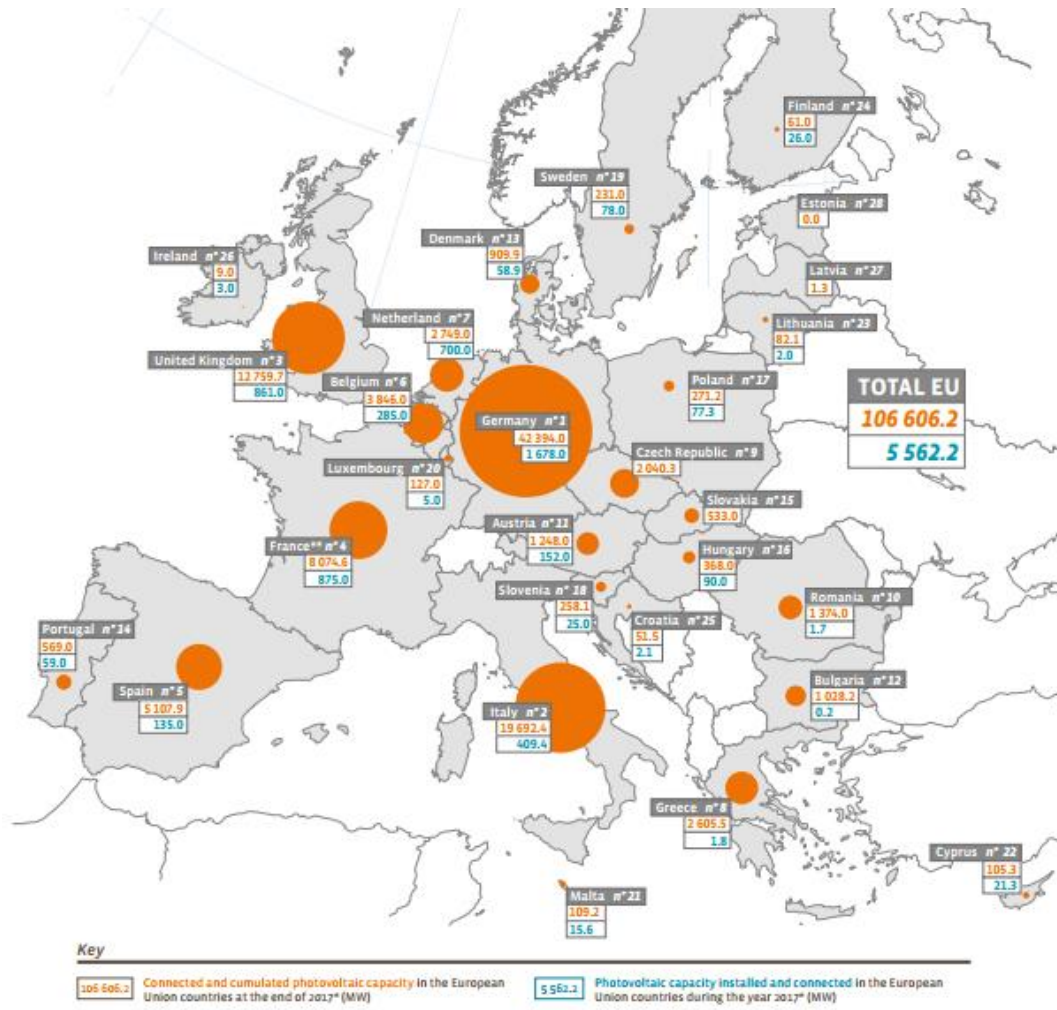
2-Energía fotovoltaica

2.1-Situación del sector

El grado de uso de la fotovoltaica es muy variado en todo el mundo, siendo la potencia total instalada de 402 GW. De ellos el de mayor capacidad tiene es China con 131GW, seguido de EE. UU, Japón y Alemania [2].

Siendo este el país de la unión europea con mayor capacidad de producción de energía fotovoltaica y con una gran diferencia con el resto como se observa en la Figura 1. En él se nos muestra la potencia eléctrica instalada acumulada (producida por autoconsumo, o plantas de generación) y observamos que el grado de implantación es muy diferente. Esto se debe principalmente a la existencia en cada país de una legislación que apoye este tipo de energía renovable y que la haga competitiva en el mercado eléctrico.

En cuanto a España ocupa el quinto lugar de potencia instalada por detrás de Alemania, Italia, Reino Unido y Francia a pesar de ser por climatología un lugar más idóneo para este tipo de tecnología. Adicionalmente, viendo el ranking de la potencia instalada anualmente se observa que está muy lejos de los países anteriormente nombrados y que además se ve superada por países como Bélgica, Holanda y Austria. Ocupando España el 7º puesto con 135 MWp instalados en el año 2017.



Key

106 606.2 Connected and cumulated photovoltaic capacity in the European Union countries at the end of 2017* (MW)

5 562.2 Photovoltaic capacity installed and connected in the European Union countries during the year 2017* (MW)

*Estimate. **Overseas departments included for France. Source: Eurobarometer 2018.

Figura 2. Mapa de potencia PV acumulada e instalada en 2018. Fuente: [3]

2.2-Distintos tipos de legislación

Como se ha observado la potencia instalada en cada país de la unión europea es bastante desigual. Principal causa de este fenómeno es el tipo de medidas que se llevan a cabo por los distintos gobiernos para promover la producción de energía fotovoltaica. Dentro de los principales sistemas de incentivos para el autoconsumo están el Gross FIT y el Net Metering.

En el Gross FIT toda la energía producida es remunerada y la energía consumida por ejemplo si fuese una instalación en una vivienda debería ser extraída de la red al precio del mercado. Por otro lado, está el sistema Net Metering garantiza la remuneración para el total de la energía producida, es decir la total menos la consumida en la propia instalación [4].

España

Centrando el análisis en España, que es el lugar donde se plantea la creación de nuestra instalación han sido numerosos los cambios de regulación. Durante los primeros años de la década de 2000 este era un sector en auge con la potencia instalada creciendo año a año. Esto era debido a que las ayudas hacían que la producción de energía renovable tuviera unas rentabilidades elevadas.

Pero tras el inicio de la crisis en el año 2008 y con el nuevo cambio de legislación el crecimiento del sector se paralizó prácticamente por completo. Ya que se dejaba de apoyar económicamente la instalación de nuevas plantas de energías renovables y se buscaba reducir los costes que estas suponían al sistema. Como ejemplo de ello la tasa que gravaba la producción fotovoltaica con un 7% conocida como “impuesto al sol”.

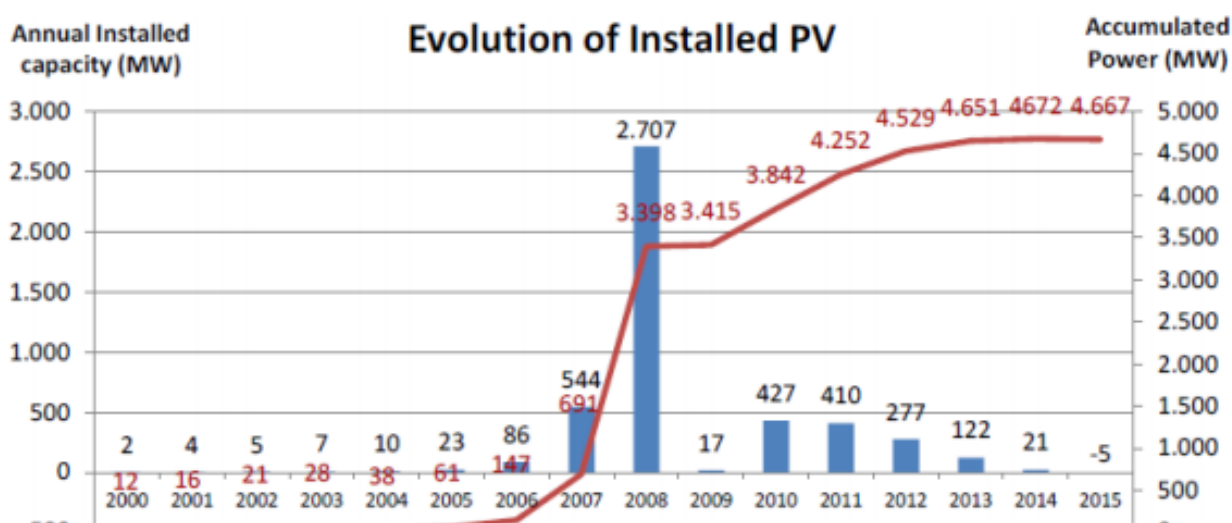


Figura 3. Comparativa de la potencia PV instalada cada año y del total acumulado en España.

Fuente: [4]

A día de hoy tras la derogación de las anteriores leyes e impuestos al autoconsumo con el Decreto ley (RDL 15/2018) de nuevo se prevé que la potencia instalada aumente.

En cuanto a las instalaciones conectadas a red también sufrieron un gran declive tras el inicio de la crisis económica debido a que el mercado no era económicamente atractivo tras la retirada de ayudas por parte del gobierno. Pero a causa de la necesidad de llegar a los objetivos de producción mediante energías renovables se comenzó a realizar subastas para la apertura de nuevas instalaciones.

Mediante estas subastas los proyectos adjudicatarios de las mismas tienen una rentabilidad mínima asegurada para los proyectos a lo largo de su vida útil. Se trata de un mecanismo que da un incentivo a la inversión sobre el CAPEX del proyecto (€/MW) para que este alcance siempre dicha rentabilidad razonable.

De esta forma, en las subastas, los participantes ofertan un descuento al CAPEX del proyecto sobre unos valores estándar según el tipo de instalación (instalaciones tipo de referencias publicadas en el BOE). Los proyectos que oferten mayores descuentos con respecto a estos valores de referencia, y por ello causen un menor sobrecoste en el sistema, resultan vencedores de las subastas.

Contrariamente a como estaba pensado en su diseño, actualmente este mecanismo está ofreciendo unos ingresos por debajo de los que proporciona el mercado. Además, las subastas, en España no constituyen una referencia del precio de la energía, sino que son una referencia del “floor” de precio asegurado que garantiza la financiación de los proyectos.

También, este sistema se piensa que no es del todo justo ya que como se muestra en la figura siguiente, en caso de empate de precios (% de ayuda dispuesto a renunciar) se benefician las instalaciones eólicas frente a las fotovoltaicas ya que tienen más horas equivalentes de producción.

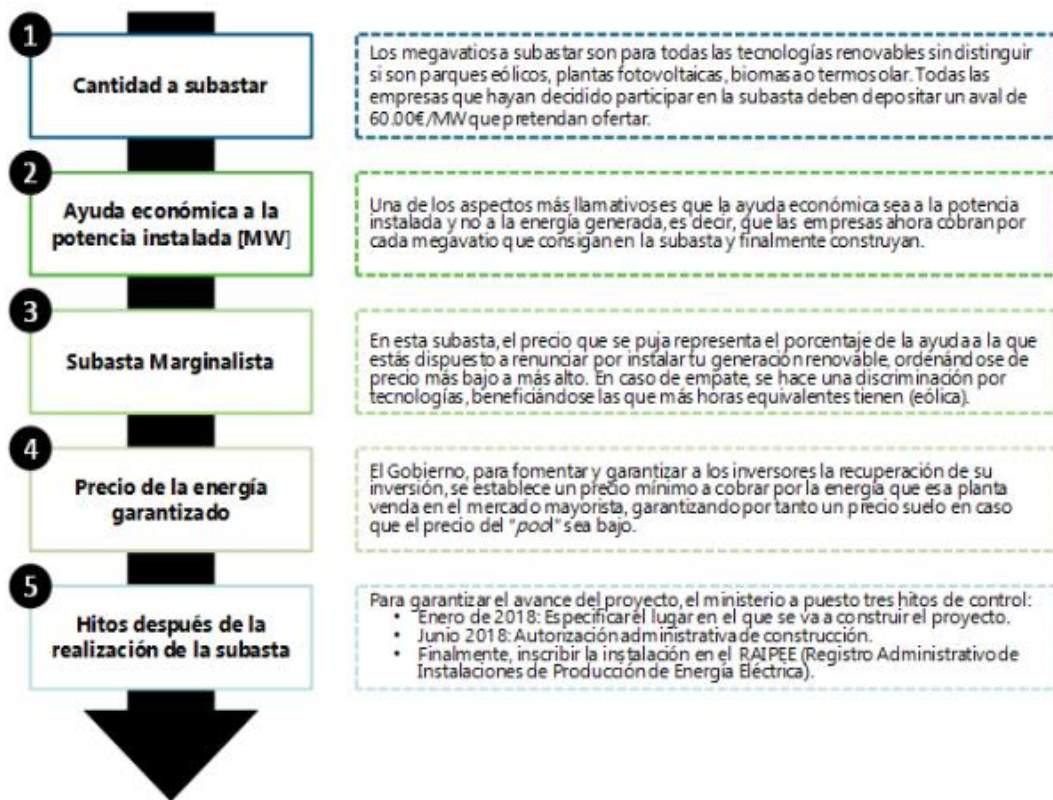


Figura 4. Diagrama explicativo del proceso de subastas de energías renovables en España. Fuente: [5]

Este efecto causó que en la subasta de 17 de mayo de 2017 el reparto de energías fuera muy desigual. De los 3.000 MW ofertados, 2.979 MW se adjudicaron a instalaciones eólicas, dejando tan solo 1 MW para la fotovoltaica y 20 MW para el resto de tecnologías, principalmente biomasa.

Pero esto tampoco ha sucedido siempre, ya que para la realizada el 26 de julio de 2017 los papeles se tornaron en comparación a la subasta anterior. Esta subasta estaba prevista de 3.000 MW, pero la demanda obligó a incrementar a 5.000 MW, de los cuales 3.900 MW se adjudicaron a potencia fotovoltaica y los restantes 1.100 MW a eólica [5].

Para el futuro, si el Gobierno quiere cumplir con los objetivos de 2030, que entre otros establece que el 27% de la electricidad final sea producida por renovables. Lo que supone instalar unos 22.000 MW, será necesario que se realizan nuevas subastas de este tipo.

3-Variables y distribuciones

En este apartado se van a analizar las distintas variables que han de tenerse en cuenta para el análisis de la rentabilidad, así como los valores o distribuciones de probabilidad que se estime que pueden tener influencia en los resultados. Los valores y distribuciones han sido elegidos basándose en otros estudios realizados anteriormente, mediante contacto con empresas del sector y mediante bases de datos históricas. Además, se va a realizar el estudio para tres potencias nominales distintas 10kW, 50kW y 500kW, siendo algunas de las variables consideradas distintas para cada tamaño de instalación.

3.1- Costes del ciclo de vida de la instalación (LCC)

En esta parte se busca considerar todos los costes que supone la instalación fotovoltaica de la que llevamos a cabo el análisis. Esto incluye desde la planificación del proyecto, hasta los costes de mantenimiento y explotación durante toda su vida útil.

Sobre este aspecto se va a calcular un coste total de la instalación durante su vida útil "LCC", que se obtiene de la suma de los costes de un total de cinco categorías en los que se centran los principales costes que se tendrá a lo largo de su ciclo de vida la instalación.

$$LCC = C_{DES} + C_{PANEL} + C_{ELECT} + C_{CIVIL} + C_{O\&M}$$

A continuación, se detallan que costes incluye cada uno de estas subcategorías y que valores se han obtenido como generales tras su estudio y análisis.

Costes por el desarrollo del proyecto.

En esta parte se tienen en cuenta los costes previos al montaje y puesta en operación de la propia planta fotovoltaica. Esto incluye el coste del estudio y planificación del proyecto. Los costes relacionados con el estudio de impacto ambiental y el del conexionado a la red eléctrica. También los costes de trámites legales, del coste del terreno y del coste de la financiación. Aunque estos costes pueden ser muy variables se estiman que están entorno a un 5% de los costes

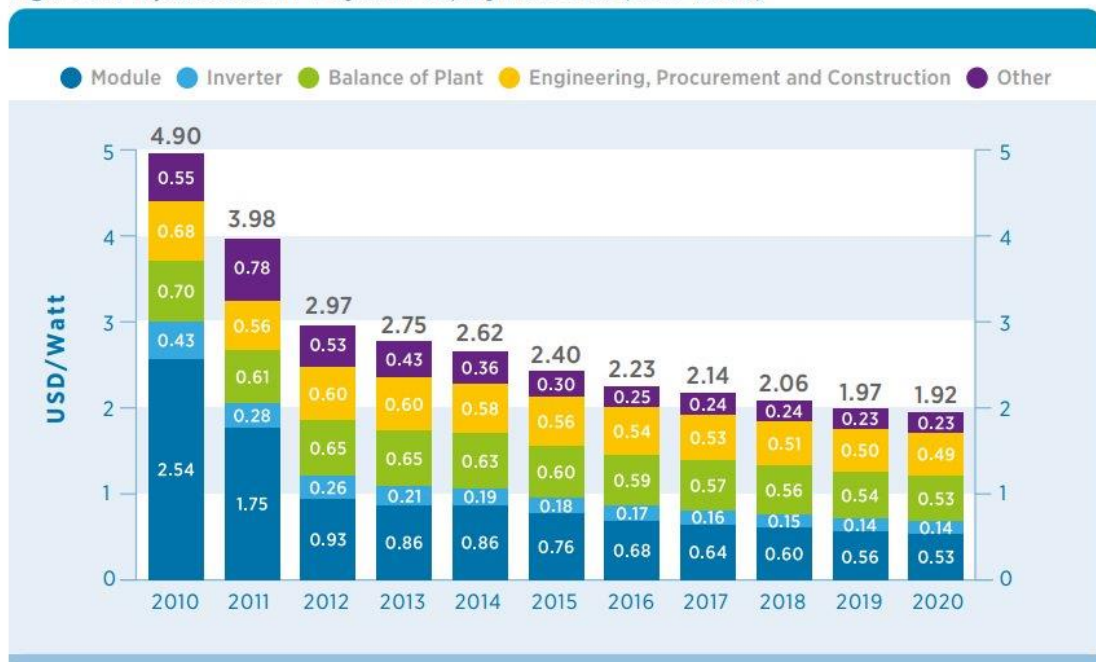
pueros de la instalación (es decir sin tener en cuenta los costes de operación y mantenimiento).

Por tanto, se establece que el coste de esta parte que escogeremos para nuestro estudio es de 0.045€/kWp, 0.054€/kWp y 0.0648€/kWp respectivamente para las instalaciones de 10kW, 50kW y 500kW. Que es del orden del coste que se maneja en otros proyectos similares consultados [6], [7].

Costes de los paneles.

El coste de los paneles ha sufrido un gran descenso en los últimos años como se muestra en el siguiente gráfico. A pesar de ello, el coste total de los mismos sigue siendo uno de los mayores a la hora del montaje de una instalación fotovoltaica. En concreto estudios recientes lo sitúan en torno a un 34% del total.

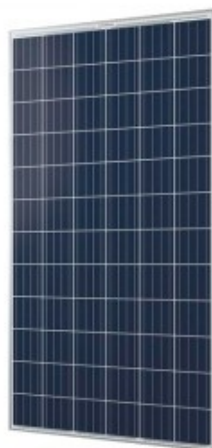
Figure 9: Projected solar PV system deployment cost (2010-2020)



Source: IRENA (2014c)

Figura 5. Gráfica del coste por potencia de los distintos componentes de una instalación PV. Fuente: Irena 2014

Para situar de forma real cual es el precio de los paneles típicos se ha realizado una búsqueda de un modelo en concreto para poder calcular sus características. El modelo que se ha tomado como referencia es el siguiente.



72 células
200W
12V

Comportamiento bajo condiciones Standrad de prueba (STC)

Potencia en el punto de máx. potencia	(Pmax)	200Wp
Tensión en vacío	(Uoc)	22,54V
Tensión a potencia máxima	(Umpp)	18,78V
Corriente de cortocircuito	(Isc)	11,72A
Corriente a potencia máxima	(Impp)	10,65A

Medidas

Longitud	1330 mm
Ancho	990 mm
Altura	35 mm
Peso	15,5 kg

Figura 6. Panel solar policristalino y sus principales características. Fuente: monsolar.com

En él cabe destacar que es un panel policristalino con un precio de 159€. Una potencia pico de 200 Wp con salida a 12V. También, es importante las dimensiones para tener la superficie total y poder obtener la relación área potencia, que en este caso es de 6,58 m²/ kWp, y que usaremos más adelante para calcular la distribución de radiación solar. Sobre la relación precio potencia se obtiene 0,8 €/kWp que nos servirá como referencia.

En cuanto a valores concretos, en este caso los precios se ven claramente influenciados por las economías de escala ya que es necesario el uso de una gran cantidad de ellos para llegar a las producciones de energía considerables. Con el panel de referencia tomado, serían necesarios 60 paneles para obtener los 10kW de potencia, en cambio para la instalación de mayor tamaño de 500kW que se va estudiar son necesarios 3.000 de estos paneles. Analizando los datos del sector y mediante consulta con empresas del sector se ha obtenido que los precios para nuestros casos de estudio serían los siguientes: 0,8€/kWp para 10kW, 0,6€/kWp para 50kW y 0,4€/kWp para 500kW [7].

Costes de todos los aparatos eléctricos.

Este coste hace referencia a todos los sistemas para la conexión de la instalación a la red eléctrica. Dentro de esta son necesarios los sistemas de seguridad como pueden ser interruptores automáticos, diferenciales, fusibles y puesta a tierra. También es necesario todo el cableado de conexión entre los distintos componentes. Otro aspecto importante es la necesidad de acondicionar la energía eléctrica producida, ya que los paneles solares producen una tensión continua de 12 o 36 V dependiendo del panel. Para realizar la conexión a la red la instalación tiene que verter esta energía con unas características iguales o muy

similares para no desestabilizarla, esto es a elevada tensión para lo que son necesarios transformadores y con tensión alterna de frecuencia 50 Hz para lo que se usa un inversor.

Como el mayor de estos costes es el producido por el inversor, para el análisis se ha buscado entre varios proveedores la relación €/kWp y se ha comparado con los datos que se usan publicaciones relacionadas con esta cuestión cual es valor de este coste según las potencias. Para nuestro estudio se han estimado unos precios de 0,24 €/kWp, 0,16 €/kWp y 0,1 €/kWp para las instalaciones de 10kW, 50kW y 500kW respectivamente [6], [7].

Costes del montaje y acondicionamiento.

El coste que en este apartado se incluye hace referencia a las necesidades de realizar trabajos para adecuar el terreno a la instalación y el posterior montaje de la propia planta. Concretamente en esta sección están incluidos los costes de mano de obra de montaje, que hacen referencia al montaje de las estructuras de apoyo de los paneles, la colocación de los propios paneles solares y el montaje de la instalación eléctrica completa donde se incluye la colocación de todo el cableado, sistemas de seguridad, monitorización y conexión a la red eléctrica. Otro tipo de costes que se incluyen en esta sección son los correspondientes a obra civil necesaria para su funcionamiento. Como la construcción de caseta para las celdas de seguridad ante la conexión a la red, sistema de drenaje de aguas, valla de seguridad, caminos de acceso a la instalación y más costes de ese tipo.

Este tipo de coste es bastante variable sobre todo en función del lugar donde se decida situar la instalación ya que influye en el grado de operaciones de adecuación del terreno y de la dificultad de conexión con la red eléctrica. Por ello para este caso ha consultado bibliografía relacionada al tema donde se estima que tipo de coste puede rondar entorno al 25% del total de los costes directos de la plata (sin contar con los de mantenimiento y operación). Por lo que en este caso se van a considerar los valores siguientes para cada tamaño de instalación 0,4€/kW para 10kW, 0,3€/kW para 50kW y 0,2€/kW para 500kW.

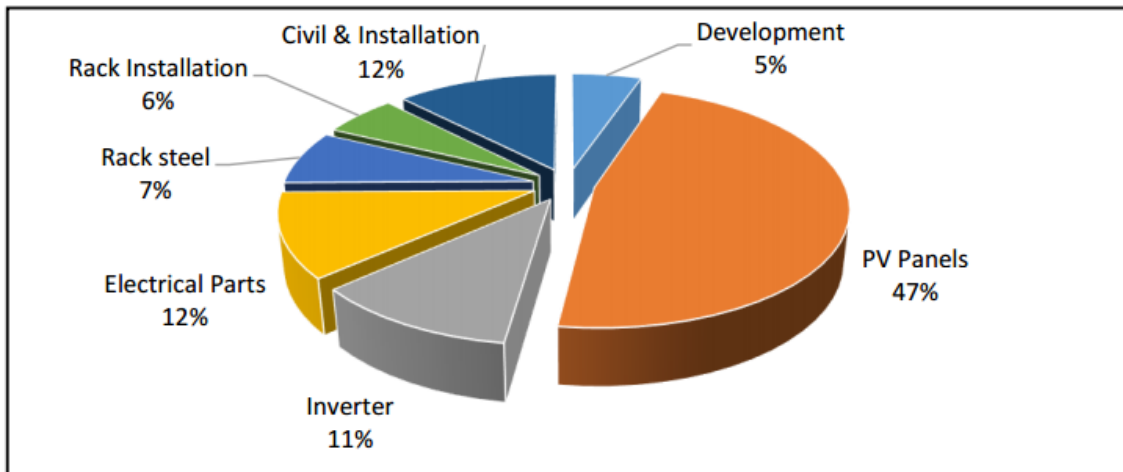


Figura 7. Diagrama circular del porcentaje de los costes de montaje de una instalación PV. Fuente: [6]

Costes de operación y mantenimiento.

En este apartado se incluyen los costes de operación y mantenimiento de la instalación. Sobre la operación se tiene en cuenta el gasto en personal necesario para la supervisión del correcto funcionamiento en la planta, ya sea de forma presencial o mediante monitorización a distancia. El otro aspecto que se tiene en cuenta es el mantenimiento, donde se contabiliza el coste de la limpieza de las placas solares y componentes, también las labores de comprobación y en caso necesario del reemplazamiento de las placas o aparatos eléctricos que se hayan deteriorado.

En cuanto a la estimación del valor concreto de este coste es una cuestión difícil de determinar ya que dependen del sistema de mantenimiento y operación que se elija. Una estimación bastante realista sería, como se ha observado en algunas publicaciones del sector, suponer que ese coste será un 27% de los costes totales de la instalación. De esta forma permite obtener un valor concreto que además también está relacionado con el tamaño de la instalación como es lógico que ocurra. Este valor del 27% será el que se escoja como el coste de la operación y mantenimiento actualizado ya al valor actual de la instalación durante los 25 años de funcionamiento [6].

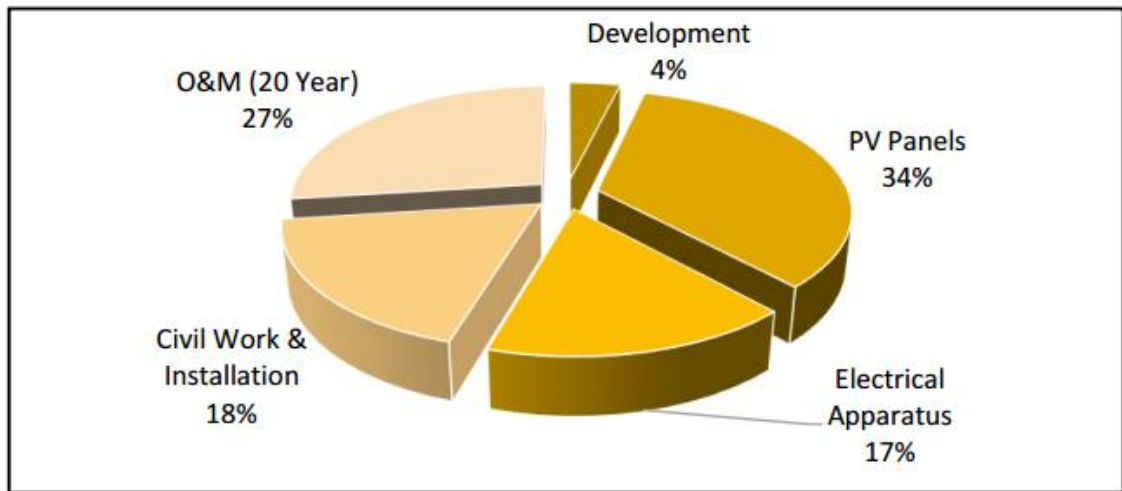


Figura 8. Diagrama circular del porcentaje de los costes de montaje y explotación de una instalación PV durante 20 años. Fuente: [6]

Después de haber analizado todos los costes necesarios para la construcción de la planta fotovoltaica el siguiente paso es el cálculo de los retornos económicos que obtendremos. Para ello en este análisis se van a tener en cuenta tres variables fundamentalmente, primero la producción de energía que van a llegar a producir los paneles solares, el tipo de interés de descuento que usaremos para el cálculo del VAN y al precio que podremos vender la electricidad que influye de forma directa en el beneficio total que se obtiene.

3.2- Producción de energía

Para la obtención de la producción de energía se tiene en cuenta la capacidad de producción de nuestra instalación que se mide como kWh. Que son las mismas unidades que se recogen en el precio de la luz de las facturas eléctricas y que de esta forma sirve para realizar una comparación directa. La otra medida que se tiene en cuenta a la hora de analizar la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos son los Wp, que hacen referencia a la máxima potencia eléctrica que puede generar un sistema fotovoltaico bajo condiciones estándares de medida. Las condiciones estándares de medida se producen cuando la radiación solar es de 1 kW/m², la temperatura es de 25°C y la AM (medida de aire recorrido por la radiación que es influido por el ángulo de inclinación de las placas) de 1,5.

También como se verá en los casos de estudio la Wp se suele considerar alrededor de un 20% superior a la potencia nominal de la instalación, esto es por razones de eficiencia debido al uso de un inversor para la conexión de la planta a

la red eléctrica y por ello se considera la potencia nominal de la instalación la misma que la del inversor. De esta forma con una relación de 1,2 entre continua y alterna las pérdidas por saturación se pueden considerar despreciables.

La ecuación considerada para la producción de energía anual es:

$$\text{Energía} = \text{Radiación solar} \times \text{Potencia pico}$$

La radiación solar es el parámetro usado como la energía útil que recibe el panel solar en (kWh/kWp). Este es un parámetro que se ve influido por la localización geográfica y el ángulo de inclinación de las placas. Está definido de esta forma ya que dentro de él ya se incluye el rendimiento que ofrecen los paneles solares para la transformación de la radiación solar en electricidad. Y finalmente se multiplica por la potencia pico instalada para obtener la energía producida.

La radiación solar al ser un parámetro influido por la meteorología es eminentemente variable por lo que se parametriza mediante una distribución de probabilidad. Para el cálculo de esta probabilidad se ha basado en los datos históricos recopilados de bases de datos y de otros estudios realizados sobre el tema. Como el estudio se pretende hacer para toda España de forma general en el análisis de los datos se han cogido tres zonas diferenciadas como se puede observar en el siguiente mapa, que han sido Bilbao, Zaragoza y Almería.

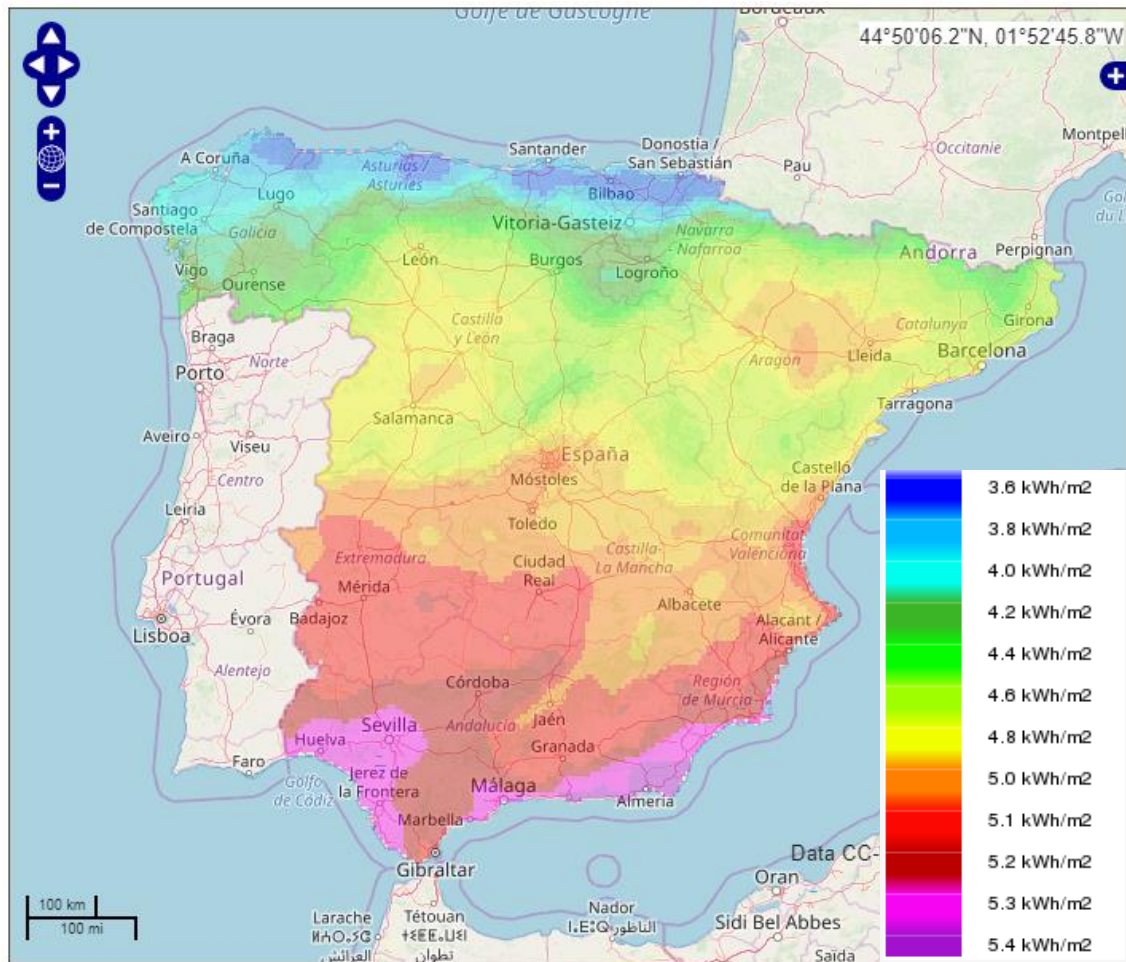


Figura 9. Mapa de radiación solar para toda España. Fuente: [9]

Y en la siguiente tabla se muestran los valores diarios medios recogidos para cada mes en cada una de estas ciudades.

(kWh/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Zaragoza	2,3	3,3	4,8	6,0	7,3	7,9	7,9	6,6	5,3	3,5	2,2	1,8
Bilbao	1,5	2,4	3,6	4,2	5,4	5,6	6,1	5,1	4,2	2,9	1,7	1,4
Almería	3,0	4,0	5,1	6,2	7,6	8,0	7,7	7,0	5,7	4,2	3,2	2,6

Tabla 1. Radiación solar media por mes para las ciudades de Zaragoza, Bilbao y Almería. Fuente: [9] y elaboración propia.

Como se observa la radiación recibida es mucho mayor en el sur de la península (Almería) que en el norte (Bilbao y Zaragoza). Si bien el rendimiento anunciado de los paneles solares es a 25°C y disminuye al aumentar la temperatura por lo que al final la diferencia con ciudades del Norte puede no ser tan notable como en el caso de Zaragoza. Si bien en el caso de Bilbao sería desaconsejable llevar a cabo una instalación de este tipo debido a su climatología, pero sus datos si se

tienen en cuenta para realizar una media a nivel de la península. También es destacable la gran diferencia de radiación entre los meses de verano y de invierno causada por el menor número de horas de sol.

Estos valores obtenidos son en (kWh/m²), la relación para pasarlos a las unidades con las que se trabajará se obtiene de multiplicar los valores medios mensuales por los 365 días del año, por la relación de m²/kWp de nuestras placas de referencia mostradas anteriormente y por el rendimiento de las placas que suele oscilar entre el 15-20%, en este caso nos quedaremos con el 15% por ser la más restrictiva. Los valores medios obtenidos son los mostrados a continuación en la tabla.

(kWh/m ² -día)	Media	(kWh/kWp-año)
Zaragoza	3,82	1377,22
Bilbao	2,85	1027,24
Almería	4,65	1675,18

*Tabla 2. Media anual obtenida en cada ciudad y distribución usada para la simulación.
Fuente: elaboración propia.*

A la vista de los resultados se obtiene una distribución bastante similar a que la mencionada en el artículo de donde se aborda un problema similar [7]. En este estudio escogeremos la misma distribución, que es una normal de media 1300 kWh/kWp y con sus límites inferior y superior en 1100-1500 kWh/kWp, además siendo la misma para los tres tamaños de instalación.

3.3- Tipos de interés

Esta variable es necesaria para hacer el cálculo de herramientas para el estudio de la viabilidad económica de la instalación, como por ejemplo el VAN. Pero realmente no afectando al valor total de los ingresos obtenidos. Además, es una variable bastante difícil de determinar especialmente en un país como en España. Ya que tras la búsqueda directa a través de internet y la consulta de estudios sobre el tema, se ha encontrado que existe una gran variabilidad. Los tipos de interés pueden variar desde el 4% hasta cerca del 12%, aunque los valores más comunes suelen rondar entorno al 6%. Por ello para esta variable se ha optado por usar una distribución triangular con valor medio en el 6% y con valores mínimos y máximos hasta los anteriormente mencionados 4 y 12% [7].

Resultando de una distribución como la que se muestra a continuación y de igual valor para los tres tamaños de instalación que se analizarán.

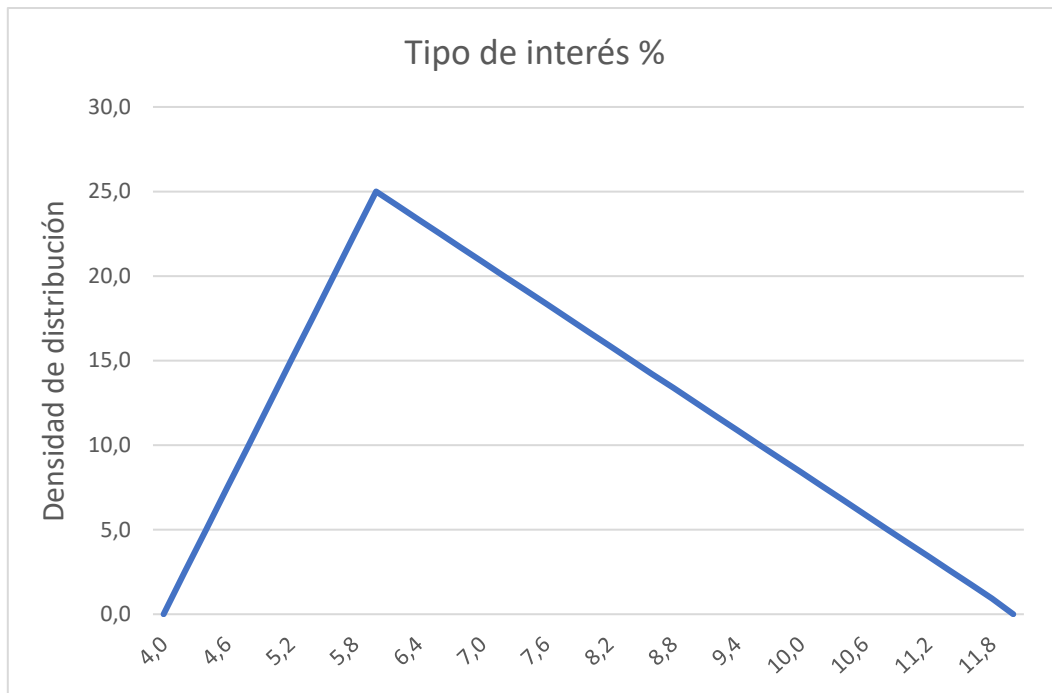


Figura 10. Gráfica de la distribución triangular del tipo de interés. Fuente: elaboración propia.

3.4- Precio de la electricidad

Un aspecto clave a la hora de realizar la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas es el precio del kWh. En España la compra y venta de energía se realiza mediante subastas en el mercado, regulado por el operador de mercado OMEI.

Este mercado es el punto de encuentro entre las empresas productoras de energía que actúan como vendedores y las comercializadoras y consumidores cualificados que lo hacen como compradores.

Dentro de este mercado existen dos tipos, el mercado diario en el que se realizan las transacciones de energía para cada hora del día siguiente. Y el mercado intradiario, que sirve de ajuste al mercado diario, en este se puede vender la energía no vendida por estar por encima del precio de casación en las subastas del mercado diario.

El procedimiento de casación también se divide en dos partes. La casación simple donde de manera independiente se obtiene el precio marginal y el volumen de energía eléctrica. Y la casación compleja que sigue la misma base que la simple. Además, incluye condiciones de indivisibilidad y gradientes de carga entre otros.

El precio se establece para cada período horario como el precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción que se haya aceptado para atender la demanda casada. De acuerdo a como se muestra en la figura 11.

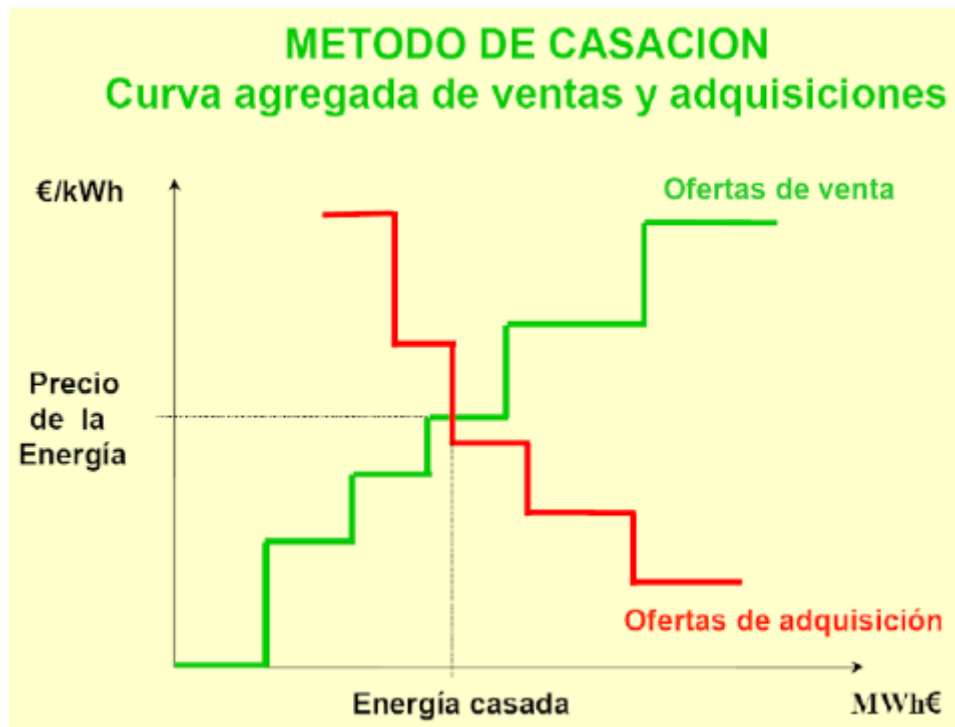


Figura 11. Ejemplo de casación horaria del Operador del mercado. Fuente: Comisión nacional de energía.

Para este estudio vamos considerar un precio fijo al que se puede vender la electricidad de 0.174 €/kWh, ya tras haber descontado impuestos y tasas que en total se estiman alrededor del 30% respecto del precio vendido en el mercado diario [6], [9].

Country	Specific Annual Yield ^a kW h/kWp	FIT €/kW h	Corporation Tax ^b %	VAT %	Lifetime years	Electricity Price (Europe's Energy Portal, 2012) €/kW h	IRR Loan Model %	IRR W/O Loan %
Germany	1250	0.1601	29.51	19.00	20	0.2282	10.84	8.39
Spain	1575	0.21	30.00	18.00	25	0.172	34.60	15.16
France	1275	0.2137	33.33	19.60	20	0.1215	21.00	12.49
Italy	1500	0.233	31.40	20.00	20	0.1946	37.50	16.02
Greece (Continent)	1500	0.292	25.00	19.00	20	0.1061	20.00	21.46
Greece (Islands)	1500	0.292	25.00	19.00	20	0.1061	20.00	21.46
Portugal	1500	0.32	25.00	22.00	15	0.1668	80.00	23.20
United Kingdom	975	0.19	28.00	15.00	25	0.1347	9.38	7.74
Belgium	900	Various	34.00	21.00	Various	0.1896	Various	Various
Bulgaria	1275	0.367	10.00	20.00	25	0.0865	81.66	25.41
Czech Republic	880	0.423	19.00	19.00	20	0.1455	46.52	18.34
Switzerland	1100	0.41	25.45	7.60	25	0.1897	108.59	23.03

Figura 12. Tabla con los diferentes precios de la electricidad para varios países de Europa. Fuente: [9]

3.5-Ciclo de vida de la instalación

El ciclo de vida de la planta hace referencia al tiempo total que la instalación se prevé que puede estar en funcionamiento siendo su explotación suficientemente rentable para continuar con ella. En este estudio el ciclo de vida se ha establecido por un período de 25 años. Este valor ha sido el escogido ya que es el tiempo que los fabricantes aseguran como garantía de funcionamiento. Es decir, en estos 25 años se asegura el funcionamiento de los paneles solares dentro de unas condiciones determinadas. La principal de estas características es la caída de rendimiento debido al desgaste por el uso, que se establece que no llegará a ser inferior al 80% de la inicial, y que no caerá más de un 0,7% anual. Las demás, tendrían relación con parámetros eléctricos como los márgenes de valores de la tensión y corriente de salida. Como es evidente, siendo la más crítica sobre todo para el análisis económico la caída de eficiencia al repercutir directamente en la rentabilidad y así limitar la vida útil de la instalación.

4-Casos de Estudio

El análisis de la viabilidad económica se realizará sobre tres tamaños de instalación según su potencia eléctrica. Estas instalaciones serán, como ya se ha mencionado anteriormente, de potencias 12kWp/10kW, 60kWp/50kW y 600kWp/500kW.

Estos tamaños han sido elegidos para ver cómo influyen sobre la rentabilidad los distintos factores. Por ejemplo, la reducción de los costes de los paneles solares al negociarse con los proveedores un número de unidades mucho más elevado.

4.1-Instalación de 10kW

Este sería el caso con la menor potencia instalada, como principal ventaja esta instalación presenta una inversión inicial mucho más reducida que incluso puede ser llevada a cabo por un único inversor sin recurrir a financiación externa. Como desventaja inicial que presenta es el precio por kW. Ya que para muchos costes del montaje de la instalación una parte de ellos es debida al propio desplazamiento hasta el terreno y el instalar más o menos potencia supone un aumento menor proporcionalmente.

A continuación, se muestran los costes de cada una de las partes detalladas en los apartados anteriores, así como el coste total que será el usado para realizar los cálculos.

Para 12kWp-10kW	€/kWp	Precio
Coste desarrollo proyecto	0,045	540
Coste paneles	0,8	9600
Coste aparatos eléctricos	0,24	2880
Coste montaje y acondicionamiento	0,4	4800
Costes totales montaje	1,485	17820
Coste operación y mantenimiento	27%	3240
Costes ciclo de vida	1,88595	22631,4

Tabla 3. Costes en relación a la potencia y coste total de cada parte de la instalación de 10 kW. Fuente: elaboración propia.

Hay que tener en cuenta que el coste inicial para el montaje son los 17820, el coste del ciclo de vida incluye el coste actualizado al período actual de los sistemas de control y de las operaciones de mantenimiento.

4.2-Instalación de 50kW

En los casos de estudio la instalación de 50 kW sería la opción intermedia. Supone una inversión total mayor que la anterior, pero a cambio los costes en relación a la potencia instalada se ven reducidos. Esta reducción se debe a las economías de escala. Por ejemplo, el número de paneles del modelo anterior que se usaran es de 300 unidades, al ser ya un volumen grande permite negociar con el proveedor un cierto porcentaje de descuento en el precio final.

En la siguiente tabla se muestra los valores de costes obtenidos para cada parte y el total que en este caso son 66.840€, siendo el valor usado para nuestros cálculos de rentabilidad 84.886€.

Para 60kWp-50kW	€/kWp	Precio
Coste desarrollo proyecto	0,054	3240
Coste paneles	0,6	36000
Coste aparatos eléctricos	0,16	9600
Coste montaje y acondicionamiento	0,3	18000
Costes totales montaje	1,114	66840
Coste operación y mantenimiento	27%	16200
Costes ciclo de vida	1,41478	84886,8

Tabla 4. Costes en relación a la potencia y coste total de cada parte de la instalación de 50 kW. Fuente: elaboración propia.

4.3-Instalación de 500kW

El último caso de estudio es la instalación de 500 kW. En él se consigue la menor relación €/kWp, llegando a ser el coste para todo el ciclo de vida menor que la unidad. Como ya se ha mencionado esto es debido a la reducción de costes por trabajar a mayor escala.

El mayor problema de realizar proyectos de este tamaño es que se requieren inversiones iniciales muy elevadas ya solo al alcance de las grandes empresas del sector que son especialistas en la creación y explotación de plantas para producción de energía.

Los costes son mostrados en la tabla a continuación, donde se observa que como mínimo ya se necesitaría disponer de 459.000€ para el montaje de toda la planta.

Para 600kWp-500kW	€/kWp	Precio
Coste desarrollo proyecto	0,065	39000
Coste paneles	0,4	240000
Coste aparatos eléctricos	0,1	60000
Coste montaje y acondicionamiento	0,2	120000
Costes totales montaje	0,765	459000
Coste operación y mantenimiento	27%	162000
Costes ciclo de vida	0,97155	582930

Tabla 5. Costes en relación a la potencia y coste total de cada parte de la instalación de 500 kW. Fuente: elaboración propia.

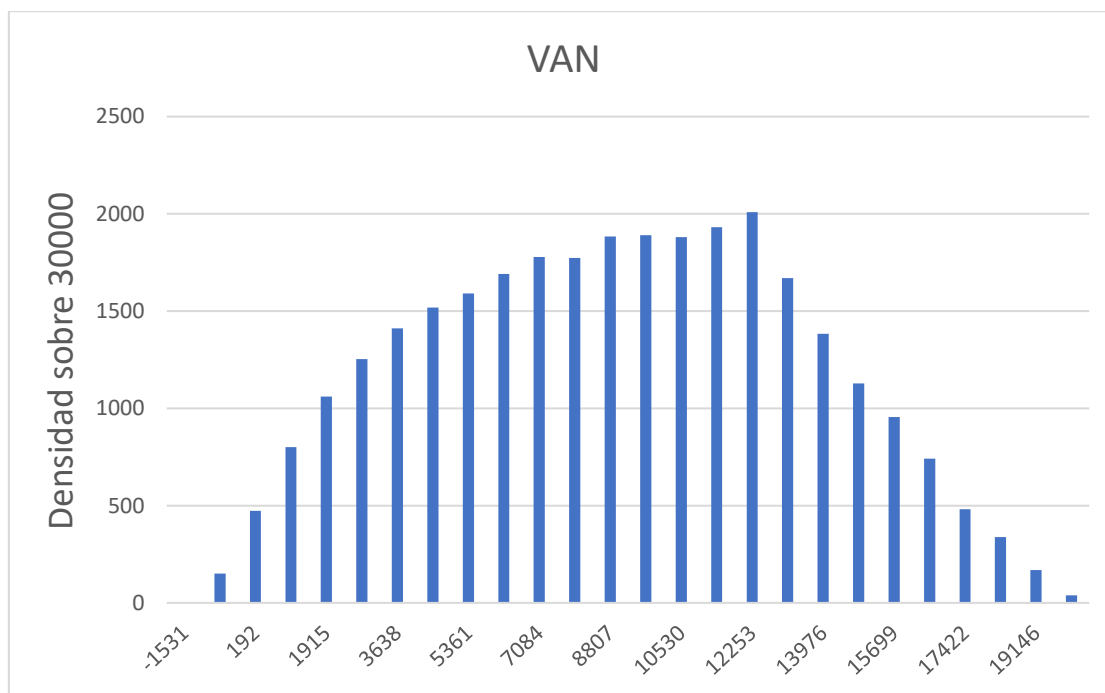
5-Resultados

Para cada tamaño de instalación se va a realizar la simulación mediante Excel y una pequeña Macro de Visual Basic, mediante la cual se realizan las iteraciones y el guardado de datos de forma automática.

Como indicadores de la viabilidad económica se van a usar los más comunes en estos casos como son el VAN, el TIR y el índice beneficios por inversión.

CASO DE INSTALACIÓN 10kW

Tras realizar la simulación, de la que han realizado 30000 iteraciones para el cálculo del **VAN**. Se ha realizado el análisis de distribución de resultados obtenidos obteniéndose la gráfica que a continuación se muestra.



*Figura 13. Gráfica de distribución de resultados para el VAN de la potencia de 10 kW.
Fuente: elaboración propia.*

También se ha realizado el cálculo del **TIR** de la inversión para tener una visión más amplia de los resultados de la inversión. Mencionar para este criterio de análisis solamente se han realizado 10000 iteraciones, ya que la desviación en este grupo es mucho menor y por tanto con un número menor se obtiene ya una muestra representativa.

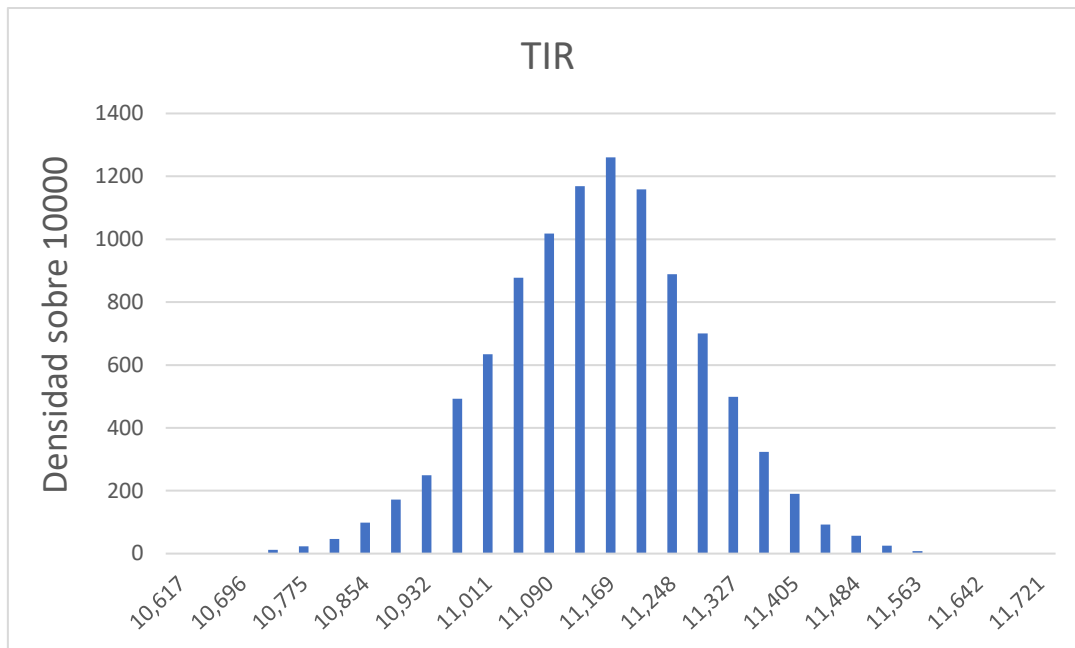


Figura 14. Gráfica de distribución de resultados para el TIR de la potencia de 10 kW.
Fuente: elaboración propia.

Ya con estos parámetros se pueden sacar varias conclusiones sobre la rentabilidad de la instalación fotovoltaica de 10kW. Primero, observando el VAN se observa que la inversión es favorable ya que tiene como mediana un valor positivo 8.900€. Otro aspecto destacable es que se obtiene una distribución gaussiana, pero que a simple vista se observa que no es completamente simétrica. Esto principalmente se debe a la influencia de la distribución del tipo de interés que se ha escogido, siendo una triangular con su mayor valor de densidad descentrado de la mitad de su rango. La distribución del factor del tipo de interés se ve reflejada en la distribución final, pero de una forma muy suavizada ya que su efecto se diluye por los demás factores que intervienen en el resultado. Demostrando cual es uno de los puntos fuertes de usar el método Montecarlo.

Importante también el hecho de que hay resultados que muestran un VAN negativo, aunque su porcentaje es bastante poco representativo con un 1,15% del total. Además, siendo su resultado lógico al tener un TIR medio entre el 11 y el 11,5% y en la distribución triangular de la tasa de descuento se tiene un rango ligeramente superior que llega hasta el 12%.

Por último, se calcula el **índice de coste y beneficio**. Este es calculado como el cociente entre la suma de los flujos de caja actualizados y la inversión inicial. Para el caso de estudio los costes de operación y mantenimiento ($C_{O\&M}$) no se

tendrán en cuenta como inversión inicial como hasta ahora, sino que se restarán del total de flujos de caja actualizados. Ya que para el cálculo del VAN y el TIR el resultado no varía, en este caso si lo haría, aunque al ser un índice para comparar lo importante sería seguir el mismo criterio en todos los casos.

La realización de este índice es importante, ya que la inversión inicial de cada uno de los tamaños de instalación es muy dispar y aunque se obtengan menores costes de instalación por kWp el esfuerzo económico de iniciar el proyecto también ha de tenerse en cuenta.

Tomando como referencia la instalación de menor tamaño, es decir la de 10 kW con su coste inicial de 17.820€. La instalación de la planta de 50 kW supone un desembolso casi cuatro veces mayor (66.840€ que es un 3,75 veces más) y para la planta de 500 kW se tendría un gasto inicial de 459.000€ lo que representa 25,75 veces más. Por lo que queda claro que para comparar los distintos tamaños de proyecto no solo es importante fijarse en las rentabilidades que se obtienen.

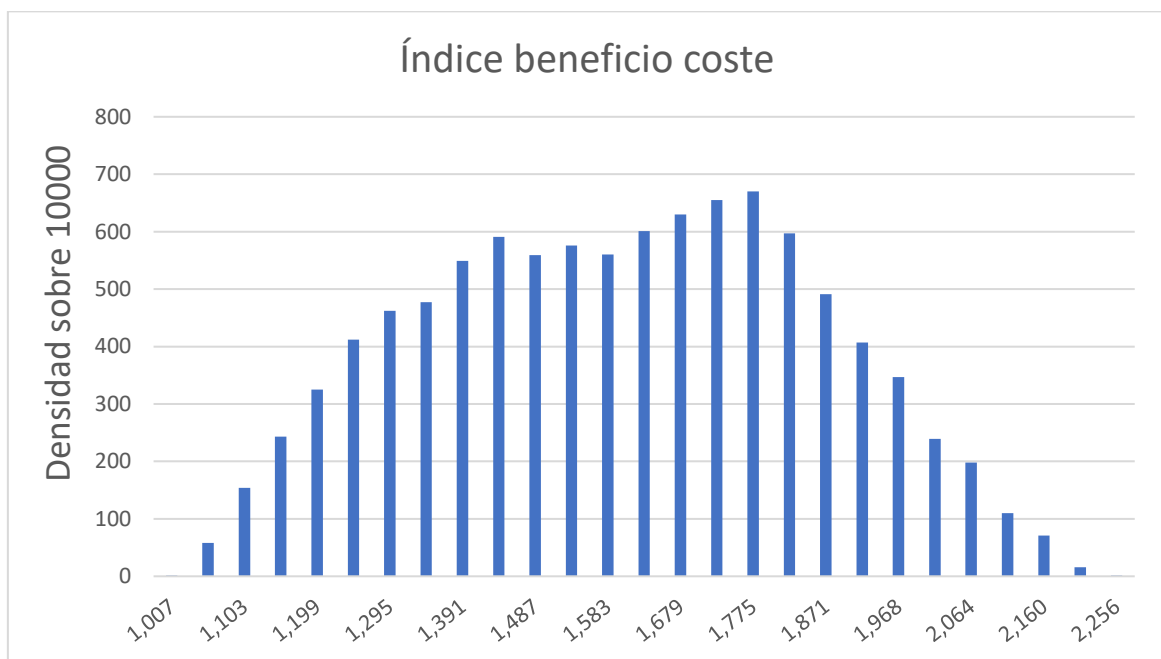


Figura 15. Gráfica de distribución de resultados para el índice beneficio coste de la potencia de 10 kW. Fuente: elaboración propia.

En este caso la mediana se sitúa alrededor de 1,58 aunque se observa una densidad ligeramente mayor a ambos lados de la media. El rango que abarca la desviación típica (68% pero en nuestro caso al discretizar el intervalo cogemos el rango inmediatamente superior) y que en nuestro caso da el 74,2% es desde 1,295 hasta 1,871.

CASO DE INSTALACIÓN 50kW

Para la instalación de 50kW se van a realizar también el cálculo de los mismos parámetros que antes y además en las mismas condiciones. Por ello se realizan 30000 simulaciones del VAN y 10000 para el TIR y el índice de beneficio y coste.

Primero atendiendo a la gráfica del VAN se tiene que la mediana se sitúa en 76.260€, y en el que el intervalo con la desviación típica está situado entre 50.716 y 101.806€ con un total del 73,6%. También es apreciable como en el caso anterior que la distribución está ligeramente desviada de la mediana hacia la derecha. Además, en este caso a diferencia del anterior no se tiene ningún valor negativo como resultado del VAN por lo que la inversión resultaría aconsejable.

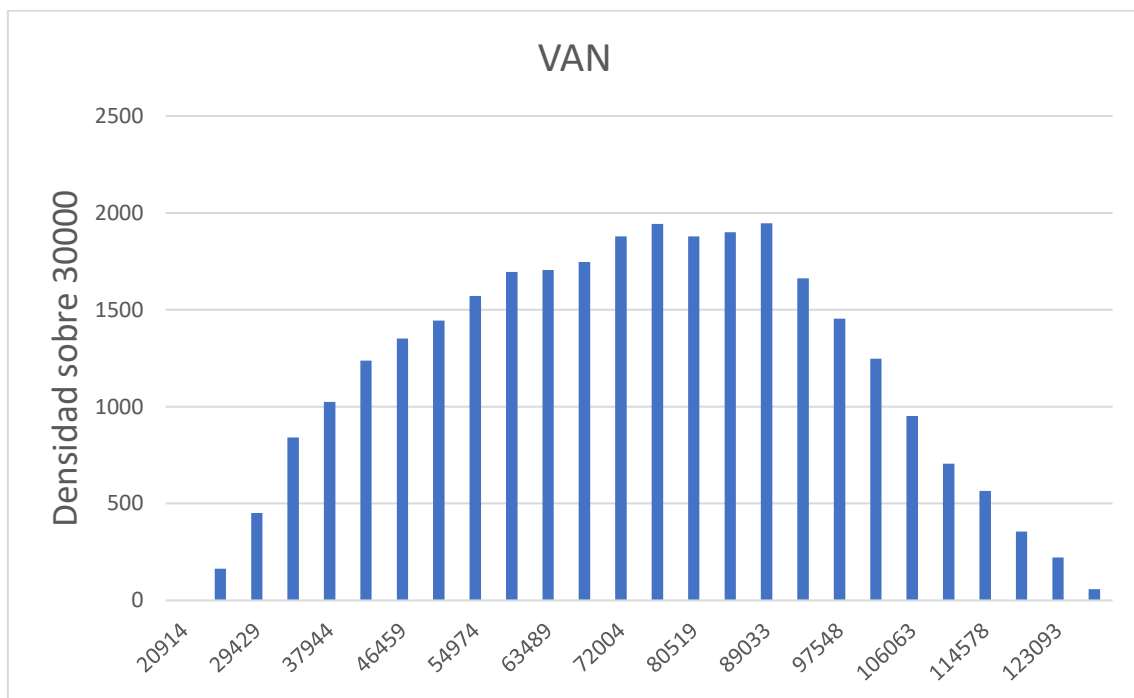


Figura 16. Gráfica de distribución de resultados para el VAN de la potencia de 50 kW.
Fuente: elaboración propia.

La gráfica con la distribución del TIR nos muestra que la mediana se sitúa en 15,57%, siendo claramente superior al 11,13% del caso anterior y por lo que resulta lógico que ahora no obtengamos valores de VAN negativos. Porque como ya se ha comentado para ello el valor de la tasa de actualización debe ser superior a la tasa de rentabilidad (TIR), que para la instalación de 50kW el valor más bajo es del 14,7% siendo ampliamente superior al 12% máximo que tiene la distribución de tipo de interés que se ha usado en el cálculo del VAN.

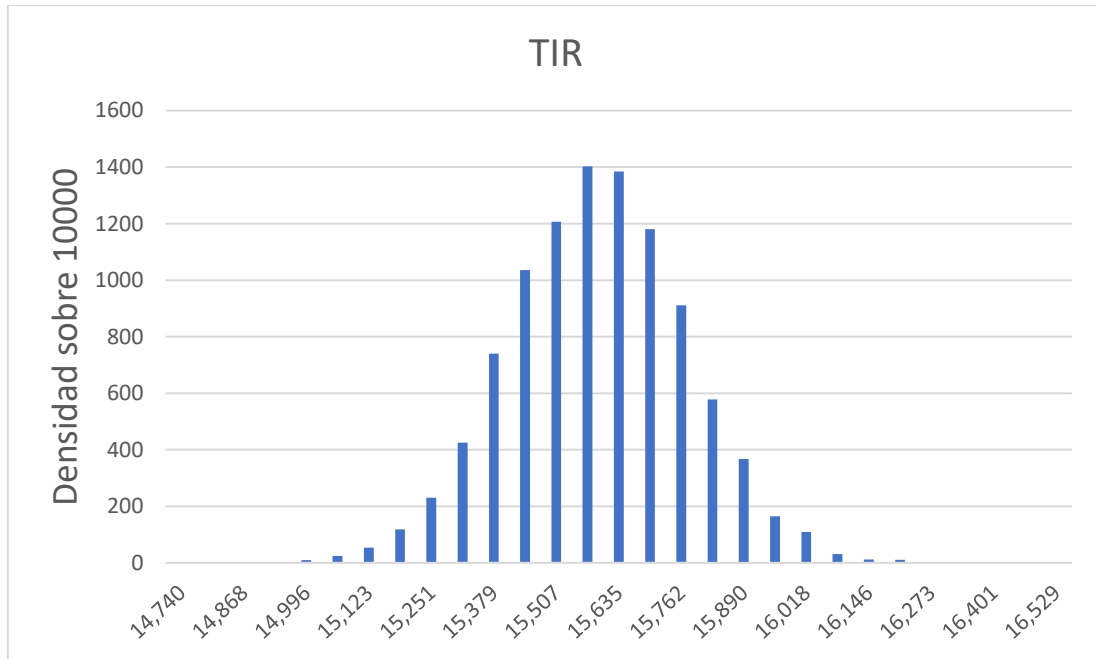


Figura 17. Gráfica de distribución de resultados para el TIR de la potencia de 50 kW.
Fuente: elaboración propia.

Por último, los resultados sobre el índice de beneficio coste muestran una mediana de 2,12 y un rango de desviación típica entre 1,74 y 2,50 con el 74,25%.

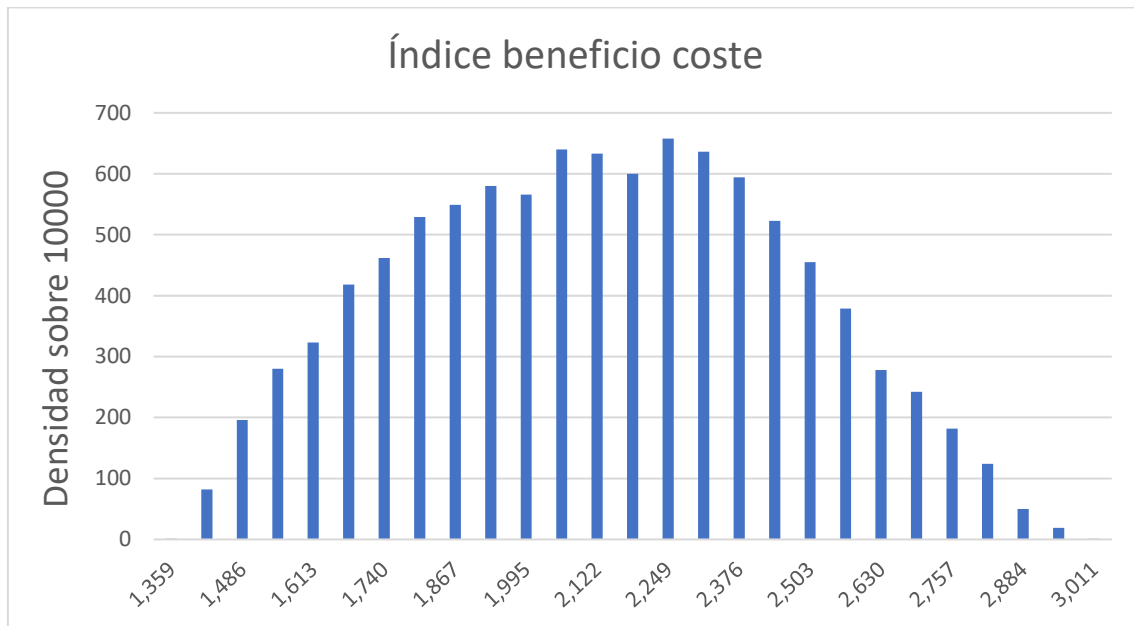


Figura 18. Gráfica de distribución de resultados para el índice beneficio coste de la potencia de 50 kW. Fuente: elaboración propia

CASO DE INSTALACIÓN 500kW

De igual forma a las instalaciones de 10kW y de 50kW, para la de mayor potencia también se han simulado los distintos indicadores económicos.

En el caso de la simulación del VAN con 30.000 iteraciones se ha obtenido que la mediana se sitúa en 933.000€ y con una desviación típica dentro del rango 734.000 y 1.251.000€. Y en cuanto la forma de la distribución al igual que para los demás tamaños se observa que se ajusta a una distribución gaussiana, pero sin llegar a ser completamente simétrica.

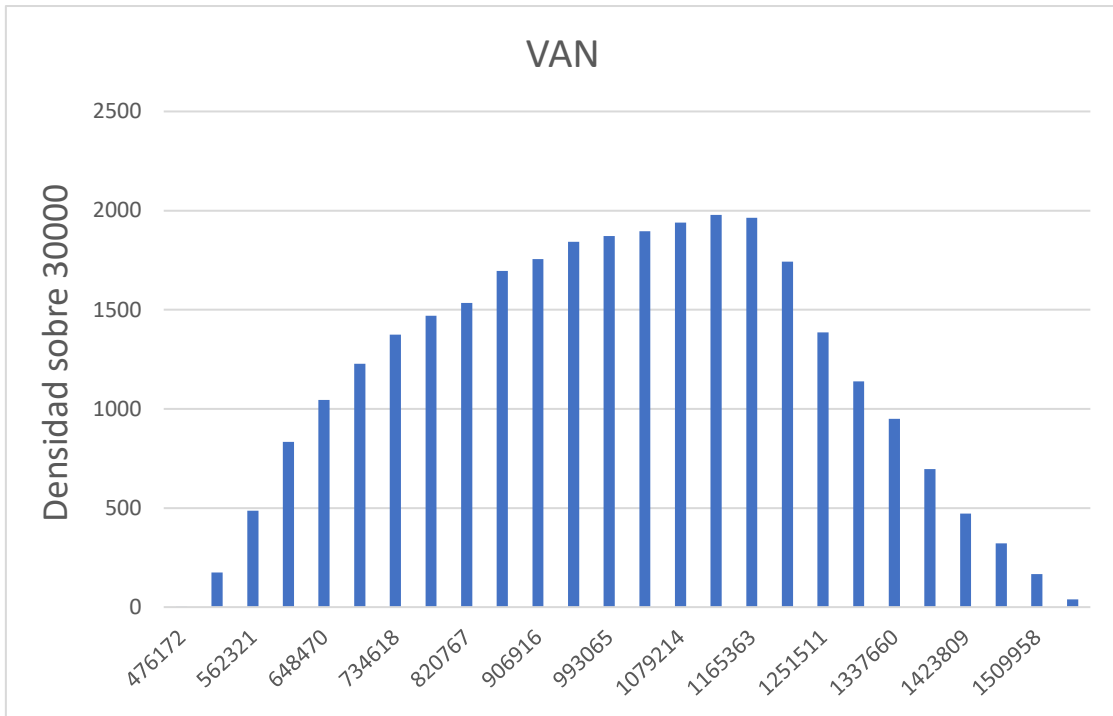


Figura 19. Gráfica de distribución de resultados para el VAN de la potencia de 500 kW.
Fuente: elaboración propia.

De igual forma en la distribución del TIR se observa que se tiene un valor medio mucho mayor que en los casos anteriores. Siendo la mediana 23,24% y el rango de la desviación típica de 22,96 a 23,43% con un 66%.

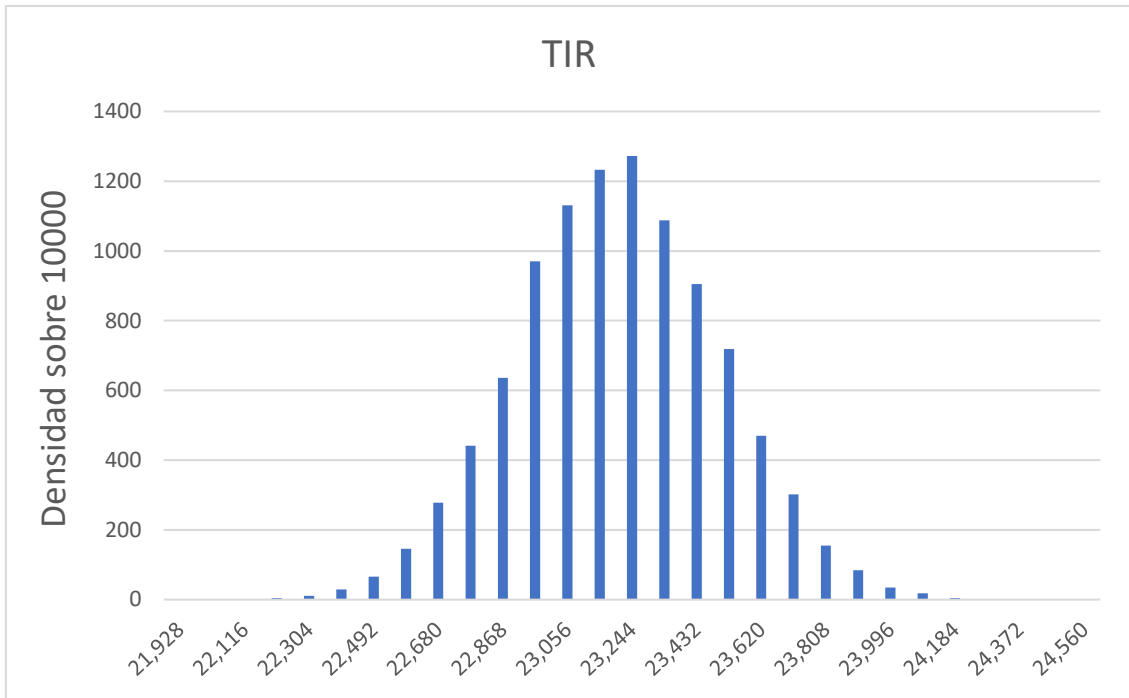


Figura 20. Gráfica de distribución de resultados para el TIR de la potencia de 500 kW.
Fuente: elaboración propia.

El índice de coste beneficio tras la simulación muestra como mediana un valor de 3,086%. Además, tiene una desviación típica en el rango de 2,610 y 3,562 con un total de 66,83% de los resultados.

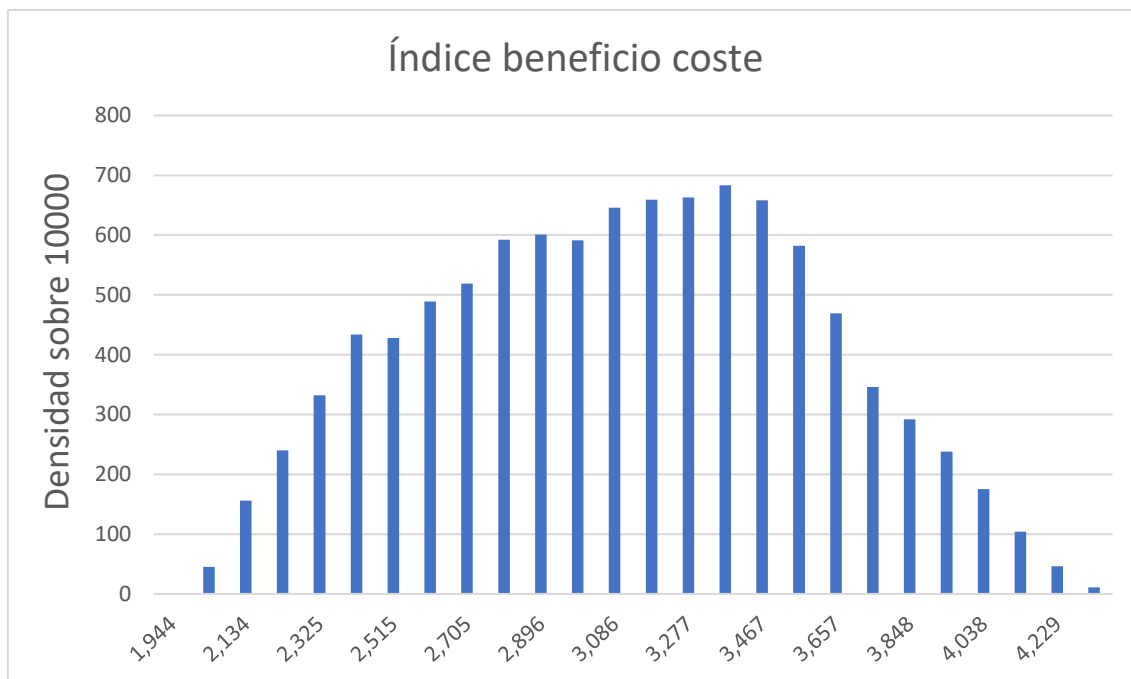


Figura 21. Gráfica de distribución de resultados para el índice beneficio coste de la potencia de 500 kW. Fuente: elaboración propia.

A continuación, en la tabla número 6 se muestra de forma conjunta un resumen de los principales valores obtenidos en cada potencia de instalación.

Potencia kW	Índices	Mín.	Max.	Mediana	Intervalo 50%	Intervalo 75%
10	VAN	-1531	20007	8807	5.361-12.253	3.638-14.838
10	TIR	10,617	11,602	11,13	11,090-11,208	11,051-11,287
10	Índice beneficio coste	1,006	2,207	1,583	1,439-1,823	1,295-1,919
50	VAN	20914	127350	72004	54.974-89.033	46.459-101.806
50	TIR	14,74	16,33	15,57	15,507-15,698	15,443-15,826
50	Índice beneficio coste	1,359	2,947	2,122	1,931-2,439	1,740-2,566
500	VAN	476171	1553032	993000	820.767-1.165.363	734.617-1.294.586
500	TIR	21,92	24,97	23,15	23,056-23,432	22,868-23,526
500	Índice beneficio coste	1,943	4,323	3,086	2,801-3,562	2,515-3,753

Tabla 6. Resumen de los resultados de la simulación de los distintos índices para cada potencia. Fuente: elaboración propia.

Como se observa al aumentar del tamaño de la instalación se tiene como resultado mejores valores en todos los índices que se han utilizado para cuantificar la rentabilidad de la inversión. Ya se ha comentado que esto se debe principalmente a una reducción de la ratio coste por potencia pico instalada debidas a las economías de escala. Aunque también es debido a la mayor

potencia instalada, por tanto, una mayor producción de energía y mayores retribuciones obtenidas por su venta a la red.

Sobre cuál sería el tamaño idóneo de instalación hay varios aspectos a tener en cuenta. Sin lugar a dudas en cuanto a aspectos económicos se refiere la mejor es la instalación de 500 kW. Ya que es la que tiene un VAN medio cercano al millón de euros, además de una rentabilidad interna del 23,4% muy superior a los 11,13% y 15,57% de las instalaciones mayor tamaño.

Otro aspecto importante a la hora de valorar la inversión en uno u otro tamaño de instalación es el coste inicial necesario para ponerla en marcha. Como ya se menciona en el apartado de costes, sería necesario para llevar a cabo el proyecto de construcción de la instalación fotovoltaica un capital de 17.820€, 66.840€ y 459.000€ para las instalaciones de 10, 50 y 500 kW respectivamente.

De esto se observa que la diferencia de inversión es muy elevada, ya que para la de mayor tamaño la inversión es casi 26 veces superior, y con la de tamaño mediano de casi 4 veces. Mientras que por ejemplo la rentabilidad media no crece tan significativamente.

Realmente la instalación de 500 kW por dimensiones solo sería realizable para grandes empresas dedicadas a la producción de energía y con la capacidad económica de iniciar y controlar un proyecto de esa envergadura, pero siendo claramente la mejor en términos de rentabilidad económica. Dentro de los tamaños de menor potencia la decisión tampoco sería simple, ya que en este caso se ha realizado el estudio de forma genérica y no con datos concretos de cómo se realizaría la inversión.

Por ejemplo, en busca de una mayor rentabilidad interesaría instalaciones de mayor tamaño como la de 50 kW. Pero si para llevarla a cabo se necesita recurrir a préstamos bancarios de elevada cuantía nos afectaría produciendo una rentabilidad menor. Mientras que la de 10 kW si se realizase con fondos propios proporcionaría una rentabilidad similar sin necesidad de endeudarse.

El análisis que se lleva a cabo en este Trabajo Fin de Grado es de forma genérica para toda España y para comprobar la utilidad del uso del método estadístico de Montecarlo en estos casos. Por lo que con estos datos no se puede elegir un tamaño de instalación idóneo de forma concreta sino apreciar la tendencia a la mejoría de la rentabilidad al aumentar la potencia de la instalación.

6-Análisis de sensibilidad

En la mayoría de los estudios sobre rentabilidad de un proyecto, tras la recogida de datos y realización de los cálculos de los principales indicadores al respecto es necesario llevar a cabo un análisis de sensibilidad sobre los distintos parámetros usados. Como ejemplos comunes en proyectos dedicados a la fabricación de un producto suele hacerse con parámetros como la demanda prevista o el precio de venta. Con este análisis se trata de ver hasta qué grado esos valores podrían llegar a ser más bajos de los previstos y que realizar la inversión siga siendo conveniente.

Para este estudio se va realizar de forma similar, se verá para aquellos valores que tomamos como fijos o con determinada distribución como variarían los índices de rentabilidad anteriormente calculados. Sobre los parámetros que realizaremos el estudio serán el rendimiento de las placas fotovoltaicas, el tipo de interés usado para la realización del VAN y el precio de la electricidad.

6.1-Rendimiento de las placas

Un aspecto importante que ya se mencionó en apartados anteriores es que la eficiencia de las placas fotovoltaicas en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica está en torno al 15%, siendo este el valor escogido para la realización de las simulaciones por ser el más restrictivo dentro del rango típico del 15-20%. Este valor afecta a la distribución de radiación solar ya que era necesario para hacer el cambio de unidades de W/m^2 que recibe la placa a los kWh/kWp que produce.

En esta parte se trata de analizar cómo afectaría las variaciones de este valor a los resultados económicos. Para ello se va analizar casos tanto por encima como por debajo de este valor. Ya que como también se ha mencionado debido a sobrecalentamientos por encima de 25°C la eficiencia también se vería reducida. Y con valores mayores como posibilidad al desarrollo y perfeccionamiento de las placas que permita mayores eficiencias de conversión.

En ese sentido por parte de la empresa aragonesa ARPA se están desarrollando placas solares híbridas, es decir que producen en el mismo panel agua caliente y electricidad. Al ser de forma conjunta se aumentaría el rendimiento global de las placas, además de ser especialmente útil pensado en el autoconsumo donde uno de los principales problemas es el reducido espacio disponible en los tejados de las viviendas.

Para este análisis los casos que se van a analizar están expuestos en la tabla siguiente con sus valores numéricos resultantes.

Lugar	Media (kWh/m ² -día)	10%	15%	20%	25%
Bilbao	2,85	684,48	1026,73	1368,97	1711,21
Zaragoza	3,82	917,45	1376,17	1834,90	2293,62
Almería	4,65	1116,79	1675,19	2233,58	2791,98

Tabla 7. Valores de radiación solar en kWh/kWp para cada los distintos rendimientos. Fuente: elaboración propia.

Por lo que las distribuciones que se usarán serán normales con los valores dentro de los límites que se muestran en la tabla y con media centrada en el rango.

Rendimiento	Distribución (kWh/kWp)
10%	700-1100
15%	1100-1500
20%	1400-2000
25%	1700-2500

Tabla 8. Rango de la distribución normal usada en la simulación para cada rendimiento. Fuente: elaboración propia.

En este análisis vamos a realizar únicamente el TIR con los tres tamaños de instalación y con los cuatro rendimientos propuestos.

Los resultados obtenidos se muestran de forma conjunta por cada potencia en las siguientes gráficas.

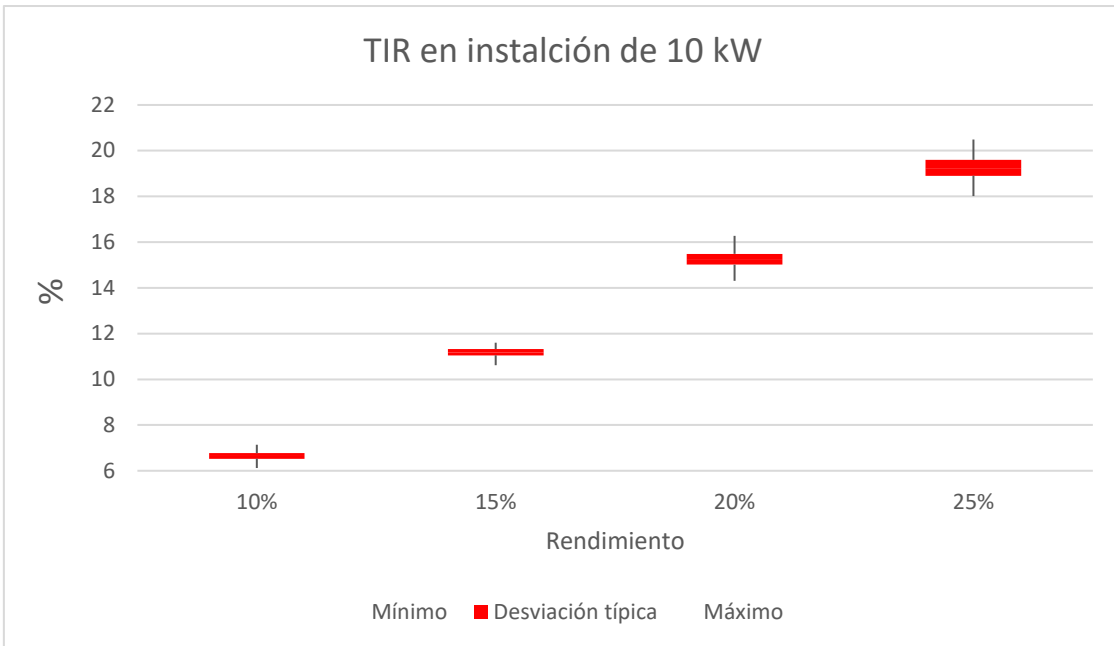


Figura 22. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del rendimiento de conversión de la radiación solar para la potencia de 10 kW. Fuente: elaboración propia.

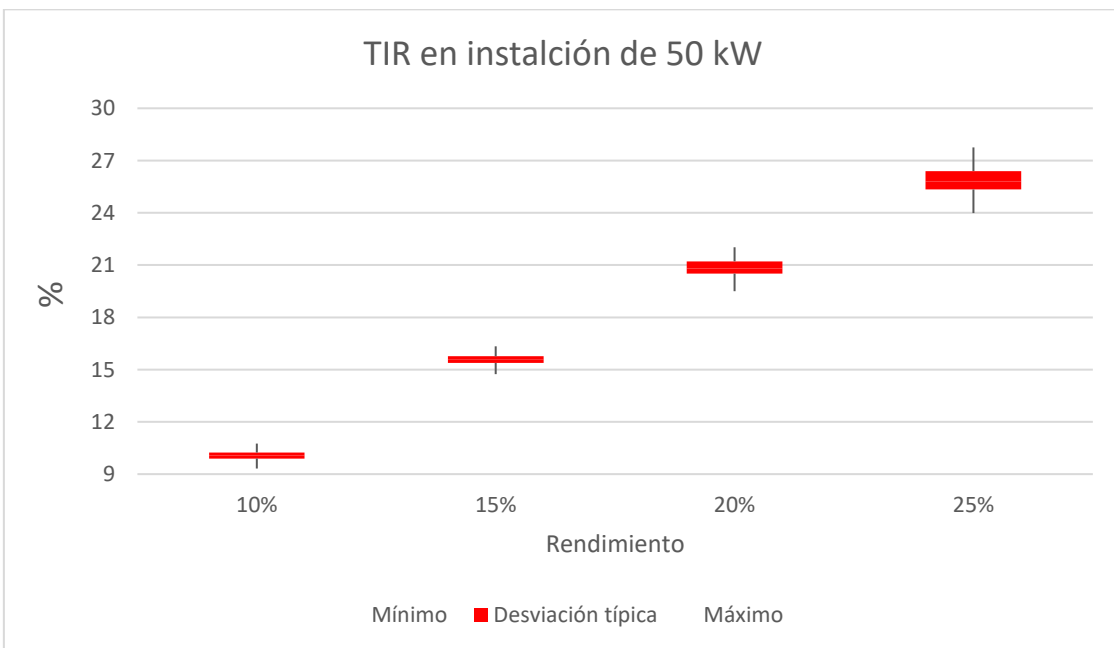


Figura 23. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del rendimiento de conversión de la radiación solar para la potencia de 50 kW. Fuente: elaboración propia.

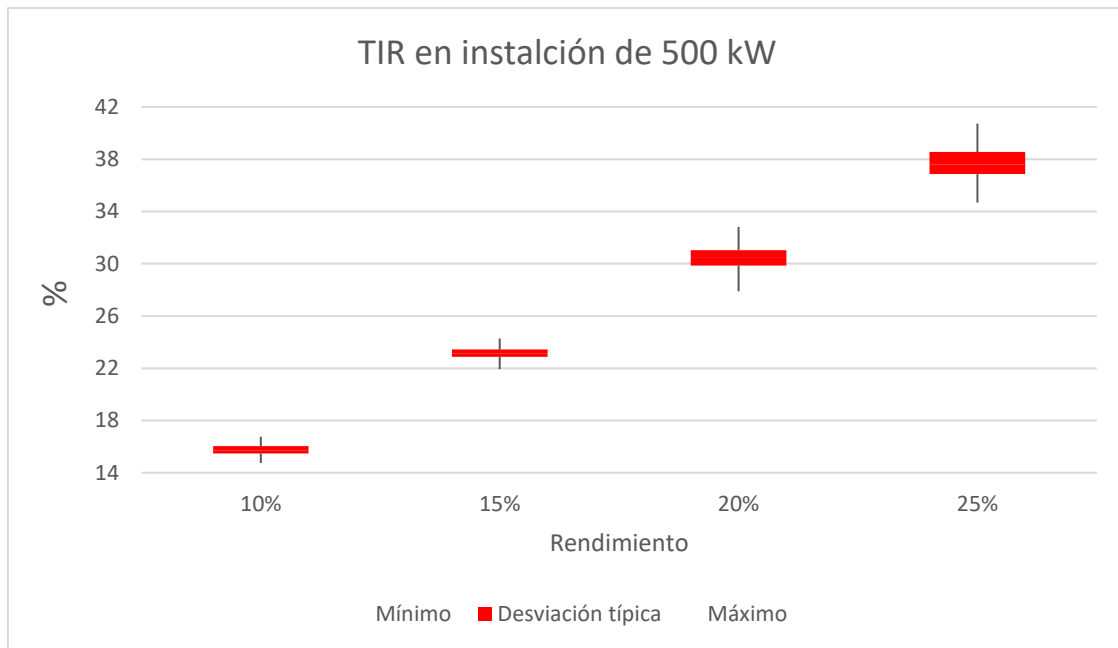


Figura 24. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del rendimiento de conversión de la radiación solar para la potencia de 500 kW. Fuente: elaboración propia.

En la tabla siguiente se muestran los valores numéricos obtenidos y que son los representados en las gráficas anteriores.

Potencia kW	Rendimiento %	Mín.	Desv.mín	Mediana	Desv.máx	Máx.
10	10	6,12	6,527	6,65	6,772	7,139
10	15	10,617	11,051	11,169	11,327	11,602
10	20	14,307	15,016	15,252	15,488	16,275
10	25	18,014	18,905	19,202	19,598	20,488
50	10	9,322	9,895	10,067	10,239	10,754
50	15	14,74	15,379	15,571	15,762	16,337
50	20	19,5	20,51	20,812	21,216	22,022
50	25	23,986	25,343	25,796	26,399	27,755
500	10	14,747	15,473	15,715	16,037	16,762
500	15	21,928	22,868	23,15	23,432	24,278
500	20	27,889	29,862	30,454	31,046	32,82
500	25	34,679	36,855	37,581	38,548	40,723

Tabla 9. Resumen de resultados del TIR en función del rendimiento de conversión de la radiación solar para cada potencia. Desviación típica 32,1%. Fuente: elaboración propia.

Tras la observación detallada de los resultados, se pueden extraer varias conclusiones importantes. La primera es que la distribución de radiación solar tiene una gran importancia en los resultados finales, ya que con una variación del 5% en ella en los resultados del TIR se aprecian variaciones del mismo orden.

La otra conclusión es como se reducen las diferencias de rentabilidad entre distintos tamaños de instalación. Para el caso de rendimiento de 20% de la planta con 10 kW se obtiene un TIR de 15,252%, que es muy cercano al 15,571% obtenido con un rendimiento de 15% para una instalación de potencia 50 kW. De igual forma ocurre entre las plantas de potencias de 50 y 500 kW, aunque no se llega a resultados tan próximos porque las diferencias de escalado entre ellas son mayores.

Por todo esto se deduce que es muy importante la correcta elección de las placas en la instalación, ya que la elección de placas con mayor calidad aún a unos costes algo superiores se verá compensado con la rentabilidad de la instalación a largo plazo.

6.2-Tipo de interés

El tipo de interés es otro parámetro que afecta en gran medida a los resultados obtenidos. Este afecta al VAN y al índice de coste beneficio calculados al ser el porcentaje de descuento que se hace sobre los flujos de caja al período actual, en cambio el TIR no se ve afectado ya que lo que busca es precisamente calcular ese tipo de interés que haría cero el resultado del VAN.

En el estudio realizado se usó para el tipo de interés una distribución triangular que va desde 4 hasta 12% y con su máxima densidad centrada en el 6%. Esta distribución es claramente asimétrica con respecto al centro, y debido a su peso en los resultados se observa que las distribuciones gaussianas obtenidas tampoco son completamente simétricas. Se aprecia claramente en los resultados del VAN que las gráficas presentan mayor densidad de valores justo por encima de la mediana. Esto es debido a que la zona de mayor densidad en el tipo de interés está centrada en los valores más bajos del rango, que son los que producen mayores valores de VAN. De esta forma, se ve que al realizar el estudio estadístico por el método de Montecarlo en la distribución final hay influencia de todos los parámetros involucrados, pero se ven de forma menos clara como en esta ocasión ocurre con la distribución del tipo de interés al mezclarse en los cálculos con las distribuciones de los demás parámetros.

En este análisis se va a proceder a realizar la simulación del VAN para las tres potencias de instalación, pero con valores fijos de interés que en este caso serán tres 6, 8 y 10%.

Lo comentado anteriormente se aprecia en la gráfica siguiente, en la que la densidad de resultados es completamente simétrica y más centrada sobre el valor medio, es decir tiene una menor dispersión al sustituir en los cálculos una distribución por una variable concreta.

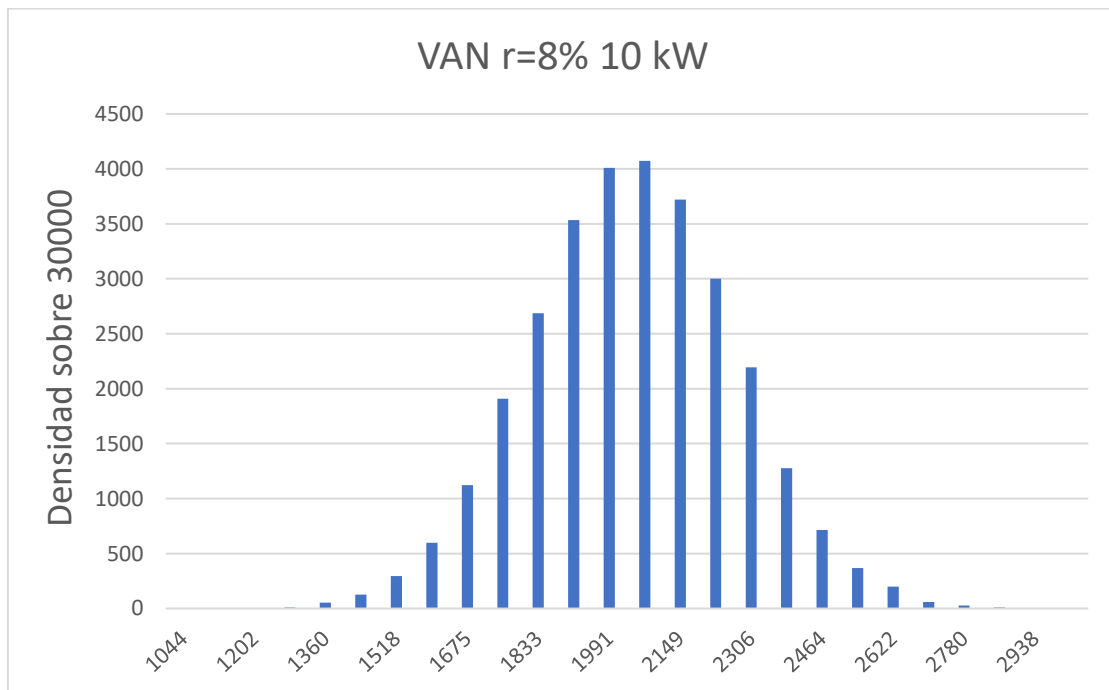


Figura 25. Gráfica de distribución de resultados del VAN con tipo de interés del 8% para la potencia de 10 kW. Fuente: elaboración propia.

Con las siguientes gráficas de velas se puede apreciar la variación de resultados en la simulación del VAN de una tasa de interés a otra para cada potencia de instalación.

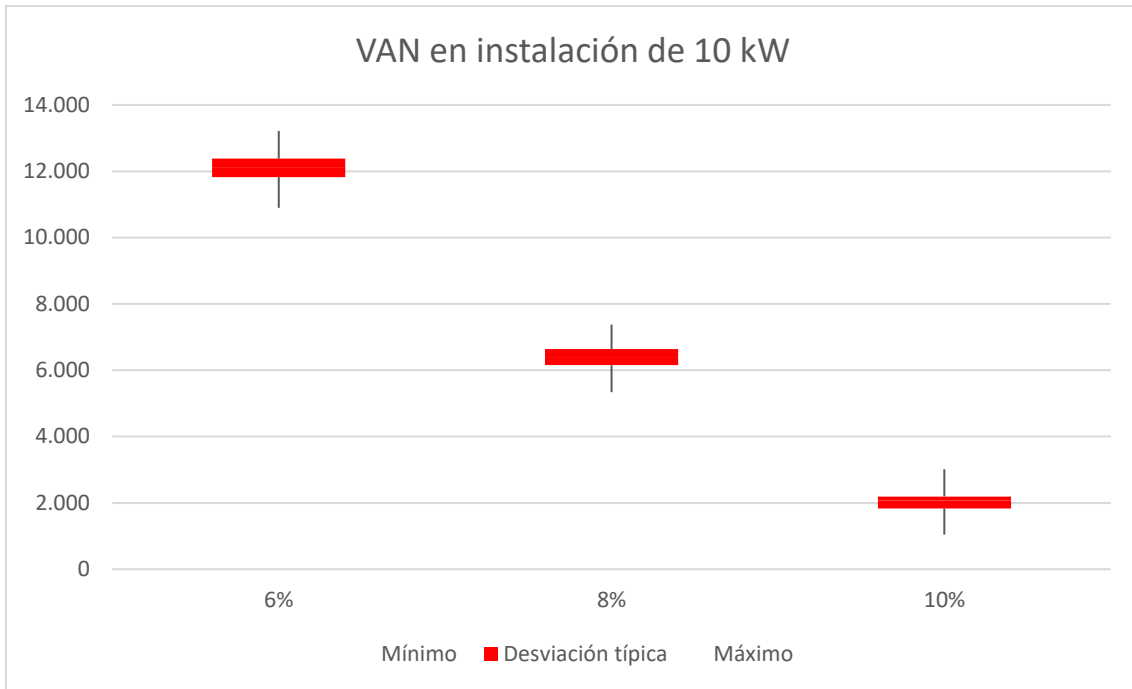


Figura 26. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del tipo de interés para la potencia de 10 kW. Fuente: elaboración propia.

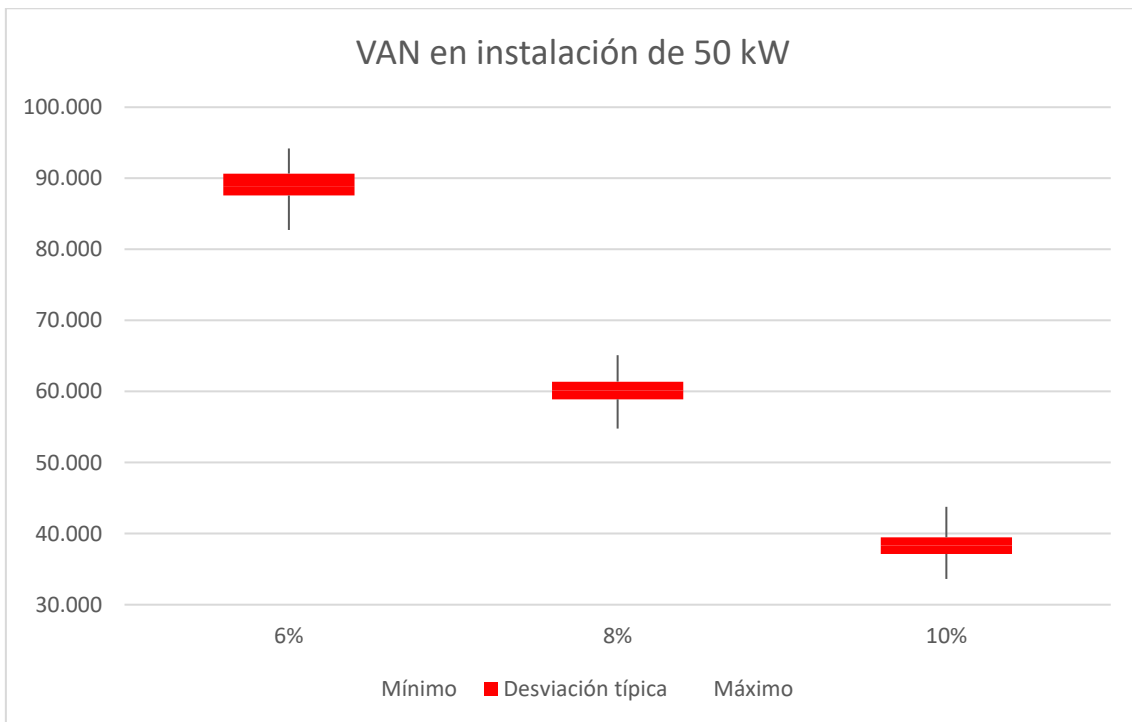


Figura 27. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del tipo de interés para la potencia de 50 kW. Fuente: elaboración propia.

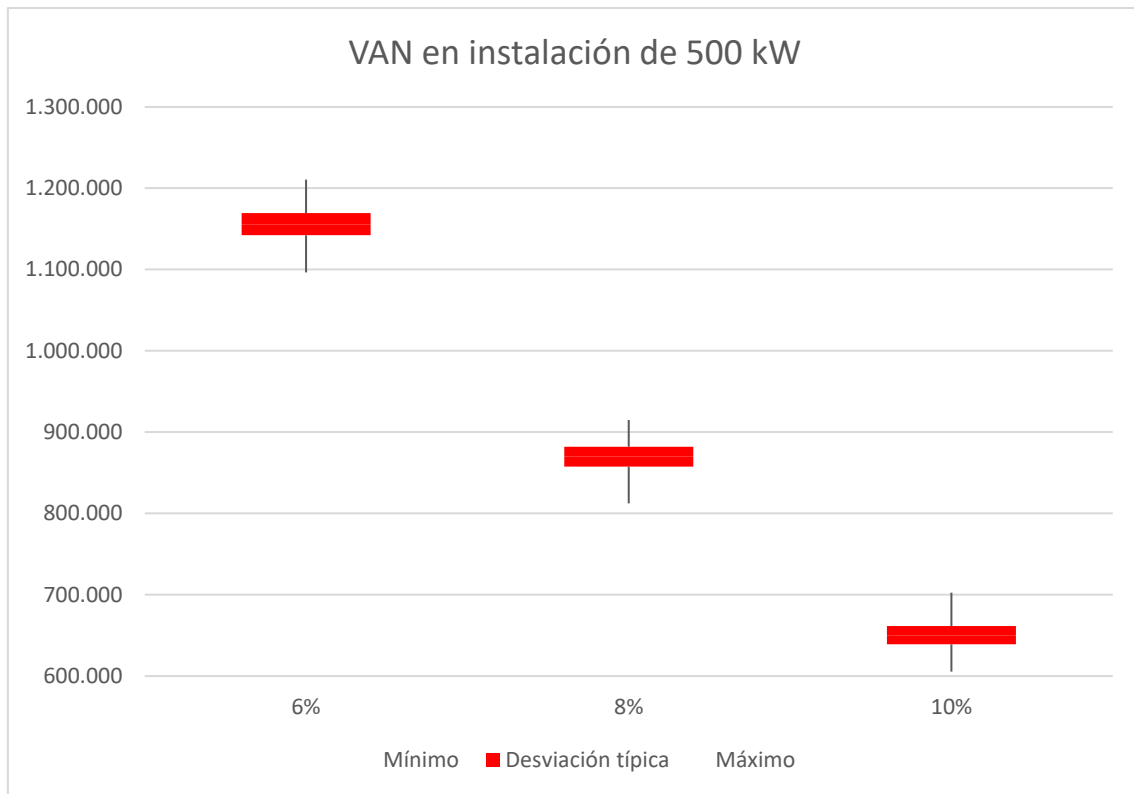


Figura 28. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del tipo de interés para la potencia de 500 kW. Fuente: elaboración propia.

En la tabla donde se recoge a modo de resumen los valores numéricos concretos obtenidos y que han sido usados para realizar las anteriores gráficos de velas.

Potencia kW	r %	Mín.	Desv.mín	Mediana	Desv.máx	Máx.
10	6	10.898	11.825	12.103	12.382	13.216
10	8	5.339	6.154	6.398	6.643	7.376
10	10	1.044	1.833	2.070	2.194	3.016
50	6	82.727	87.580	88.903	90.668	94.197
50	8	54.784	58.913	60.152	61.391	65.108
50	10	33.624	37.137	38.309	39.480	43.774
500	6	1.096.482	1.142.137	1.155.833	1.169.530	1.210.620
500	8	812.413	857.522	869.824	882.127	914.933
500	10	605.495	639.108	650.312	661.517	702.600

Tabla 10. Resumen de resultados del VAN en función del tipo de interés. Fuente: elaboración propia.

De este análisis se extrae como conclusión que el tipo de interés escogido tiene un gran peso obtenido en los resultados finales. Por un lado, porque se aprecian grandes variaciones del resultado del VAN entre cada valor realizado el estudio. Por ejemplo, para la potencia de 10 kW del resultado con $r = 6\%$ (12.103€) al de $r = 10\%$ (2.070) se observa que este es casi 6 veces inferior. Además, de la asimetría producida en la distribución final como ya se ha mencionado.

A pesar de lo mencionado, los resultados obtenidos inicialmente son coherentes. Ya que la mediana de la distribución obtenida, en este caso fijándonos en la potencia de 500 kW, era de 933.000€ que comparando con los ahora realizados se sitúa entre el 6% y el 8% que es entre la zona de mayor densidad y la mitad del rango de la distribución triangular con la que se modelizó el tipo de interés.

6.3-Precio de la electricidad

Uno de los parámetros más importantes, sino el que más, en todos los análisis económicos sobre proyectos de producción es el precio final al que podemos vender nuestro producto y que determina de forma clara el margen de beneficios.

En este estudio tras analizar cómo se determina el precio del kWh de forma horaria en España, que ya se vio que se realiza mediante subasta entre productores y comercializadores de energía. Se decidió tomar como valor medio 0.174 €/kWh que suele ser un valor medio con el que se trabaja en las diversas fuentes consultadas y estudios del sector [6] [7]. Este sería ya el valor percibido por la empresa productora es decir después de impuestos y pagos por acceso a la red de distribución.

El problema que se presenta al realizar el análisis es claro, ya que al realizarse la venta por medio de subastas el precio final puede ser muy variable, o incluso no llegar a poder vender la energía producida. Esto en España es realmente complicado que ocurra ya que con la producción existente no se llega a cubrir toda la demanda nacional y es necesario que parte de esa energía sea comprada a países extranjeros.

En este análisis se va a comprobar cómo afectan ciertas variaciones porcentuales sobre este valor medio en el resultado final de rentabilidad calculado en este caso para el TIR. Los distintos valores usados se muestran en la tabla siguiente con su variación porcentual sobre el precio base estimado.

Precios €/kWh	Sobre base
0,14	80%
0,156	90%
0,174	100%
0,191	110%
0,208	120%

Tabla 11. Precios por kWh usados en la simulación con su porcentaje sobre el precio usado inicialmente. Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos para cada potencia se muestran a continuación en varios gráficos de velas, donde se muestran los valores máximos y mínimos de la distribución y dentro la zona roja donde se encuentra la desviación típica centrada en la mediana.

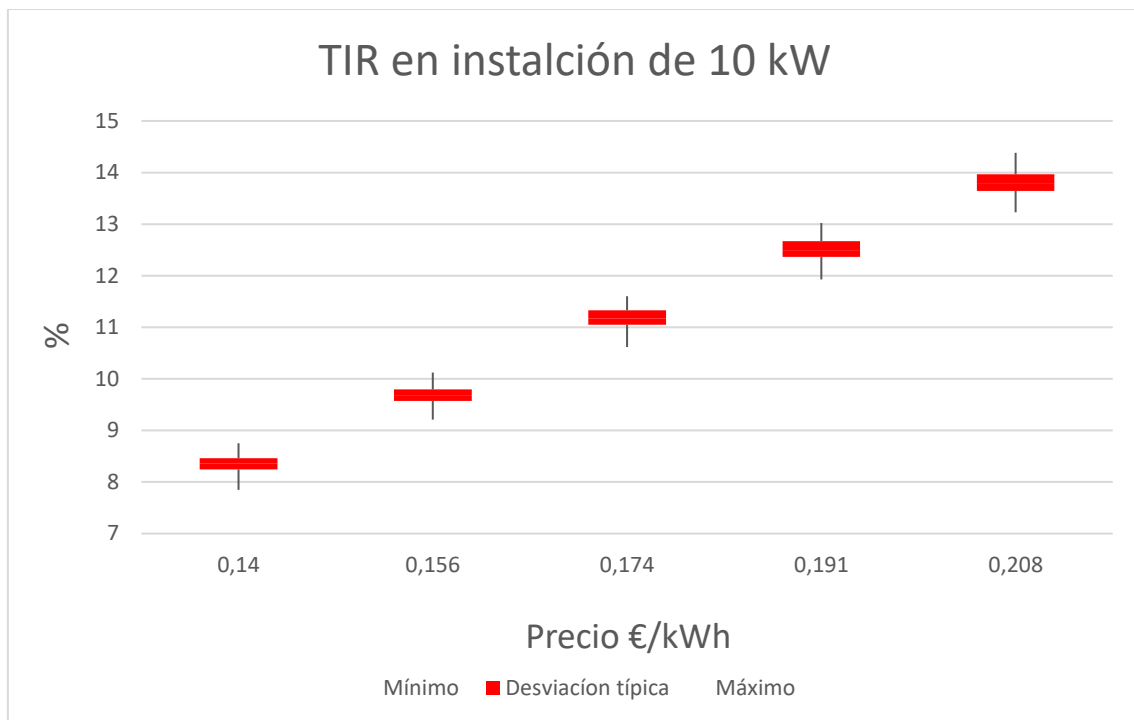


Figura 29. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del precio del kWh para la potencia de 10 kW. Fuente: elaboración propia.

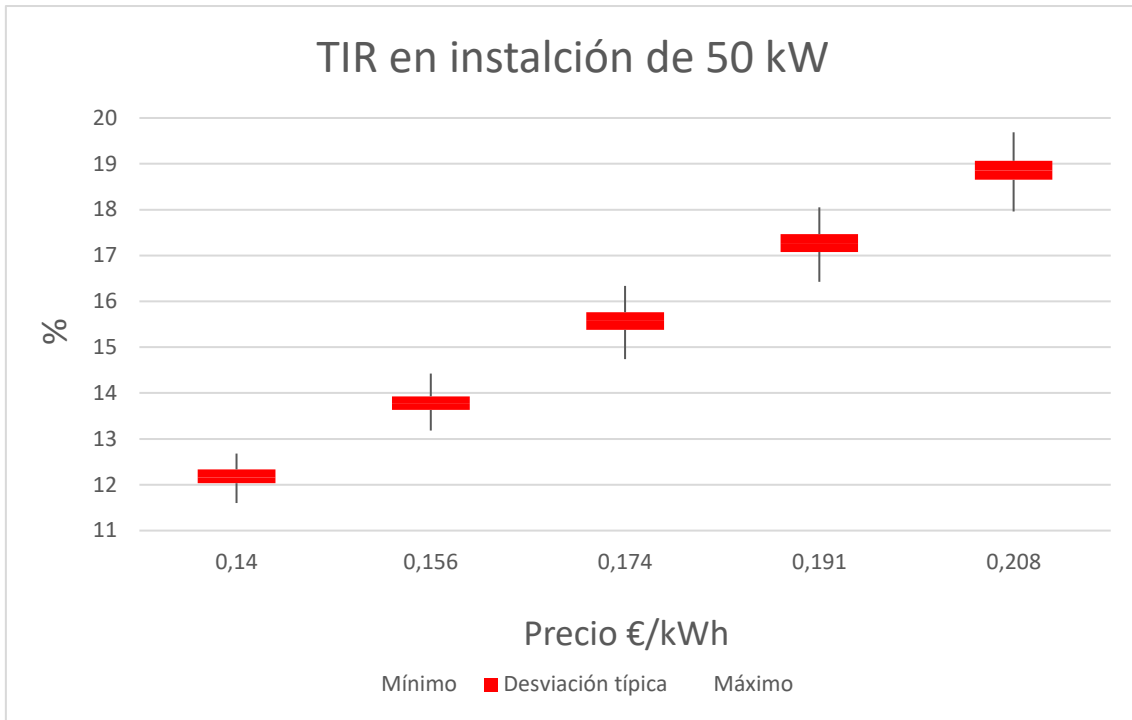


Figura 30. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del precio del kWh para la potencia de 50 kW. Fuente: elaboración propia.

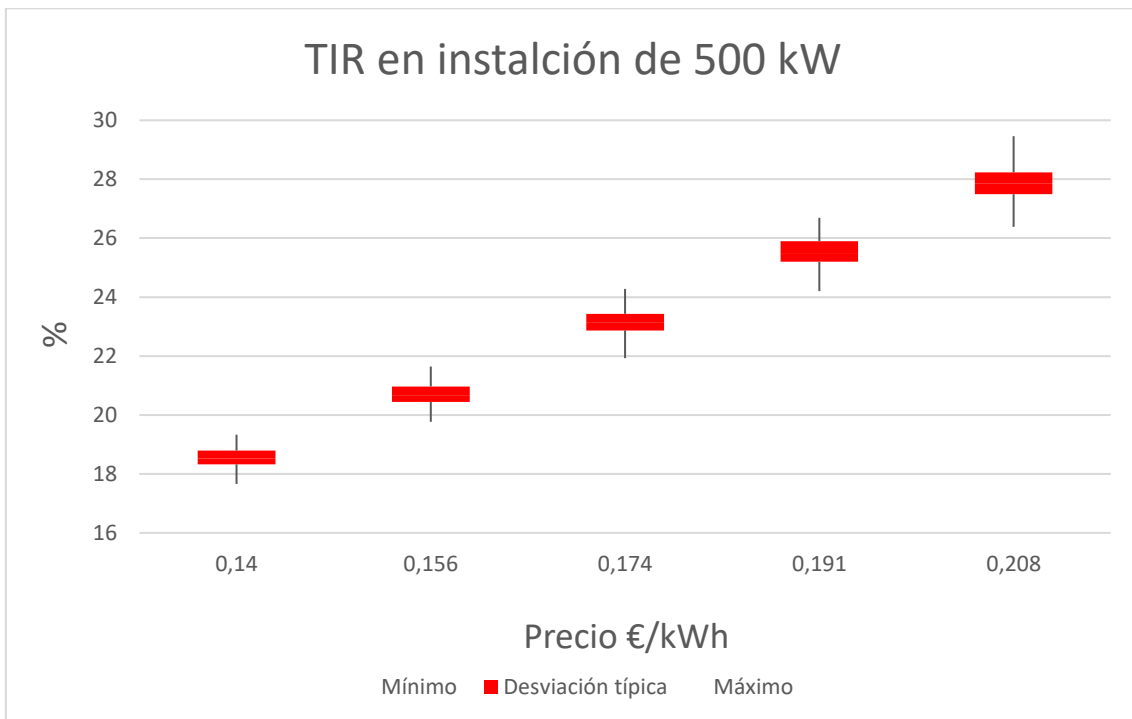


Figura 31. Gráficos de velas de resultados para el TIR en función del precio del kWh para la potencia de 500 kW. Fuente: elaboración propia.

En esta tabla final se recogen los datos obtenidos de la simulación y usados en las anteriores gráficas.

Potencia kW	Precio €/kWh	Mín.	Desv.mín	Mediana	Desv.máx	Máx.
10	0,14	7,847	8,245	8,353	8,462	8,751
10	0,156	9,210	9,575	9,684	9,794	10,122
10	0,174	10,617	11,051	11,169	11,327	11,602
10	0,191	11,927	12,365	12,497	12,672	13,022
10	0,208	13,229	13,645	13,783	13,968	14,383
50	0,14	11,601	12,033	12,162	12,335	12,68
50	0,156	13,182	13,63	13,779	13,928	14,425
50	0,174	14,74	15,379	15,571	15,762	16,337
50	0,191	16,426	17,076	17,271	17,466	18,051
50	0,208	17,96	18,651	18,859	19,066	19,688
500	0,14	17,661	18,326	18,525	18,791	19,331
500	0,156	19,768	20,444	20,669	20,969	21,644
500	0,174	21,928	22,868	23,15	23,432	24,278
500	0,191	24,203	25,198	25,497	25,895	26,691
500	0,208	26,384	27,492	27,861	28,231	29,461

Tabla 12. Resumen de resultados del TIR en función del precio de venta del kWh para cada potencia. Desviación típica 32,1%. Fuente: elaboración propia.

Del análisis de los resultados se observa que la tasa de rentabilidad de las instalaciones a pesar de obtener un precio por la energía 20% menor, seguiría siendo razonable en la mayoría de los casos. Siendo el peor caso para la instalación de potencia de 10 kW en el que caería a un 8,245%, y con el que pondría en dudas si finalmente sería conveniente realizar la construcción de la instalación fotovoltaica.

También mencionar que el TIR se ve menos influido por cambios en el precio de venta de la energía que por variaciones en la eficiencia en la conversión de energía de las placas, ante variaciones de la misma proporción.

7-Conclusiones

Como conclusión tras analizar todos los datos obtenidos en los distintos casos simulados, es que la energía solar fotovoltaica presenta una rentabilidad suficientemente atractiva para la inversión privada. Por lo que se espera que en los años siguientes este sector experimente un claro aumento gracias tanto a las instalaciones fotovoltaicas comerciales como las de autoconsumo. De esta forma se aumentará el porcentaje total de energía fotovoltaica producida en nuestro país en detrimento de las energías tradicionales más contaminantes y de esta forma podremos acercarnos un poco más a la famosa transición energética.

Para que este desarrollo sea eficaz también debe ser incentivado desde el gobierno con medidas concretas y asegurando su aplicación de forma continuada para de esta forma dar confianza a los inversores. Entre estas medidas, la principal sería continuar con las subastas de potencia para la realización de nuevas plantas productoras. Además de seguir impulsando medidas destinadas a promover autoconsumo y a los pequeños inversores. Debido a que en estas subastas las adjudicaciones van para grandes empresas del sector energético dejando al margen a inversores más minoritarios.

Sobre el análisis numérico realizado, una de las principales conclusiones que se extraen es la clara tendencia a aumentar la viabilidad y rentabilidad económica conforme aumenta el tamaño y por ende la potencia de la instalación. Esto se debe fundamentalmente al abaratamiento de los costes por economías de escala. Como ejemplos el abaratamiento unitario de los paneles solares al adquirir un número mayor y de esta manera poder negociar con el proveedor. Esto favorece como ya se ha comentado a las grandes empresas del sector ya que el precio de construcción de las instalaciones impide que entren inversores privados de menor capacidad de inversión.

Otra conclusión importante que se obtiene tras analizar los resultados del análisis de sensibilidad es la influencia que tienen los distintos parámetros incluidos en los cálculos. En este caso se analizaron el precio de venta de la energía y la eficiencia en la conversión de la energía en forma de radiación solar a energía eléctrica. De ellos se extrae como resultado que produce más variación del TIR la variación del rendimiento que el del precio de venta de la energía. Aunque, la variación proporcional ha sido mayor en el caso del rendimiento (5% siendo 15% de base lo que es un 33%, mientras que en el precio han sido del 10% sobre el base) si se asume el aumento de forma lineal para el precio se tendría que para aumentos proporcionales de ambas variables se obtienen iguales resultado del TIR final. Por lo que ambos factores son cruciales y determinantes en la rentabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas.

Por lo que para el futuro de esta tecnología será crucial cualquier avance que permita mejorar la calidad de las placas fotovoltaicas y con ello su rendimiento.

En cuanto al uso del sistema Montecarlo para el estudio económico ha quedado demostrado ser muy conveniente. Primeramente, por permitir tratar mediante una distribución de probabilidad parámetros que no son constantes, pero de los que se tienen datos y se pueden definir un rango y probabilidad de variación. En este caso se ha usado para modelizar la variación de radiación solar, definiéndose un valor medio para toda España a lo largo del año. El mismo sistema se podría usar para definir una distribución de la velocidad del viento enfocado en el análisis de la producción mediante energía eólica, y en definitiva de cualquier problema que sus resultados dependan de una variable con cierta aleatoriedad.

Posteriormente, se realiza el análisis de sensibilidad a tipo de interés que se había definido como una distribución triangular. Gracias a ello se observó que este parámetro tenía un gran peso en los resultados del VAN obtenidos. Debido a que la distribución del VAN la mayor densidad de resultados estaba descentrada hacia el lado derecho, justo al contrario que la distribución del tipo de interés, ya que estos valores son inversamente proporcionales. Esto evidencia el punto fuerte del método Montecarlo, y es que se observa la importancia de este factor en la distribución de VAN obtenida, pero también se ve suavizada al influir la distribución de la radiación solar que se parametrizó como una normal.

En definitiva, el método de Montecarlo es un sistema de gran utilidad para la resolución de problemas estadísticos. Especialmente apoyándose en la informática, como en nuestro caso con la realización del macro en Visual Basic para Excel, para poder realizar un gran número de simulaciones de forma automática y de esta forma obtener resultados con un grado elevado de cercanía a la realidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Estadísticas de energías renovables”. Eurostat, 2018. Disponible: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/es.
- [2] “Gráficos significativos energía solar fotovoltaica”. Instituto de energía solar. 2018
- [3] Euroserv'er, “PHOTOVOLTAIC BAROMETER,” no. April, 2018.
- [4] A. R. Lagunas Alonso, “LA AUTOGENERACIÓN Y EL AUTOCONSUMO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: CONCEPTOS, TIPOLOGÍA, TENDENCIAS.” CENTRO NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES, Murcia, p. 74, 2016
- [5] “Regulación Española de las energías renovables”. Energía y sociedad. Disponible: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>
- [6] A. K. Abu-Rumman, I. Muslih, M. A. Barghash “Life Cycle Costing of PV Generation System”. 2017.
- [7] C. J. Sarasa-Maestro, R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín “Evaluating the effect of financing cost on PV grid parity by applying a probabilistic methodology”. 2019.
- [8] “Mapa de radiación solar para la península ibérica”. ADRASE. Disponible: <http://www.adrase.com/>.
- [9] C. J. Sarasa-Maestro, R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín “Photovoltaic remuneration policies in the European Union”
- [10] G. Martínez, E. Prados, J. Alegre, J. Ordoñez “The applicability of computer simulation using Monte Carlo techniques in windfarm profitability analysis”. 2011.
- [11] Fu, Ran, David Feldman, and Robert Margolis. 2018. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [12] N. Heck, C. Smith, E. Hittinger “A Monte Carlo approach to integrating uncertainty into the levelized cost of electricity”
- [13] S. Killinger y D. Lingfors “On the search for representative characteristics of PV systems: Data collection and analysis of PV system azimuth, tilt, capacity, yield and shading”

- [14] H. Wirth, "Recent facts about photovoltaics in Germany," Fraunhofer ISE, p. 88, 2017.
- [15] "Energía solar fotovoltaica." [Online]. Disponible: https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar_fotovoltaica.
- [16] M. de E. y T. Industria, "RD 900/2015," 2015.
- [17] "Handbook of photovoltaic science and engineering" by Antonio Luque and Steven Hegedus. 2002