



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**“Análisis comparado de los modelos de
contratación de energía renovable en
España y Portugal”**

Autor: Javier Castañón Dorado

Director: Antonio Canoyra Trabado

Madrid

Julio 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis comparado de los modelos de contratación de energía renovable en España y
Portugal en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Javier Castañón Dorado

Fecha: 20/ 07/ 2023



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Antonio Canoyra Trabado

Fecha: 20 / 7 / 2023

Agradecimientos

Me gustaría agradecer el gran apoyo que he tenido por parte de mi tutor Antonio a lo largo del desarrollo del trabajo. Siempre ha estado dispuesto a echarme una mano cuando ha hecho falta y, sin su apoyo, hubiese sido muy difícil haber realizado este trabajo.

Por último, me gustaría agradecer a mis padres, hermanas y hermano por el apoyo a lo largo de los 6 años de carrera.

ANÁLISIS COMPARADO DE LOS MODELOS DE CONTRATACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA Y PORTUGAL

Autor: Castañón Dorado, Javier.

Director: Canoyra Trabado, Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El objeto de este trabajo es diseñar un modelo de subastas de energía renovable cuyo criterio de adjudicación sea la maximización del valor neto para el sistema (VAN)¹, frente al criterio tradicional de menor precio de oferta, para su aplicación en las futuras subastas que se celebren en España para cumplir con los objetivos del PNIEC.

Para realizar el modelo se ha tomado como referencia el empleado en la subasta de energía fotovoltaica celebrada en Portugal en agosto de 2019, donde se aplicó un modelo de maximización del VAN para comparar diferentes formatos de oferta de proyectos de una misma tecnología. La administración portuguesa añadía además la garantía de acceso a los proyectos adjudicados, a diferencia del caso español en que adjudicación de la energía y acceso y conexión de los parques son procesos independientes.

En este trabajo el modelo de maximización del VAN se quiere utilizar para comparar el distinto valor que ofrecen diferentes tecnologías como son la fotovoltaica y la eólica, las cuales tienen costes de producción y factores de producción diferentes.

El modelo se ha aplicado sobre las ofertas y considerando las condiciones de la subasta multitecnología celebrada en España en enero de 2021 y se han comparado los resultados.

Para realizar el modelo se ha realizado una estimación de los precios capturados a futuro por cada tecnología, considerando como valor medio anual la cotización en el mercado ibérico de futuros de electricidad y como modulación, el promedio histórico del periodo 2002-2019. Se han excluido los años 2020-2022 porque se dieron situaciones singulares tanto desde la demanda (efecto pandemia), los costes de suministro (efecto de la invasión de Ucrania) y

¹ El VAN del sistema se calcula como el flujo de caja descontado generado por la liquidación horaria de la energía adjudicada en la subasta al precio ofertado contra el precio de mercado. A mayor diferencia entre precio de mercado y precio adjudicado mayor será el ahorro para el consumidor en el mercado mayorista.

regulatorio (el cap de precios al gas para la producción de electricidad) que podían alterar la serie.

A continuación, y dada la extrema sensibilidad de los resultados del modelo a la previsión de los precios, se realizó un análisis de sensibilidad aplicando diferentes curvas de precio y producción para el cálculo de los precios capturados por tecnología, en función de los escenarios de explotación que se prevén en el PNIEC.

Por último, se completó el trabajo transformando el valor determinista del VAN en un valor distribuido, extrayendo la función de distribución y sus parámetros de la serie histórica. Así se puede no sólo estimar el valor esperado del VAN, sino los valores extremos que puedan ser útiles a la hora de la adjudicación.

La principal conclusión del trabajo es que, con los datos disponibles hasta 2020 no había una diferencia relevante entre el precio capturado por las tecnologías eólica y fotovoltaica, con lo que ambos criterios hubieran dado resultados similares.

Sin embargo, del análisis de sensibilidad realizado se observa que, a igualdad de precio de oferta, tienen mayor valor para el sistema los proyectos de energía eólica, pues el precio capturado por la producción fotovoltaica se reducirá con mayor velocidad que en la tecnología eólica.

La evolución de los precios y, sobre todo, de la modulación del precio capturado por cada tecnología dependerá en gran medida del diferente ritmo con que se instale capacidad renovable, se incorpore el almacenamiento y se intensifique la demanda en nuevos usos (H2, vehículo eléctrico, bombas de calor...).

Pero lo que parece claro es que en un escenario en que el desarrollo de red va a ser el cuello de botella para la instalación de nueva capacidad renovable, que excederá en peticiones los objetivos del PNIEC, alternativas para la adjudicación de los proyectos que midan el valor para el sistema deberán tenerse en consideración.

COMPARATIVE ANALYSIS OF RENEWABLE ENERGY CONTRACTING MODELS IN SPAIN AND PORTUGAL.

Author: Castañón Dorado, Javier.

Director: Canoyra Trabado, Antonio.

Collaborating entity: ICAI - universidad pontificia comillas

SUMMARY OF THE PROJECT

The aim of this work is to design a renewable energy auction model whose award criterion is the maximization of the net value for the system (npv), as opposed to the traditional criterion of the lowest bid price, for its application in future auctions held in Spain to meet the objectives of the PNIEC.

The model is based on the model used in the pv auction held in Portugal in august 2019, where a npv maximisation model was applied to compare different project bid formats for the same technology. The Portuguese administration also added the guarantee of access to the awarded projects, unlike in the Spanish case, where the awarding of energy and access and connection of the farms are independent processes.

In this paper the NPV maximization model is used to compare the different value offered by different technologies, with different production costs and factors of production.

The model has been applied on the bids and considering the conditions of the multi-technology auction held in Spain in January 2021 and the results have been compared.

To carry out the model, an estimate of the prices captured in the future for each technology has been made, considering as an annual average value the quotation in the Iberian electricity futures market and as a modulation, the historical average for the period 2000-2019. The years 2020-2022 have been excluded because there were unique situations in terms of demand (pandemic effect), supply costs (effect of the invasion of Ukraine) and regulation (the cap on gas prices for electricity production) that could alter the series.

Next, given the extreme sensitivity of the model's results to price forecasts, a sensitivity analysis was carried out by applying different price and production curves to calculate the prices captured by technology, depending on the operating scenarios envisaged in the PNIEC.

Finally, the work was completed by transforming the deterministic NPV value into a distributed value, extracting the distribution function and its parameters from the historical series. In this way, it is possible not only to estimate the expected value of the NPV, but also the extreme values that may be useful at the time of awarding the project.

The main conclusion of the work is that, with the data available up to 2020, there was no relevant difference between the price captured by wind and PV technologies, so that both criteria would have given similar results.

However, the sensitivity analysis carried out shows that, at the same supply price, wind energy projects have greater value for the system, as the price captured by photovoltaic production will fall at a faster rate than in wind technology.

The evolution of prices and, above all, of the modulation of the price captured by each technology will depend to a large extent on the different pace at which renewable capacity is installed, storage is incorporated and demand for new uses (H2, electric vehicles, heat pumps, etc.) intensifies.

But what seems clear is that in a scenario in which grid development will be the bottleneck for the installation of new renewable capacity, which will exceed the PNIEC targets in requests, alternatives for the award of projects that measure the value for the system should be taken into consideration.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Introducción del proyecto.....	5
1.2 Contexto energético actual	6
Capítulo 2. Incentivos de energías renovables	8
2.1 Precios regulados (Feed in tariffs-fits)	9
2.2 Créditos fiscales	9
2.3 Cuotas de cartera renovable	10
2.4 Mecanismos de subastas.....	10
Capítulo 3. Las subastas y sus formatos	11
Capítulo 4. Las subastas en iberia	15
4.1 Subastas en España.....	15
4.2 Subastas en Portugal.....	24
4.3 Diferencias entre los objetivos de las subastas en España y Portugal	27
Capítulo 5. Metodología para el cálculo del van para el sistema	28
5.1 Introducción.....	28
5.2 Modelo determinista.....	29
5.3 Modelo Probabilístico de precios	34
Capítulo 6. Aplicación del modelo del van a diferentes escenarios.....	44
6.1 Aplicación del modelo al periodo 2024-2033	46
6.2 Aplicación del modelo con las cotizaciones del mercado de futuros.	51
6.3 Aplicación del modelo con los precios del mercado de california.	54
Capítulo 7. Conclusiones.....	57
Capítulo 8. Bibliografía.....	61
ANEXOS	63

*Capítulo 9. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO
SOSTENIBLE 74*

Índice de figuras

Figura 1: Evolución esperada de la capacidad de las diferentes tecnologías de fuentes renovables.....	16
Figura 2: Imagen que relación la energía máxima y la mínima de la subasta.....	21
Figura 3: Distribución de las subastas vencedoras	23
Figura 5: Resumen de los apuntamientos solares y eólicos.....	33
Figura 6: Resultados de prueba de bondad del ajuste de Minitab	35
Figura 7: Ilustración de 100 valores para cada año futuro que siguen la distribución lognormal.....	36
Figura 8: Ilustración de los 100 valores de apuntamiento solar por año	37
Figura 9: Figura 10: Ilustración de los 100 valores de apuntamiento eólico por año	38
Figura 11: Ilustración de los 1000 valores de precio capturado por la energía solar en los años 2024-2033	39
Figura 12: Ilustración de los 1000 valores de precio capturado por la energía eólica en los años 2024-2033	40
Figura 13: Ilustración que resume los ingresos fotovoltaicos en los años 2024-2033	41
Figura 14: Ilustración que resume los ingresos eólicos en los años 2024-2033.....	42
Figura 15: Hoja resumen para evaluar proyectos	46
Figura 16: Resultados de la subasta fotovoltaica de máximo precio de 2021	48
Figura 17: Resultados de la subasta fotovoltaica de mínimo precio de 2021.....	49
Figura 18: Resultados de la subasta eólica de máximo precio de 2021	50
Figura 19: Resultados de la subasta eólica de mínimo precio de 2021	50
Figura 20: Resultados de la subasta fotovoltaica de máximo precio a futuro	52
Figura 21: Resultados de la subasta fotovoltaica de mínimo precio a futuro.....	52
Figura 22: Resultados de la subasta fotovoltaica de máximo precio de 2021 en California	55
Figura 23: Resultados de la subasta fotovoltaica de mínimo precio de 2021 en California	56
Figura 24: Comparación de ofertas por tecnología y escenario	59

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de las características de las subastas en distintos países europeos	14
Tabla 2: Tabla resumen de los valores del modelo probabilístico	43
Tabla 3: Resumen de precios máximos y mínimos de adjudicación en la subasta de enero de 2021	46

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO

Realizar un trabajo de fin de máster sobre métodos de subasta de energía renovable en la península ibérica es una oportunidad emocionante y desafiante.

En primer lugar, el tema es muy relevante en el contexto actual, ya que la descarbonización y la transición hacia un sistema energético sostenible son temas de gran importancia a nivel mundial. Además, la península ibérica presenta grandes oportunidades para el desarrollo de energías renovables, ya que cuenta con un gran potencial de recursos y un importante número de proyectos en este ámbito.

En segundo lugar, los mecanismos de subasta se han convertido en una herramienta habitual para la promoción de nueva capacidad de energías renovables, y su estudio nos permite plantear mejoras en su diseño para ser utilizados de manera eficiente en la consecución de los objetivos de descarbonización. En este proyecto, el análisis del caso de la península ibérica nos permitirá comparar y contrastar distintos enfoques y modelos de subasta, y evaluar cómo se adaptan a los objetivos de cada país.

En tercer lugar, realizar un trabajo de fin de máster sobre este tema es una excelente oportunidad para aplicar y desarrollar las habilidades académicas aprendidas durante los seis años de carrera.

Además, este trabajo puede ser un punto de partida para una carrera en el ámbito de las energías renovables y la descarbonización y puede abrir puertas para futuras oportunidades académicas o profesionales.

En resumen, realizar un trabajo de fin de máster sobre métodos de subasta de energía renovable en la península ibérica es una gran oportunidad para abordar un tema de actualidad, ligado al proceso de

transición energética y a la lucha contra el cambio climático aplicando las habilidades y conocimientos aprendidas en la escuela.

El objetivo principal del proyecto es el de plantear un diseño de subastas de producción renovable, adaptado a los objetivos de los planes de energía y clima de España y Portugal y elaborado a partir de los resultados y experiencias de las últimas subastas realizadas en ambos países.

1.2 CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL

El contexto energético actual se rige por un creciente interés en lograr una completa transición hacia fuentes de origen renovable y en lograr cumplir con los planes de descarbonización elaborados por los distintos países. Los motores detrás de estos objetivos son principalmente la lucha contra el cambio climático, el agotamiento de los recursos fósiles de los cuales dependemos para generar todavía gran parte de nuestra energía y los grandes avances tecnológicos que se han desarrollado en energías de origen renovable.

Existe gran consenso por parte de la comunidad internacional en que es una necesidad por parte de todos la de reducir de forma significativa las emisiones de gases de efecto invernadero para poder hacer frente de forma efectiva al cambio climático. El petróleo, el gas natural, el carbón tienen en común que han sido durante décadas las fuentes de energía predominantes y estas han emitido grandes cantidades de dióxido de carbono y otros gases contaminantes a la atmósfera propiciando el cambio climático.

Para encarar este desafío global, se han establecido distintos objetivos para la transición hacia energías renovables y la descarbonización de los sectores energéticos. Las energías renovables presentan dos grandes ventajas: la primera de ellas es que como su propio nombre indica son renovables, es decir, se encuentran en la naturaleza y son ilimitadas, la segunda ventaja es que no emiten gases de efecto invernadero durante la generación de energía.

De entre todas las energías de origen renovable, dos de ellas se han desarrollado de forma espectacular en los últimos años: la energía solar fotovoltaica y la energía eólica. Estas dos han experimentado un crecimiento veloz esta última década, catalizada principalmente por la disminución de los costes de la tecnología necesaria para que generen energía limpia, así como por los distintos incentivos económicos que se han propuesto desde los gobiernos de los países.

Si bien es cierto que, en función de cada país, existen planes de descarbonización distintos, todos se centran en eliminar de forma progresiva las centrales de carbón y en promover las centrales de energía limpia. Unido a esto, muchos gobiernos se encuentran actualmente invirtiendo altas cantidades de dinero en investigación y desarrollo de tecnologías renovables, estableciendo marcos regulatorios que fomenten la inversión en instalaciones renovables.

En resumen, los gobiernos llevan ya mucho tiempo aportando incentivos para la instalación de plantas de energía renovable ya que de forma natural el mercado eléctrico no ha sido capaz de hacerlo con suficiente rapidez. En el trabajo se detallan los incentivos más utilizados y sus características, en concreto, los créditos verdes, los créditos fiscales, las cuotas reguladas y las subastas.

Capítulo 2. INCENTIVOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

La transición hacia un sistema energético sostenible es esencial para cumplir con los objetivos de descarbonización y combatir el cambio climático.

Uno de los desafíos más importantes en este proceso es la incorporación de un elevado volumen de producción renovable en el sistema eléctrico. Sin embargo, los modelos de mercado aplicados hasta la fecha no han sido por sí solos suficientes para lograr la implantación de estas fuentes renovables al ritmo que exigen los planes de energía y clima de los países más avanzados en la lucha contra el cambio climático. Por esta razón, se han desarrollado otros mecanismos de apoyo para facilitar este proceso, destacando, cuando hablamos de instalaciones renovables a gran escala, las subastas de energía renovable.

En la península ibérica, España y Portugal han adoptado recientemente diferentes enfoques para alcanzar sus objetivos de producción renovable en la lucha contra el cambio climático. Ambos países han optado por subastas de energías renovables, pero con condiciones de participación, oferta, asignación de proyectos y liquidación de la energía producida distintos. Los resultados que se han obtenido en cada sistema permiten analizar la efectividad de cada uno de los modelos en términos de promoción de la competencia, despliegue de las tecnologías más eficientes, ejecución de los proyectos asignados y balance económico para el sistema.

Hasta este momento, la energía solar y eólica aún no han sido suficientemente competitivas como para desbancar a los combustibles fósiles, desde el punto de vista de que los ingresos de mercado no garantizan la rentabilidad de la inversión y es por ello, por lo que han necesitado de apoyos económicos para aumentar su proporción de energía producida respecto del total.

Dentro de los mecanismos de apoyo a las energías renovables (solar y eólica entre ellas), se encuentran los certificados verdes, los precios regulados (feed-in-tariffs) y los incentivos fiscales.

Estos incentivos tienen como meta el de visibilizar el flujo de caja de los proyectos para facilitar su financiación y así atraer la inversión.

A continuación, se presentan una clasificación de los distintos tipos de incentivos con sus características principales.

2.1 PRECIOS REGULADOS (FEED IN TARIFFS-FITS)

Este primer ejemplo, representa un acuerdo de compraventa a largo plazo de la producción eléctrica de una instalación renovable. Existen tres cuestiones esenciales para que los FITs tengan éxito. Entre las que se encuentran: un acceso garantizado a la red, acuerdos de compra a largo plazo estables y por último, que el cálculo de los precios se ajuste a los costes unitarios totales de producción.

Los precios regulados presentan una ventaja clave frente a otros incentivos y es que reduce el riesgo para los inversores, al ofrecerles un precio fijo y garantizado. No obstante, también presentan una desventaja y es que una tarifa regulada excesivamente generosa puede provocar que el incentivo a la innovación se desvanezca y por tanto no se reduzcan los costes al ritmo previsto.

2.2 CRÉDITOS FISCALES

El programa de créditos fiscales es un incentivo utilizado principalmente en Estados Unidos. El más importante, es el crédito fiscal a la producción. No obstante, también existen, aunque con menos importancia, los créditos fiscales a la inversión. Estos créditos otorgan reducciones fiscales frente a la tributación federal por inversiones en el desarrollo de parques renovables (parques eólicos / placas solares). Este crédito fiscal es del 30% para turbinas pequeñas de menos de 100kW y del 12% para turbinas de mayor potencia. Estos créditos estaban programados para finalizar en 2020, no obstante, bajo el mandato de Joe Biden, en 2021 se ampliaron los plazos.

2.3 CUOTAS DE CARTERA RENOVABLE

Este modelo, también popular en Estados Unidos, se fundamenta en que un determinado porcentaje del suministro de electricidad en una determinada región sea designado como fuente renovable.

Dentro de este tipo de carteras renovables, se han establecido varios objetivos ambiciosos para 2030 como el 70% para Nueva York y el 60% para California. Cabe destacar que nunca en la historia se ha producido una integración de energía renovable a una escala tan significativa.

Una ventaja importante de las carteras renovables es que promueve el desarrollo de proyectos significativamente más rentables debido a la introducción de competencia entre distintos proveedores.

2.4 MECANISMOS DE SUBASTAS

El modelo de subastas es sobre el que se centra este proyecto y por ello explicaremos con más detalle su funcionamiento.

Una subasta de energía renovable es un proceso de compraventa de energía, competitivo, organizado habitualmente mediante un acto público en el que participan los promotores de proyectos renovables que presentan sus ofertas y en que como contraparte actúa la Administración del Estado.

Los promotores que resultan adjudicatarios son aquéllos que consiguen una mejor puntuación de sus proyectos (“scoring”) en función de los criterios establecidos y previamente comunicados para la evaluación de ofertas.

Capítulo 3. LAS SUBASTAS Y SUS FORMATOS

Si bien es cierto que las subastas han sido un modelo utilizado desde hace tiempo en Europa como mecanismo de incentivo de las energías renovables, lo cierto es que existen diferentes formatos con importantes diferencias de diseño.

En este tercer capítulo, definiremos las características fundamentales de las subastas de renovables comparando los distintos diseños de las subastas existentes en los diferentes países europeos.

En primer lugar, una característica fundamental de las subastas de renovables es su cobertura, es decir, que tipo de instalaciones, más en concreto, qué tipo de tecnologías, tienen permitido participar, como bien pueden ser la fotovoltaica, la eólica, la hidroeléctrica, la biomasa, etc. Atendiendo a esta característica existen dos tipos principales de subastas:

- específicas por tecnología, en las cuales únicamente se permite la participación de un único tipo de tecnología y
- multitecnología, en las que pueden competir en la subasta diferentes tecnologías como pueden ser una planta fotovoltaicas versus un parque eólico.

Otra característica fundamental de las subastas como es el objeto de la subasta, es decir el producto objeto de contratación. En general, el producto subastado puede ser o bien la energía eléctrica producida por la instalación en MWh o bien capacidad de una planta, es decir, la potencia instalada en MW.

También es relevante el volumen de la subasta. Lo más habitual es que en la subasta la Administración se plantee un objetivo de contratación en términos de energía o potencia y el resultado es el precio, pero también existen subastas en que las que se reparte un presupuesto determinado entre las mejores ofertas presentadas, siendo el resultado el volumen contratado,

En aquellas subastas con un límite de volumen, el factor limitante puede ser la máxima potencia que se puede quiere adjudicar en MW o la máxima energía eléctrica que se quiere adquirir en MWh.

Por el contrario, aquellas en las que el factor limitante es el presupuesto, se establece un límite al pago total de apoyo. Cabe destacar que existe también la posibilidad de emplear ambas restricciones en una misma subasta de forma simultánea.

La forma de apoyo también puede diferir en gran medida en las subastas. Hay tres tipos principales:

El primero de ellos es el de prima, los productores también venden su electricidad en el mercado y reciben un bono fijo además del precio de mercado por cada MWh de energía vendida, independientemente del nivel de precios.

En segundo lugar, se encuentra el modelo de contrato por diferencias “Cfd”, donde se fija un precio de venta de energía eléctrica entre el parque que quiere entrar en la subasta y el sistema eléctrico, y el parque en cuestión recibe el dinero pactado en el contrato y no el del mercado eléctrico.

En tercer lugar, se encuentra la opción. Una opción no es más que un contrato entre dos partes (en este caso el parque que quiere entrar en la subasta y el sistema eléctrico portugués) donde una de las partes le otorga a la otra el derecho a adquirir un producto a un determinado precio, pero no la obligación. Ahí se encuentra la diferencia de una opción respecto al Cfd. Es decir, si llega un día en el que el precio del mercado es inferior al precio pactado, la contraparte no ejerce la opción de compra del parque y compra directamente a precio de mercado. Por el contrario, si llega un día en el que el precio del mercado es superior al precio pactado, la contraparte si ejerce la opción de comprar del parque puesto que así se ahorra dinero. Es necesario mencionar que, a cambio de firmar una opción, los parques cobran una prima o primas se efectúe o no la compra finalmente.

Aparte de las características explicadas, existe otro aspecto adicional clave en las subastas renovables. Se trata de si los promotores compiten por uno o más puntos de conexión a la red predefinidos, ya que

la configuración de la licitación solo permite conexiones en estos lugares predefinidos, o si es posible conectarse libremente al sistema eléctrico en cualquier punto de conexión disponible en el país.

Otro aspecto relevante de las subastas es el periodo contratado. El periodo de tiempo durante el cual los promotores ganadores reciben apoyo puede variar en gran medida. Por un lado, existen esquemas que tienen como objetivo proporcionar apoyo hasta el final de la vida útil de las plantas de energía, mientras que existen otros que se decantan por dar apoyo durante periodos más cortos de tiempo. Cuánto más se aproxime el periodo contratado a la vida útil estimada del proyecto, más certidumbre adquieren los flujos de caja y se facilita la financiación, mientras que en caso contrario aumenta el riesgo de mercado.

La tabla que se adjunta a continuación compara diversos tipos de diseño de subasta en los principales países europeos, entre los que se encuentran Dinamarca, Alemania, Grecia, Hungría, Países Bajos, Polonia, Portugal y Reino Unido. Dicha tabla se ha obtenido de AURES.

Comparison of several European auction designs

	Denmark	Germany	Greece	Hungary	Netherlands	Poland	Portugal	United Kingdom
Technology focus	Offshore wind, nearshore wind, solar PV	Onshore wind, offshore wind, solar PV, biomass, technology-neutral innovation auction	Onshore wind and PV	All RES-E (wind ruled out by regulation)	ALL RES-E and RES-H, biogas Offshore wind has its own auction scheme	All RES-E	Solar PV	All RES Various technology baskets
Technology differentiation	Technology specific (offshore wind, solar) Multi-technology	Technology specific and multi-technology tenders in parallel	Technology specific, which was changed to multi-technology	Multi-technology (wind ruled out by regulation)	Multi-technology	Multi-technology with technology baskets	Technology specific	Multi technology, with baskets (mature technology, less mature technology, biomass)
Auction product	Capacity (MW): offshore wind Energy (MWh): PV and multi technology	Capacity (MW)	Capacity (MW)	Energy (MWh)	Energy (MWh)	Energy (MWh)	Capacity (MW)	Energy (GWh)

	Denmark	Germany	Greece	Hungary	Netherlands	Poland	Portugal	United Kingdom
Volume or budget cap	Volume cap: offshore wind Budget cap: PV and tech-neutral	Volume	Volume	Volume and budget cap	Budget cap	Volume and budget cap	Volume cap	Yearly budget cap (with separate capacity limit on biomass)
Form of support auctioned	For offshore wind two-sided sliding FIP, otherwise fixed FIP	Sliding FIP	Two-sided sliding FIP	Two-sided sliding FIP	Sliding FIP	Two-sided sliding FIP	Special support scheme, possible to choose between FIT or fixed contribution to the system	Two-sided sliding FIP
Pricing rule	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Uniform
Static vs dynamic	Static	Static	Dynamic	Static	Static	Static	Dynamic	Static
Single vs multi-unit	Single unit (offshore wind) multi-unit (all other)	Multi-unit	Multi-unit	Multi-unit	Single unit (offshore wind) multi-unit (all other)	Multi-unit	Single unit	Multi-unit
Support duration	For offshore wind it is based on supported energy (approximately 12-15 years), otherwise 20 years	20 years	20 years	15 years	Depends on technology, 8 (boilers), 12 (biogas) or 15 (solar, onshore wind) years	15 years but not beyond 2035	15 years	15 years

Tabla 1: Resumen de las características de las subastas en distintos países europeos

Capítulo 4. LAS SUBASTAS EN IBERIA

En este apartado se procederá a describir los modelo español y portugués aplicados en relación con las subastas de energía renovable, en concreto eólica y fotovoltaica que han tenido lugar en 2020 en España y fotovoltaica en 2019 en Portugal.

Se da comienzo en primer lugar con el modelo español.

4.1 SUBASTAS EN ESPAÑA

Antes de detallar las características de la primera subasta de energías renovables en España, se considera fundamental introducir el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (1) 2021-2030. En este plan, se busca introducir 5GW al año de energía renovable en el sistema eléctrico español y para conseguirlo se busca fomentar las subastas de energía renovable, así como otras medidas y mecanismos entre los que destacan los “Power Purchase Agreements” PPAs. Los PPAs son acuerdos de venta a plazo de energía entre particulares y con condiciones específicas adicionales a las de cantidad, precio y periodo de suministro, pactadas entre las partes en cada contrato, a diferencia de las subastas organizadas por la Administración, que son contratos regulados y con las mismas condiciones para todos los participantes.

Dentro del PNIEC se establece que para 2030 el 43% de la energía consumida en España será de origen renovable y que jugará un papel determinante en la distribución de las energías implementadas durante estos años, los costes relativos y flexibilidad de las distintas tecnologías renovables en su implementación.

A continuación, se adjunta una imagen donde se muestra la evolución esperada de la capacidad en MW de las diferentes tecnologías renovables en España.

	Capacity (Objective Scenario) (MW)			
Year	2015	2020	2025	2030
Wind power	22 925	28 033	40 633	50 333
Solar PV plants	4 854	9 071	21 713	39 181
Solar thermal	2 300	2 303	4 803	7 303
Hydropower	14 104	14 109	14 359	14 609
Pumped hydro	6 024	6 024	6 899	9 524
Biogas power	223	211	241	241
Other renewable energies	0	0	40	80
Biomass power	677	613	815	1 408
Coal power	11 311	7 897	2 165	0
NGCC	26 612	26 612	26 612	26 612
Cogeneration	6 143	5 239	4 373	3 670
Fuel	3 708	3 708	2 781	1 854
Waste and others	893	610	470	341
Nuclear	7 399	7 399	7 399	3 181
Storage	0	0	500	2 500
Total	107 173	111 829	133 803	160 837

Figura 1: Evolución esperada de la capacidad de las diferentes tecnologías de fuentes renovables

El PNIEC (1) deja claro la intención del gobierno en emplear las subastas como el incentivo principal para fomentar las energías renovables hasta el año 2030 y subraya que las subastas deberán de focalizarse al menos desde un punto de vista preliminar, en las tecnologías que faciliten una transición energética más eficiente. Es por ello, por lo que el gobierno de España adaptó un nuevo formato de subastas que comenzó con la subasta del 26 de enero de 2021 que a continuación se describirá. La convocatoria de dicha subasta tuvo lugar el 11 de diciembre de 2020 y fue la primera subasta que se encontraba dentro del nuevo plan llamado “Régimen Económico de Energías Renovables” REER.

La normativa que engloba al REER dependía de cuatro leyes fundamentalmente, las cuales fueron:

- Real decreto ley 23/2020 (RDL 23/2020)
- Real decreto 960/2020 (RD 960/2020)
- Orden ministerial TED/1161/2020
- Resolución del secretario de estado para la energía el 10 de diciembre de 2020

(1) El PNIEC se ha actualizado el 30 de junio de 2023, por tanto los valores de la tabla han podido sufrir cambios

Cabe destacar que tanto en el RDL 23/2020 como en el RD 960/2020 el objetivo de esta nueva regulación es la de favorecer y garantizar unas condiciones que incentiven nuevas inversiones que aumenten la capacidad de energía renovable. Por otra parte, la Orden TED/1161 2020, tiene como objetivo el de regular la primera subasta para la asignación del marco retributivo de las energías renovables en España, estableciendo un calendario para el periodo de tiempo que abarca desde 2020 hasta 2025. Una vez ha quedado claro el PNIEC, se procede a detallar los principales elementos de diseño de la subasta que se celebró el 26 de enero de 2021.

4.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBASTA DE 26.01.2021

A continuación, se detallan los principales elementos de diseño de la subasta que se celebró el 26 de enero de 2021.

Características principales: Se trataba de una subasta de Pay as Bid, con un diseño híbrido de tecnología neutra y específica, que se basaba en contratos por diferencias CFD y donde los oferentes se comprometían a suministrar una cantidad determinada de energía.

Tecnologías disponibles: Al tratarse de una subasta con diseño híbrido de tecnología neutra y específica, en la primera subasta salían a oferta 3000MW, donde había dos tecnologías que debían de ocupar como mínimo cada una 1000MW, que eran la fotovoltaica y la eólica.

Producto subastado: En la subasta de enero de 2021, se subastó capacidad en MW, no obstante, en futuras subastas en el marco de las REER, también se podría subastar la generación de electricidad, ya que según el RD 960/2020 el producto subastado puede ser la potencia instalada o la generación eléctrica o una combinación de ambos. Por último, la de oferta fue el precio por unidad de energía que se expresa en €/MWh.

Criterio de adjudicación: Los proyectos se adjudicaron en función del precio por unidad de energía, expresado en €/MWh, tanto en los tramos de 1000MW reservados para cada tecnología, como en el tramo libre.

Periodo de validez: 12 años

Volumen subastado: El volumen subastado fue en total 3034MW. Esto fue posible ya que según la normativa existía una posibilidad de realizar un ajuste a posteriori de la cantidad inicial que eran 3000MW. Según el RD 960/2020, que era la orden ministerial que regulaba el diseño de la subasta, existía un mecanismo que permitía un incremento moderado del volumen que se subasta en un inicio. El porcentaje máximo de exceso de volumen fue del 6%, por tanto, la capacidad podría haber llegado a ascender hasta los 3180MW.

Formato de la subasta: Se trataba de una subasta geográficamente neutra con múltiples unidades. Las participantes en la subasta tienen el derecho de presentar una oferta por cada producto y una o varias tecnologías. Cada oferta presentada incluyó hasta 40 tramos y cada tramo incluyó la capacidad ofertada en bloques de 1kW y el precio ofertado por la energía producida (que como se ha citado, era la variable de adjudicación). Los tramos en cuestión podían ser divisibles o indivisibles. Límites de precio: Existían dos límites de precio, uno por arriba que es el “precio máximo confidencial” y otro por abajo que será el “precio mínimo / de riesgo”. El precio máximo confidencial es un precio máximo que la Resolución fijará de forma confidencial y que para determinarlo se tienen en cuenta factores como los precios del mercado eléctrico, los valores del mercado a plazo, los costes de generación de cada tecnología en el momento de la subasta, etc. Mientras que el precio mínimo, el cual también se puede fijar de forma confidencial tiene como objetivo el de eliminar ofertas extremadamente bajas, donde la Resolución fijó para esta subasta un precio de 0€/MWh.

Otros factores: Aparte de los elementos de diseño que se han detallado, existieron también una serie de factores a cumplir para poder participar en la subasta, entre los que se encuentran los siguientes.

En primer lugar, debía de existir un nivel mínimo de competencia, cuyo objetivo era el de garantizar competencia entre los participantes, para ello, era necesario que el volumen de producto ofrecido debía de exceder el volumen subastado en al menos un 20%.

Seguidamente se encuentra el factor limitante de que una sola empresa no podía adjudicarse más del 50% del volumen subastado (en este caso 1500MW).

También se encuentra la necesidad para los participantes, de presentar por parte de los promotores un plan estratégico que haga referencia al impacto que su instalación tendrá en el empleo local y en la cadena de valor industrial. Para ello, en este plan se dejó de incluir al menos la siguiente información: una descripción general de las inversiones, una estrategia de compras y contrataciones y por último una estimación del empleo directo e indirecto creado durante la construcción y explotación de las instalaciones.

Existen dos elementos de diseño muy significativos que aún no se han mencionado y que requieren de una explicación más detallada.

El primero de ellos es el del término de **“energía de la subasta”**. Este concepto es fundamental en el contexto del RD 960/2020 sobre el REER. Según este real decreto, la “energía de la subasta” es la energía vendida por la instalación adjudicataria de la subasta en los mercados diarios o intradiarios y que está vinculada al REER. No obstante, existen ciertas excepciones: la primera de ellas es que la electricidad negociada en las horas en las que el precio de los mercados es inferior a 0€/MWh y la electricidad vendida antes del inicio y después del final del llamado periodo máximo de entrega no se consideran como la “energía de la subasta”. Unido a este término, están los términos de “energía máxima de la subasta” y “energía mínima de la subasta”, ambos de la máxima importancia en el análisis de la subasta y sus resultados. El objetivo es evitar la entrega de energía en periodos en los que no tiene valor de mercado.

La **“energía máxima de la subasta”** de cada instalación es el volumen máximo de energía de la subasta que puede optar al REER, tal como decreta el artículo 15 del RD 960/2020. En el momento en el que se alcanza este límite, dicha instalación debe abandonar el REER. Para calcular la “energía máxima de la subasta”, se emplea la siguiente fórmula:

Energía máxima de la subasta

$$= \text{Capacidad} * \text{Número máximo de horas anuales a plena carga}$$
$$* \text{Plazo máximo de entrega (en años)}$$

El número máximo de horas anuales a plena carga viene determinado en la orden ministerial TED/1161/2020 y limita a 2300 horas en el caso de instalaciones fotovoltaicas y a 3500 hora en el caso de instalaciones eólicas.

Por otro lado, existe también la denominada “energía mínima de la subasta”, la cual se refiere al volumen mínimo de energía de la subasta que cada instalación que se beneficiaría del REER. En el momento en el que la instalación alcanza la denominada “**energía mínima de la subasta**”, la instalación es libre de abandonar el mecanismo. Para obtener la “energía mínima de la subasta”, se emplea la siguiente formula:

Energía mínima de la subasta

$$= \text{Capacidad} * \text{Número mínimo de horas anuales a plena carga}$$
$$* \text{Plazo máximo de entrega (en años)}$$

Una vez se supera el plazo, la instalación es libre de abandonar el mecanismo y puede participar libremente en el mercado.

Es decir, cuando una instalación alcanza el compromiso mínimo de producción, es decir, la energía mínima de la subasta puede optar por mantenerse en el REER hasta la entrega de la energía máxima de la subasta o alcanzar el plazo máximo de entrega.

A continuación, se añade una figura que relaciona los conceptos señalados anteriormente de energía máxima y mínima de la subasta.

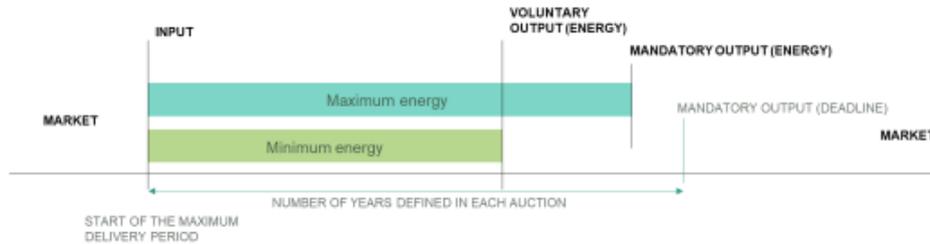


Figura 2: Imagen que relación la energía máxima y la mínima de la subasta

El segundo elemento de diseño a describir en detalle es la forma de retribución de la energía de la subasta. Para determinar la forma de retribución de la energía, es necesario hacer referencia al artículo 18 del RD 960/2020, el cual determina que el precio a percibir por las instalaciones sometidas al REER, en cada periodo de negociación, será el precio que se le adjudique en la subasta corregido por unos factores. A continuación, se detalla en una fórmula como se calcula el precio percibido por el productor que resulta adjudicatario en la subasta:

$$PR = AP + AF * (MP - AP)$$

Seguidamente se procede a detallar que significa cada término de la fórmula. En primer lugar, PR hace referencia al precio recibido por cada instalación, en segundo lugar AP hace referencia al precio adjudicado en la subasta, en tercer lugar MP es el precio del mercado diario de energía y por último AF es el factor de ajuste que hace referencia a un porcentaje que oscila entre 0% y 50% y cuya meta es la de proporcionar un elemento adicional de exposición al mercado eléctrico, fomentando la generación de electricidad en las horas en las que el precio de la electricidad es más elevado para lograr reducir el precio de electricidad en esas horas.

Para fijar el factor de ajuste AF se tienen en cuenta las siguientes variables como son: el tamaño de las instalaciones, su competitividad, la madurez de las tecnologías, su despachabilidad, su perfil de generación y otras características técnicas.

El factor de ajuste AF aumenta el precio percibido por la instalación cuando el precio de mercado es superior al AP y reduce la PR cuando el precio de mercado es inferior al AP como se muestra a continuación en el siguiente ejemplo:

Para realizar el ejemplo se tienen en cuenta los siguientes supuestos:

$$1) AF = 0,5$$

$$2) AP = 35\text{€/MWh}$$

Caso 1: AP > MP

$$MP = 30\text{€/MWh}$$

$$PR = 35 + 0,5 * (30 - 35) = 32,5\text{€/MWh}$$

Puesto que PR es superior a AP → El mercado tiene la obligación de pagar la diferencia de 2,5 €/MWh.

Caso 2: AP < MP

$$MP = 40\text{€/MWh}$$

$$PR = 35 + 0,5 * (40 - 35) = 37,5\text{€/MWh}$$

Puesto que PR es inferior a AP → El mercado recibe la diferencia de 2,5 €/MWh.

Caso 3: AP = MP

$$MP = 35\text{€/MWh}$$

$$PR = 35 + 0,2 * (35 - 35) = 0\text{€/MWh}$$

Puesto que PR es igual a AP → No es necesario hacer ningún ajuste de precio.

Una vez se han definido los aspectos principales de diseño de la subasta de enero de 2021, se procede a detallar el resultado de esta. Se lograron subastar 3034 MW de capacidad de energía renovable, con 32 licitadores distintos. La subasta fue sobre suscrita ya que pujaron 84 licitadores diferentes en la subasta con un volumen total de ofertas que llegaba a los 9700MW. En cuanto a los precios resultantes de la subasta, el precio medio para los parques fotovoltaicos fue de 24, 47 €/MWh y para los parques eólicos de 25,31 €/MWh. En la figura que se adjunta a continuación, se muestra en detalle la distribución de las subastas que salieron vencedoras.

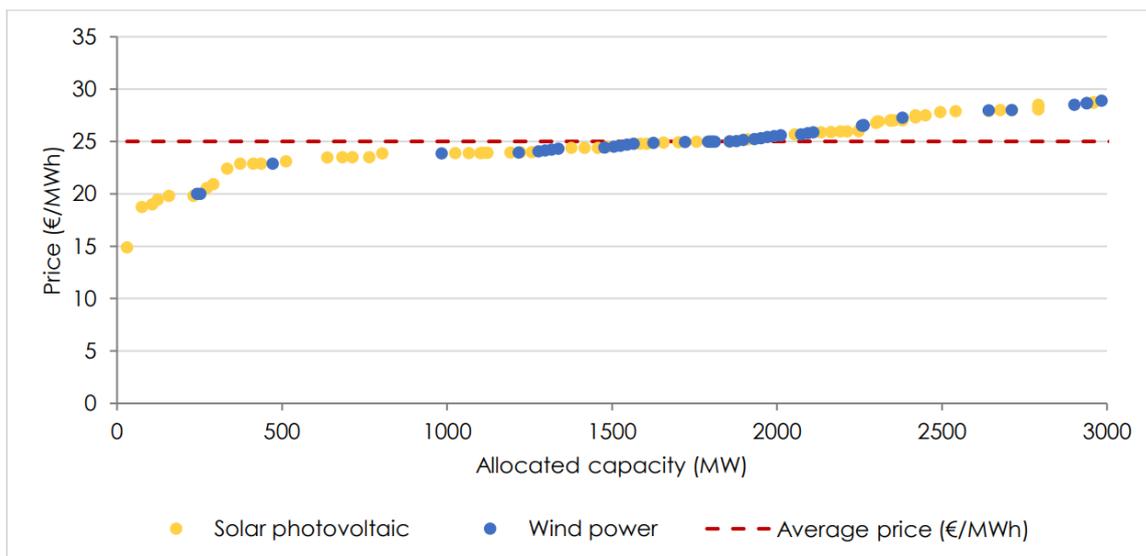


Figura 3: Distribución de las subastas vencedoras

Una vez se ha descrito la subasta del 26 de enero de 2021, se procede a explicar la siguiente subasta de energía fotovoltaica y eólica en su totalidad del 22 de noviembre de 2022.

El objetivo de esta subasta era incrementar la producción renovable y seguir avanzando en el cumplimiento de los objetivos climáticos del país para 2030.

En esta subasta, se ofrecieron un total de 3.300 MW de capacidad fotovoltaica y eólica donde 1500MW subastados eran de energía eólica y 1800MW de energía fotovoltaica. El resultado de la subasta no fue el esperado, ya que únicamente se adjudicaron 50MW de energía eólica.

Los motivos detrás de este fracaso fueron varios, donde destacaban:

- Un precio de reserva relativamente bajo
- Alta volatilidad e incertidumbre actual del mercado eléctrico y en el precio de la luz
- Los adjudicatarios estarían obligados a poner en marcha los proyectos en un plazo máximo de 24 meses, lo cual requeriría un estado avanzado de desarrollo de dichos proyectos
- El compromiso de precio de venta de energía a 12 años vista

Una vez se han definido ya las características principales de las subastas de energía eólica y fotovoltaica en España, se procede a hacer lo mismo con Portugal.

4.2 SUBASTAS EN PORTUGAL

De nuevo, antes de detallar las características de las subastas de energías renovables en Portugal, se considera fundamental introducir el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNEC) 2021-2030. Dentro de este plan, el gobierno de Portugal estableció el objetivo de conseguir que el 47% de la energía consumida en el año 2030 tuviese origen renovable. En 2019, el gobierno de Portugal declaró la importancia que tendrían los mecanismos de subastas, en particular las subastas de energía fotovoltaica, en conseguir que la capacidad de energía renovable instalada en el país fuese cada vez mayor.

El modelo de subasta de energía renovable en Portugal fue diferente al realizado en España, porque en la adjudicación iba incorporado el acceso a la red, mientras que en España, este proceso, que es muy costoso en tramitación y tiempo, se realiza en paralelo a la subasta.

En Portugal se permitieron dos tipos diferentes de ofertas.

-
- El primer tipo de oferta es denominado “remuneración garantizada”, en la cual los participantes de la subasta pujan por un descuento en porcentaje sobre un determinado precio preestablecido de mercado (en torno a 45€/MWh) y de esta forma obtienen un precio de remuneración que se liquida como un contrato por diferencias CFD durante 15 años.
 - El segundo tipo de oferta es el denominado “remuneración general”, donde los participantes pueden optar por el pago de la cuota fija, donde los parques que entran en la subasta son retribuidos al precio del mercado, ya sea alto o bajo y a cambio, se comprometen a pagar una cuota fija anual al sistema portugués para poder integrar su energía en la red.

Por tanto, el hecho de que haya dos formas distintas de ofertar en las subastas portuguesa, la convierte en única, permitiendo que los participantes en las subastas en función de sus intereses decidan que tipo de oferta se adecua más a sus intereses. Esto permite que entren en las subastas muchos más agentes interesados, cada uno con distintos volúmenes y apetitos.

La forma que tiene el sistema eléctrico portugués de comparar los distintos modelos de ofertas es mediante el cálculo del valor actual neto (VAN) para el sistema. Es importante destacar que el cálculo del VAN se hace desde el punto de vista del coste del sistema para los consumidores y no desde el punto de vista del promotor. Por tanto, son las ofertas con un mayor VAN desde el punto de vista del sistema, es decir, aquellas que minimizan el coste del suministro para los consumidores, son las que resultan adjudicadas.

Cabe destacar que el problema principal de la subasta portuguesa es que el resultado de los valores actuales netos de los parques que entran en la subasta es completamente dependiente de la curva forward (curva de previsión de precios del mercado eléctrico que utiliza el sistema portugués para determinar que ofertas son mejores) es estática y por tanto, los resultados reales pueden ser muy distintos de los previstos en la adjudicación.

Una vez ha quedado claro el PNIEC y el modelo de subasta en Portugal con dos tipos de ofertas, se procede a detallar los principales elementos de diseño de la subasta que se celebró en 2019.

Características principales: Se trataba de una subasta de Pay as Bid, con un diseño de tecnología específica (la fotovoltaica) y donde los licitadores podían optar por una remuneración garantizada o una remuneración general y donde el método comparador de ofertas era el VAN para el sistema portugués desde el punto de vista del gobierno.

Tecnologías disponibles: Al tratarse de una subasta con diseño específico, únicamente se permitió un tipo de tecnología y esta era la fotovoltaica.

Producto subastado: En la subasta de 2019 se subastaba la capacidad de tener acceso a la red en puntos de inyección. Las ofertas subastadas eran por capacidad instalada de potencia en MW.

Periodo de validez: 15 años

Volumen subastado: El volumen subastado fue en total de 1400MW.

Formato de la subasta: Se trataba de una subasta geográficamente específica con múltiples unidades.

Límites de precio: Se fijó un límite máximo de precio denominado “precios de reserva” que oscilaba entre los 44,9 y los 45,24€/MWh para la denominada remuneración garantizada. En la opción de remuneración garantizada, los licitadores ofrecen un descuento sobre la tarifa mencionada.

Otros factores: Aparte de los elementos de diseño que se han detallado, existen también una serie de factores a cumplir para poder participar en la subasta, entre los que se encuentran los siguientes. En primer lugar, un único licitador no podrá resultar adjudicado de más de un 50% de la capacidad total subastada, aunque si hasta el 100% de un lote deseado. En segundo lugar, en el supuesto de que haya un único licitador que este cualificado en un nudo "el lote correspondiente será retirado de la subasta. No obstante, se dará al único licitador en cuestión la oportunidad de adquirir el lote deseado si su oferta corresponda o supere la media VAN ponderado respecto a los precios de todos los otros lotes ganados durante la subasta"

4.3 DIFERENCIAS ENTRE LOS OBJETIVOS DE LAS SUBASTAS EN ESPAÑA Y PORTUGAL

Las sensibles diferencias ente los modelos descritos radican en los objetivos.

En España, el objetivo fue adjudicar un determinado volumen de energía al precio más bajo posible, mientras que en Portugal el objetivo fue obtener el mayor ahorro posible para el sistema, ya que tenían ofertas suficientes.

En un escenario en que todas la tecnologías tuviesen un patrón de producción similar, las diferencias en cuanto al mix adjudicado no serían muy importantes, pero a medida que el desarrollo de la energía fotovoltaica, más barata y más rápida en términos de construcción se ha acelerado, el valor de mercado de la producción fotovoltaica se ha ido reduciendo y, por tanto, no es posible afirmar de antemano que dos proyectos con igual precio de venta de la energía y la misma producción, tengan el mismo valor en términos de ahorro para el sistema.

Capítulo 5. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL VAN PARA EL SISTEMA

5.1 INTRODUCCIÓN

Dentro de este capítulo, se detallan dos modelos distintos, determinista y probabilística que sirven para evaluar diferentes proyectos de energía renovable en España empleando como referencia, el modelo del cálculo del VAN de la subasta portuguesa de 2019.

En primer lugar definimos el VAN para el sistema generado a partir de una oferta aceptada, durante el periodo de validez contratado y suponiendo la entrega mínima de energía comprometida (puesto que entregas adicionales de energía son opcionales por parte del generador).

La liquidación horaria del contrato, desde el punto de vista del sistema, es la siguiente:

$$\text{Liquidación } (h) = \text{Producción } (h) * (\pi_m (h) - \pi_a)$$

Para calcular el flujo de caja derivado de esta liquidación, definimos el precio capturado como:

$$\pi_{Cap}(\text{año } a) = \frac{\Sigma(\text{Producción } (hora h) * \pi_m(\text{hora } h))}{\text{Producción } (\text{año } a)}$$

y entonces podemos definir la liquidación anual como:

$$\text{Liquidación } (\text{año } a) = \text{Producción } (\text{año } a) * (\pi_{Cap}(\text{año } a) - \pi_a)$$

- Donde Producción es la producción anual de energía del parque.
- Donde π_a hace referencia al precio de adjudicación.
- Donde π_{Cap} es el precio que hubiera obtenido el productor por la venta de la generación del parque en el mercado diario de electricidad, considerando la previsión de precios.

Si el precio capturado es superior al precio de adjudicación, se produce un ahorro en el coste de suministro de los consumidores en sus compras en el mercado mayorista², en caso contrario un sobrecoste.

La fórmula de la liquidación anual representa por tanto el flujo de caja, positivo o negativo, que ve el sistema para un año en concreto y que, tras aplicar la correspondiente tasa de descuento y extendido a todo el periodo de validez constituye el VAN del sistema.

Dado que el precio de adjudicación es una variable que no se modela, pues es la oferta que libremente deciden hacer los participantes en la subasta, para aplicar el modelo se tienen que determinar la producción prevista y el precio capturado por tecnología.

En el caso de la producción anual, como ya se ha indicado, se ha asumido que los parques van a vender la energía mínima comprometida, sin valorar la opción de venta adicional hasta la energía máxima.

En cuanto a la estimación del precio capturado por tecnología, a continuación, se detallan los dos modelos desarrollados.

5.2 MODELO DETERMINISTA

En el modelo determinista, se calcula un único valor del VAN, resultado de aplicar la liquidación de la energía subastada con un valor de precio capturado y de producción determinados.

Para el cálculo del precio capturado se utilizó un factor de apuntamiento, obtenido de la serie histórica de precios, desde el año 2002 hasta el año 2019, es decir, en total 18 años seguidos de precios horarios de energía en el mercado eléctrico español.

² El superávit o déficit de la liquidación de la energía contratada en la subasta se reparte entre los compradores de energía en el mercado mayorista.

que se aplicó sobre la estimación del precio medio aritmético del mercado, obtenida del Mercado Ibérico de Futuros de Electricidad (OMIP):

$$\text{Apuntamiento (año } a) = \frac{\pi \text{Cap (año } a)}{\text{Precio medio aritmético (año } a)}$$

Como ya sabemos, el precio capturado depende de la producción horaria.

En el caso de la producción fotovoltaica se utilizó la información proporcionada en el **“Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”**. En este real decreto, se recoge una serie de tablas con las producciones medias horarias por cada mes del año en distintas zonas de la península ibérica. Puesto que para las subastas que se realizaron en Iberia comentadas en el capítulo 4 se tuvieron en cuenta los valores de la zona IV, para este trabajo fin de máster se emplearon los mismos.

A continuación, se remarcan en naranja los valores recogidos de la zona IV. En la tabla quedaban reflejados los valores medios de producción unitaria de energía en MWh de los parques fotovoltaica en cada hora de cada mes.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

ZONA I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Septiembre	0	0	0	0	0	0,01	0,12	0,25	0,38	0,5	0,57	0,6	0,57	0,25	0,38	0,01	0,12	0,1	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,04	0,15	0,27	0,37	0,44	0,47	0,44	0,37	0,27	0,15	0,04	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0,07	0,17	0,25	0,31	0,34	0,31	0,25	0,17	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0,04	0,12	0,2	0,26	0,28	0,26	0,2	0,12	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,01	0,05	0,11	0,22	0,33	0,43	0,49	0,52	0,49	0,43	0,33	0,22	0,11	0,05	0,01	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	2,79	16,51	41,87	79,5	120,4	156	180,4	189	180,4	156	120,4	79,5	41,87	16,51	2,79	0	0	0	0	0

ZONA II

ZONA II	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0,05	0,13	0,2	0,26	0,28	0,26	0,2	0,13	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,02	0,12	0,23	0,33	0,39	0,42	0,39	0,33	0,23	0,12	0,02	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,09	0,21	0,34	0,45	0,53	0,55	0,53	0,45	0,34	0,21	0,09	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,06	0,18	0,31	0,45	0,56	0,64	0,66	0,64	0,56	0,45	0,31	0,18	0,06	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0,02	0,12	0,25	0,39	0,53	0,64	0,72	0,74	0,72	0,64	0,53	0,39	0,25	0,12	0,02	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,04	0,15	0,28	0,41	0,54	0,65	0,72	0,75	0,72	0,65	0,54	0,41	0,28	0,15	0,04	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,04	0,16	0,3	0,45	0,6	0,72	0,8	0,83	0,8	0,72	0,6	0,45	0,3	0,16	0,04	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0,1	0,24	0,4	0,56	0,69	0,78	0,81	0,78	0,69	0,56	0,4	0,24	0,1	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0,02	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,02	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0,04	0,16	0,28	0,39	0,47	0,5	0,47	0,39	0,28	0,16	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0,07	0,16	0,25	0,31	0,33	0,31	0,25	0,16	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0,03	0,11	0,18	0,23	0,25	0,23	0,18	0,11	0,03	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,01	0,05	0,13	0,24	0,37	0,47	0,54	0,57	0,54	0,47	0,37	0,24	0,13	0,05	0,01	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	2,95	18,6	47,42	88,88	133,3	171,8	198	207,3	198	171,8	133,3	88,88	47,42	18,6	2,95	0	0	0	0	0

ZONA III

ZONA III	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0,06	0,15	0,23	0,29	0,31	0,29	0,23	0,15	0,06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0,02	0,13	0,24	0,34	0,41	0,44	0,41	0,34	0,24	0,13	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0,1	0,23	0,36	0,48	0,56	0,59	0,56	0,48	0,36	0,23	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0,06	0,2	0,35	0,5	0,62	0,71	0,74	0,71	0,62	0,5	0,35	0,2	0,06	0	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0,01	0,12	0,25	0,39	0,53	0,65	0,73	0,75	0,73	0,65	0,53	0,39	0,25	0,12	0,01	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,04	0,16	0,31	0,46	0,61	0,74	0,82	0,85	0,82	0,74	0,61	0,46	0,31	0,16	0,04	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,03	0,17	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,96	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,17	0,03	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0,11	0,27	0,45	0,63	0,78	0,88	0,91	0,88	0,78	0,63	0,45	0,27	0,11	0	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0,02	0,15	0,31	0,47	0,61	0,7	0,73	0,7	0,61	0,47	0,31	0,15	0,02	0	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0,05	0,17	0,31	0,42	0,5	0,53	0,5	0,42	0,31	0,17	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0,09	0,19	0,28	0,35	0,37	0,35	0,28	0,19	0,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0,05	0,13	0,22	0,27	0,29	0,27	0,22	0,13	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,01	0,05	0,14	0,27	0,4	0,52	0,6	0,62	0,6	0,52	0,4	0,27	0,14	0,05	0,01	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	2,5	19,45	51,42	97,72	146,6	189	217,8	228	217,8	189	146,6	97,72	51,42	19,45	2,5	0	0	0	0	0

ZONA IV

ZONA IV	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0,1	0,23	0,34	0,43	0,46	0,43	0,34	0,23	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0,04	0,19	0,34	0,48	0,58	0,61	0,58	0,48	0,34	0,19	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0,11	0,26	0,42	0,55	0,64	0,67	0,64	0,55	0,42	0,26	0,11	0	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0,06	0,19	0,35	0,5	0,63	0,72	0,75	0,72	0,63	0,5	0,35	0,19	0,06	0	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0,13	0,28	0,44	0,6	0,74	0,83	0,86	0,83	0,74	0,6	0,44	0,28	0,13	0	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,03	0,16	0,31	0,47	0,63	0,76	0,85	0,88	0,85	0,76	0,63	0,47	0,31	0,16	0,03	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,02	0,16	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,97	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,16	0,02	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0,09	0,25	0,43	0,6	0,74	0,84	0,88	0,84	0,74	0,6	0,43	0,25	0,09	0	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0,02	0,16	0,32	0,49	0,63	0,73	0,76	0,73	0,63	0,49	0,32	0,16	0,02	0	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0,06	0,2	0,35	0,49	0,58	0,61	0,58	0,49	0,35	0,2	0,06	0	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0,11	0,24	0,35	0,43	0,46	0,43	0,35	0,24	0,11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0,08	0,2	0,31	0,38	0,41	0,38	0,31	0,2	0,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,05	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,05	0	0	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	1,5	18,55	52,86	105,5	160,8	209	241,8	253,4	241,8	209	160,8	105,5	52,86	18,55	1,5	0	0	0	0	0

ZONA V

ZONA V	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0,01	0,12	0,25	0,36	0,44	0,47	0,44	0,36	0,25	0,12	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0,05	0,19	0,34	0,47	0,56	0,59	0,56	0,47	0,34	0,19	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0,13	0,3	0,47	0,63	0,73	0,77	0,73	0,63	0,47	0,3	0,13	0	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0,05	0,2	0,38	0,55	0,7	0,79	0,83	0,79	0,7	0,55	0,38	0,2	0,05	0	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0,11	0,28	0,46	0,64	0,79	0,89	0,93	0,89	0,79	0,64	0,46	0,28	0,11	0	0	0	0	0	0	0

Con los valores de la tabla se calcularon las producciones horarias del parque fotovoltaico, replicando los valores en las horas correspondientes de cada mes y se obtuvo el precio capturado solar para cada año aplicando la fórmula:

$$\pi CapSolar(\text{año } a) = \frac{\Sigma(\text{Producción solar}(hora\ h) * \pi m(hora\ h))}{\Sigma(\text{Producción solar}(hora\ h))}$$

y el factor de apuntamiento:

$$Apuntamiento\ Solar\ (\text{año } a) = \frac{\pi CapSolar(\text{año } a)}{Precio\ medio\ aritmético\ (\text{año } a)}$$

Para el caso de la tecnología eólica, el proceso fue el mismo, salvo que los datos de producción se obtuvieron de las producciones desde el año 2015 hasta el año 2018, ya que durante ese periodo de tiempo, la instalación de potencia eólica se mantuvo prácticamente constante y los factores de carga horarios (el cociente entre la producción horaria de cada hora del año y la potencia total instalada eólica en España) fácilmente comparables. Una vez se obtuvo la producción horaria de los parques, se procedió a realizar. Conocidos los factores horarios de carga y los precios horarios, se aplicó la misma formulación que en el caso de la producción fotovoltaica:

$$\pi CapEólico(\text{año } a) = \frac{\Sigma(\text{Producción eólica}(hora\ h) * \pi m(hora\ h))}{\Sigma(\text{Producción eólica}(hora\ h))}$$

$$Apuntamiento\ Eólico\ (\text{año } a) = \frac{\pi CapEólico(\text{año } a)}{Precio\ medio\ aritmético\ (\text{año } a)}$$

Finalmente, para cada tecnología se tomó como factor de apuntamiento en la aplicación del modelo el promedio de los 18 valores obtenidos para cada uno de ellos.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

	PMA	PV	EO	Apuntamiento PV	Apuntamiento EO
2002	37,395	42,305	37,862	1,131	1,012
2003	29,000	34,240	27,680	1,181	0,954
2004	27,900	30,100	27,630	1,079	0,990
2005	53,700	61,440	52,860	1,144	0,984
2006	50,500	56,990	52,110	1,129	1,032
2007	39,300	42,210	39,410	1,074	1,003
2008	64,400	68,580	64,090	1,065	0,995
2009	37,000	38,420	37,560	1,038	1,015
2010	37,000	39,650	35,070	1,072	0,948
2011	49,900	52,570	49,200	1,054	0,986
2012	47,200	50,310	47,330	1,066	1,003
2013	44,300	46,000	43,120	1,038	0,973
2014	42,100	46,090	39,290	1,095	0,933
2015	50,300	54,090	48,790	1,075	0,970
2016	39,700	39,590	37,770	0,997	0,951
2017	52,200	52,240	52,010	1,001	0,996
2018	57,300	59,600	55,220	1,040	0,964
2019	47,700	49,300	48,310	1,034	1,013

Figura 4: Resumen de los apuntamientos solares y eólicos

De donde “PMA” representa el precio medio aritmético anual de la energía en el mercado, “PV” el precio medio capturado por la energía solar fotovoltaica, “EO” como el precio medio capturado por la energía eólica y “Apuntamiento PV” y “Apuntamiento EO” los factores de apuntamiento de ambas tecnologías respectivamente.

Se puede observar cómo los factores de apuntamiento son o mayor que 1 o inferior a 1, haciendo referencia a si son menores que 1 que la energía renovable en cuestión entraba en las horas más baratas

del año y si son mayores que 1 que la energía renovable en cuestión entraba en las horas más caras del año y por tanto se vendía más caro que la media.

Por tanto, una vez determinados los factores de apuntamiento solar fotovoltaico y eólico calculados con los datos 2002-2019 y puesto que en OMIP existen cotizaciones para el periodo 2024 – 2033, ya es posible simular una subasta con este periodo de validez, determinando los precios capturados por cada tecnología en los años futuros empleando la fórmula ya conocida:

$$\pi CapSolar(\text{año } a) = \text{Apuntamiento Solar Histórico} * PMA_{omip}(\text{año } a)$$

$$\pi CapEólica(\text{año } a) = \text{Apuntamiento Eólico Histórico} * PMA_{omip}(\text{año } a)$$

siendo PMA_{omip} la cotización del producto base en OMIP para los años 2024-2033 y Apuntamiento Histórico, el valor medio de los apuntamientos desde el año 2002 hasta 2019.

5.3 MODELO PROBABILÍSTICO DE PRECIOS

El modelo detallado anteriormente ofrece un solo valor de precio capturado, determinado por dos datos estáticos, el precio medio aritmético de OMIP y el valor histórico del coeficiente de apuntamiento.

Sin embargo, en el modelo de maximización del VAN del sistema es importante saber cuál es la dispersión (volatilidad) de la estimación de precios, pues mayor volatilidad implicaría mayor riesgo y por tanto una mayor tasa de descuento en el cálculo del VAN.

Para abordar el modelo probabilístico, ha sido necesario identificar qué tipo de distribución matemática siguen los precios medios anuales de energía del histórico (año 2002-2019), es decir, una distribución normal, log-normal, chi-cuadrado, etc.

Para ello, ha sido necesario emplear el programa de Minitab. Minitab es un programa que permite ejecutar funciones estadísticas. Pues bien, a la hora de introducir la muestra de 18 valores medios de precios medios que se disponían, la respuesta de Minitab fue que la distribución que más se ajustaba a

la muestra era la log-normal, como se muestra en la siguiente figura. El criterio que se empleo para determinar que función estadística era la que recomendaba el programa, la cual era la siguiente.

“Los valores más bajos de AD indican un mejor ajuste. Sin embargo, para comparar qué tan bien se ajustan las diferentes distribuciones a los datos, debe evaluar el valor p, como se describe a continuación. Es conveniente un valor p alto. Por lo general, es válido comparar los valores p entre las distribuciones y seleccionar el más alto. Un valor p bajo (por ejemplo, < 0.05) indica que los datos no siguen esa distribución.” [6]

Prueba de bondad del ajuste

Distribución	AD	P
Normal	0,277	0,617
Transformación Box-Cox	0,226	0,789
Lognormal	0,180	0,903
Lognormal de 3 parámetros	0,189	*
Exponencial	5,390	<0,003
Exponencial de 2 parámetros	1,376	0,020
Weibull	0,377	>0,250
Weibull de 3 parámetros	0,229	>0,500
Valor extremo más pequeño	0,844	0,025
Valor extremo por máximos	0,212	>0,250
Gamma	0,187	>0,250
Gamma de 3 parámetros	0,205	*
Logística	0,221	>0,250
Loglogística	0,190	>0,250
Loglogística de 3 parámetros	0,195	*

Figura 5: Resultados de prueba de bondad del ajuste de Minitab

Una vez había quedado determinada la distribución que seguían los precios medios de energía en España, se procedió a realizar el modelo probabilístico en Excel. Para ello se siguieron los siguientes pasos.

En primer lugar, se generaron 100 valores aleatorios con la función “*Inv.lognormal*” en *Excel*. Esta función, tiene dos valores de entrada para generar números de forma aleatoria. Estos inputs, se corresponden con el logaritmo del valor medio del precio medio de la energía en España en los años 2024-2033 calculados anteriormente como se muestra en la figura 6 y la desviación histórica que siguen los precios medios de energía desde el año 2002 hasta el año 2019.

El resultado fue el siguiente:

AÑOS	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	PMA	PMA	PMA	PMA	PMA	PMA	PMA	PMA	PMA	PMA
	75,62	91,96	74,14	38,95	75,08	53,46	101,38	40,17	49,53	39,95
	75,56	55,86	53,13	47,37	76,40	42,72	29,53	33,32	28,57	30,83
	134,56	33,66	49,14	117,22	66,13	95,12	22,44	49,47	22,54	56,07
	69,46	54,88	96,51	45,41	41,60	34,59	35,30	45,37	58,75	49,40
	62,91	70,01	33,75	102,75	86,46	59,32	71,57	42,13	29,56	36,07
	43,61	63,06	21,94	79,31	27,08	46,53	94,55	69,02	27,48	28,12
	103,76	68,56	67,79	69,61	76,89	58,45	50,84	44,59	64,47	55,18
	116,97	67,63	128,11	37,81	46,13	51,04	17,51	55,76	25,73	50,05
	100,10	78,57	56,18	61,30	63,20	59,55	56,51	77,68	36,11	46,88
	94,65	80,04	61,84	48,05	62,92	66,62	46,11	34,73	41,34	59,79
	48,57	93,37	31,02	40,43	109,01	24,44	57,34	36,83	63,95	16,83
	67,81	52,34	81,69	102,99	42,60	23,78	49,76	51,97	33,04	31,38
	153,70	69,46	48,54	92,60	43,64	83,04	20,49	19,49	97,06	41,29
	110,54	93,26	53,93	63,58	70,07	33,88	44,38	53,36	97,26	59,13
	48,28	80,36	80,31	66,19	49,25	74,12	52,89	37,23	74,34	57,77
	83,90	48,60	64,30	83,44	70,48	44,51	59,53	48,86	55,36	36,38
	58,08	46,92	82,24	81,04	81,57	23,91	48,30	62,00	32,11	31,91
	179,06	106,97	81,77	67,73	73,90	35,49	41,64	65,46	35,46	62,99
	134,44	63,12	70,00	76,34	22,36	23,83	63,90	54,48	31,55	13,26
	135,22	47,44	84,77	58,48	22,45	48,47	59,82	38,77	52,58	65,69
	178,36	86,61	104,25	37,52	43,02	50,43	50,67	25,65	51,24	33,88
	158,65	99,25	77,98	66,94	67,62	62,23	78,71	22,15	28,12	34,61
	135,32	38,33	39,65	52,29	59,53	20,01	129,76	17,79	27,59	54,65
	48,84	66,05	69,00	37,59	33,05	76,79	45,56	30,43	27,09	33,25

Figura 6: Ilustración de 100 valores para cada año futuro que siguen la distribución lognormal.

Seguidamente, era necesario obtener los apuntamientos fotovoltaicos y eólicos medios de cada año. Para ello, se estimó la correlación entre dichos apuntamientos y los precios del mercado, empleando la fórmula de “*Estimacion.lineal*” de nuevo en *Excel*, la cual te devolvía los parámetros de una recta típica “ $y=mx+b$ ”. Siendo “*y*” el apuntamiento y “*x*” el precio medio anual. Esta función demandaba dos rangos de valores de entrada. Los cuales eran por un lado los precios medios anuales calculados 2002 -2019 y por otro lado los valores medio de apuntamientos solares y eólicos de los mismos años.

De esta forma, los resultados fueron los siguientes:

- M solar = -0,00052811
- B solar = 1,10128791
- M eólico = 0,001053169
- B eólico = 0,953420528

Una vez se conocían los parámetros de la recta se estimaron los factores de apuntamiento, correspondientes a cada uno de los 100 valores de PMA generados en la figura 7.

A continuación, se muestran en las siguientes dos imágenes los apuntamientos solares primero y seguidamente los apuntamientos eólicos.

AÑOS	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	PMA									
	1,06	1,05	1,06	1,08	1,06	1,07	1,05	1,08	1,08	1,08
	1,06	1,07	1,07	1,08	1,06	1,08	1,09	1,08	1,09	1,09
	1,03	1,08	1,08	1,04	1,07	1,05	1,09	1,08	1,09	1,07
	1,06	1,07	1,05	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,08
	1,07	1,06	1,08	1,05	1,06	1,07	1,06	1,08	1,09	1,08
	1,08	1,07	1,09	1,06	1,09	1,08	1,05	1,06	1,09	1,09
	1,05	1,07	1,07	1,06	1,06	1,07	1,07	1,08	1,07	1,07
	1,04	1,07	1,03	1,08	1,08	1,07	1,09	1,07	1,09	1,07
	1,05	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,08	1,08
	1,05	1,06	1,07	1,08	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,07
	1,08	1,05	1,08	1,08	1,04	1,09	1,07	1,08	1,07	1,09
	1,07	1,07	1,08	1,05	1,08	1,09	1,08	1,07	1,08	1,08
	1,02	1,06	1,08	1,05	1,08	1,06	1,09	1,09	1,05	1,08
	1,04	1,05	1,07	1,07	1,06	1,08	1,08	1,07	1,05	1,07
	1,08	1,06	1,06	1,07	1,08	1,06	1,07	1,08	1,06	1,07
	1,06	1,08	1,07	1,06	1,06	1,08	1,07	1,08	1,07	1,08
	1,07	1,08	1,06	1,06	1,06	1,09	1,08	1,07	1,08	1,08
	1,01	1,04	1,06	1,07	1,06	1,08	1,08	1,07	1,08	1,07
	1,03	1,07	1,06	1,06	1,09	1,09	1,07	1,07	1,08	1,09
	1,03	1,08	1,06	1,07	1,09	1,08	1,07	1,08	1,07	1,07
	1,01	1,06	1,05	1,08	1,08	1,07	1,07	1,09	1,07	1,08
	1,02	1,05	1,06	1,07	1,07	1,07	1,06	1,09	1,09	1,08
	1,03	1,08	1,08	1,07	1,07	1,09	1,03	1,09	1,09	1,07

Figura 7: Ilustración de los 100 valores de apuntamiento solar por año

AÑOS	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	Apt EO									
	1,03	1,05	1,03	0,99	1,03	1,01	1,06	1,00	1,01	1,00
	1,03	1,01	1,01	1,00	1,03	1,00	0,98	0,99	0,98	0,99
	1,10	0,99	1,01	1,08	1,02	1,05	0,98	1,01	0,98	1,01
	1,03	1,01	1,06	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	1,02	1,01
	1,02	1,03	0,99	1,06	1,04	1,02	1,03	1,00	0,98	0,99
	1,00	1,02	0,98	1,04	0,98	1,00	1,05	1,03	0,98	0,98
	1,06	1,03	1,02	1,03	1,03	1,01	1,01	1,00	1,02	1,01
	1,08	1,02	1,09	0,99	1,00	1,01	0,97	1,01	0,98	1,01
	1,06	1,04	1,01	1,02	1,02	1,02	1,01	1,04	0,99	1,00
	1,05	1,04	1,02	1,00	1,02	1,02	1,00	0,99	1,00	1,02
	1,00	1,05	0,99	1,00	1,07	0,98	1,01	0,99	1,02	0,97
	1,02	1,01	1,04	1,06	1,00	0,98	1,01	1,01	0,99	0,99
	1,12	1,03	1,00	1,05	1,00	1,04	0,98	0,97	1,06	1,00
	1,07	1,05	1,01	1,02	1,03	0,99	1,00	1,01	1,06	1,02
	1,00	1,04	1,04	1,02	1,01	1,03	1,01	0,99	1,03	1,01
	1,04	1,00	1,02	1,04	1,03	1,00	1,02	1,00	1,01	0,99
	1,01	1,00	1,04	1,04	1,04	0,98	1,00	1,02	0,99	0,99
	1,14	1,07	1,04	1,02	1,03	0,99	1,00	1,02	0,99	1,02
	1,10	1,02	1,03	1,03	0,98	0,98	1,02	1,01	0,99	0,97
	1,10	1,00	1,04	1,02	0,98	1,00	1,02	0,99	1,01	1,02
	1,14	1,04	1,06	0,99	1,00	1,01	1,01	0,98	1,01	0,99
	1,12	1,06	1,04	1,02	1,02	1,02	1,04	0,98	0,98	0,99
	1,10	0,99	1,00	1,01	1,02	0,97	1,09	0,97	0,98	1,01
	1,00	1,02	1,03	0,99	0,99	1,03	1,00	0,99	0,98	0,99
	1,03	1,05	1,08	1,06	1,02	1,00	1,02	1,07	1,04	1,01

Figura 8: Figura 9: Ilustración de los 100 valores de apuntamiento eólico por año

El siguiente paso que se siguió fue el de realizar el producto del apuntamiento solar por el precio medio aritmético de la energía. Es decir, multiplicar la tabla correspondiente a la figura 9 con las tablas de las figuras 10 y 11. El resultado daría lugar a 1000 valores de precios capturados solares y 1000 valores de precios capturados eólicos, ya que recordemos que el precio capturado por la energía solar y eólica es el precio medio aritmético de venta de energía en el mercado por el factor de apuntamiento correspondiente.

Los resultados fueron los siguientes:

AÑOS	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	P CAP	P CAP	P CAP	P CAP	P CAP	P CAP				
	80,26	96,81	78,75	42,09	79,71	57,36	106,22	43,39	53,25	43,15
	80,19	59,87	57,02	50,98	81,06	46,08	32,06	36,11	31,04	33,45
	138,63	36,47	52,85	121,83	70,52	99,98	24,45	53,19	24,55	60,09
	73,95	58,85	101,37	48,92	44,89	37,47	38,22	48,88	62,88	53,11
	67,19	74,51	36,56	107,58	91,27	63,47	76,11	45,46	32,10	39,03
	47,03	67,35	23,91	84,02	29,43	50,10	99,41	73,50	29,87	30,55
	108,59	73,02	72,23	74,10	81,56	62,56	54,62	48,06	68,80	59,16
	121,59	72,07	132,42	40,89	49,67	54,83	19,12	59,77	27,99	53,79
	104,95	83,27	60,21	65,53	67,49	63,71	60,55	82,36	39,08	50,47
	99,51	84,76	66,09	51,70	67,20	71,02	49,66	37,61	44,62	63,96
	52,24	98,22	33,66	43,67	113,78	26,60	61,41	39,84	68,27	18,38
	72,25	56,19	86,44	107,82	45,96	25,89	53,49	55,81	35,82	34,04
	156,79	73,95	52,22	97,45	47,05	87,81	22,35	21,26	101,92	44,57
	115,28	98,11	57,86	67,88	74,57	36,71	47,83	57,26	102,12	63,27
	51,94	85,09	85,04	70,58	52,96	78,73	56,77	40,27	78,95	61,86
	88,68	52,28	68,63	88,21	75,00	47,97	63,68	52,55	59,35	39,37
	62,18	50,51	87,00	85,78	86,32	26,03	51,96	66,25	34,82	34,61
	180,26	111,76	86,52	72,17	78,50	38,42	44,95	69,82	38,38	67,27
	138,51	67,41	74,50	80,99	24,37	25,94	68,21	58,43	34,22	14,51
	139,26	51,05	89,56	62,60	24,46	52,13	63,99	41,90	56,44	70,06
	179,63	91,42	109,07	40,57	46,40	54,20	54,44	27,91	55,05	36,70
	161,43	104,10	82,67	71,36	72,06	66,49	83,41	24,13	30,55	37,48
	139,35	41,44	42,83	56,14	63,68	21,83	134,01	19,42	29,99	58,61
	52,53	70,44	73,47	40,65	35,82	81,45	49,07	33,02	29,44	36,04

Figura 10: Ilustración de los 1000 valores de precio capturado por la energía solar en los años 2024-2033

AÑOS	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	P CAP	P CAP								
	78,12	96,59	76,47	38,73	77,52	53,98	107,48	40,00	49,81	39,77
	78,05	56,54	53,63	47,53	78,99	42,65	29,07	32,94	28,10	30,39
	147,36	33,28	49,40	126,23	67,66	100,22	21,93	49,74	22,02	56,77
	71,31	55,49	101,83	45,46	41,48	34,24	34,97	45,42	59,65	49,66
	64,14	71,91	33,37	109,08	90,31	60,26	73,63	42,04	29,11	35,76
	43,59	64,31	21,42	82,24	26,59	46,64	99,56	70,82	27,00	27,65
	110,27	70,32	69,47	71,47	79,54	59,32	51,19	44,61	65,84	55,81
	125,93	69,30	139,43	37,56	46,22	51,41	17,02	56,44	25,23	50,35
	105,99	81,41	56,89	62,40	64,46	60,51	57,24	80,41	35,80	47,02
	99,68	83,06	62,99	48,24	64,16	68,19	46,20	34,38	41,21	60,77
	48,79	98,20	30,59	40,27	116,45	23,93	58,13	36,54	65,28	16,34
	69,49	52,78	84,92	109,36	42,53	23,27	50,05	52,39	32,66	30,96
	171,42	71,31	48,77	97,32	43,61	86,43	19,98	18,98	102,46	41,16
	118,26	98,07	54,48	64,87	71,98	33,52	44,38	53,87	102,69	60,06
	48,49	83,42	83,36	67,72	49,51	76,45	53,37	36,96	76,69	58,59
	87,41	48,83	65,66	86,88	72,43	44,52	60,49	49,10	56,01	36,08
	58,92	47,05	85,54	84,18	84,78	23,40	48,51	63,16	31,70	31,50
	204,48	114,04	85,01	69,41	76,21	35,16	41,53	66,92	35,13	64,23
	147,21	64,37	71,90	78,92	21,85	23,31	65,22	55,07	31,13	12,83
	148,17	47,60	88,39	59,36	21,94	48,68	60,80	38,55	53,04	67,17
	203,56	90,47	110,84	37,25	42,96	50,76	51,01	25,15	51,62	33,51
	177,77	105,00	80,76	68,54	69,29	63,41	81,56	21,63	27,64	34,26
	148,30	38,09	39,45	52,73	60,49	19,50	141,45	17,29	27,11	55,25
	49,08	67,57	70,80	37,32	32,66	79,42	45,62	29,99	26,60	32,87
	72,41	95,91	129,37	109,75	59,92	46,38	68,38	113,71	87,57	55,82
	74,07	49,98	100,22	47,43	79,02	46,38	43,78	71,27	65,61	76,58
	102,86	140,07	152,15	88,81	29,74	56,50	56,54	64,85	73,64	83,44
	133,92	79,53	41,83	61,58	104,90	131,23	77,60	15,08	45,93	19,33
	101,43	94,36	69,61	78,64	43,42	43,24	33,78	44,82	66,54	57,87
	125,02	68,17	51,17	63,22	28,38	58,81	52,06	41,52	45,22	38,28

Figura 11: Ilustración de los 1000 valores de precio capturado por la energía eólica en los años 2024-2033

El siguiente paso fue el de calcular los ingresos descontados asociados a cada precio capturado en cada tecnología. Para ello, se aplicó la siguiente fórmula:

$$Ingresos = \frac{\pi CapTec(año a) * Horas \text{ M}{\acute{a}}ximas de Producci3n}{(1 + r)^n}$$

- Donde $\pi CapTec$ hace referencia al precio capturado por cada tecnología.
- Donde horas m{aximas de producci3n hace referencia a 1500 horas en el caso de la tecnolog{ia solar y 2200 horas en el caso de la tecnolog{ia e3lica. Dichos valores son los establecidos en la subasta de enero de 2021 en Espa{na.

- Donde r hace referencia a una tasa de descuento establecida del 3%, pero que es libre de variar en función del tipo de escenario que se quiera simular.
- Y donde n hace referencia al número de años de 1 a 10 siendo 1 el año 2024 y 10 el año 2033.

El resultado fue el siguiente en el caso fotovoltaico primero y seguidamente eólico:

AÑOS	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	Ingresos PV									
	116881,38	136882,15	108095,02	56093,68	103136,92	72060,85	129551,82	51377,78	61221,74	48165,50
	116786,44	84646,18	78270,35	67946,63	104878,75	57892,55	39098,28	42759,05	35680,06	37334,74
	201884,04	51560,19	72543,12	162368,97	91249,77	125597,37	29819,54	62978,66	28228,38	67068,25
	107691,17	83203,41	139151,46	65194,85	58089,69	47064,55	46617,54	57875,21	72288,37	59279,01
	97845,31	105349,94	50188,78	143374,90	118100,42	79734,87	92827,89	53831,20	36898,08	43566,16
	68486,92	95223,66	32815,92	111980,73	38080,84	62933,03	121238,11	87029,60	34336,27	34102,64
	158133,52	103247,16	99149,89	98761,81	105528,15	78590,94	66620,53	56905,64	79097,25	66029,83
	177075,54	101894,49	181774,22	54493,99	64273,81	68884,83	23323,47	70773,23	32177,77	60039,94
	152838,71	117732,13	82649,01	87329,33	87330,95	80031,50	73844,86	97520,51	44926,65	56334,92
	144918,51	119845,59	90715,75	68900,63	86950,38	89216,92	60561,37	44536,23	51296,65	71386,38
	76084,12	138871,44	46202,44	58194,99	147216,29	33409,43	74898,54	47177,99	78479,41	20514,66
	105219,31	79449,42	118661,14	143694,13	59468,10	32527,06	65241,65	66081,20	41174,22	37994,56
	228333,58	104556,87	71679,39	129880,21	60881,86	110308,43	27253,38	25179,41	117165,15	49748,33
	167883,51	138714,98	79423,99	90470,25	96492,72	46116,03	58336,08	67802,43	117396,63	70620,64
	75640,80	120306,62	116733,68	94059,91	68523,64	98898,12	69240,00	47685,01	90760,28	69041,52
	129149,10	73914,55	94210,54	117561,97	97038,89	60258,61	77672,40	62223,90	68225,94	43939,74
	90548,50	71411,46	119426,99	114324,79	111694,17	32704,50	63374,09	78446,62	40030,06	38625,10
	262516,94	158017,66	118773,82	96178,19	101576,81	48263,87	54819,08	82678,90	44128,08	75085,98
	201714,93	95307,43	102265,03	107940,62	31526,43	32585,36	83193,14	69190,69	39341,02	16194,45
	202799,61	72182,03	122938,96	83429,52	31647,62	65493,01	78044,20	49615,78	64885,87	78196,83
	261589,99	129253,70	149724,60	54071,63	60034,35	68084,47	66399,60	33043,66	63281,59	40967,41
	235087,91	147180,47	113482,29	95099,92	93237,03	83524,73	101725,27	28572,80	35117,98	41832,83
	202941,53	58585,11	58795,50	74818,26	82402,25	27421,74	163445,22	23000,71	34473,96	65417,99
	76493,42	99596,28	100853,07	54170,76	46343,39	102325,40	59853,65	39104,54	33850,35	40222,35
	109191,98	136037,16	170737,38	144136,03	81694,31	62609,93	86838,53	132012,17	102119,72	66030,82
	111441,44	75529,84	137245,68	67819,58	104912,86	62600,67	57594,05	87524,17	78840,11	87998,06
	148922,07	187947,02	195360,63	119859,54	42394,78	75153,08	73020,09	80351,65	87513,46	94996,19
	186465,13	115311,12	62117,62	86274,20	134590,12	158139,59	97305,82	20132,33	56777,82	24157,31
	147124,84	134113,03	99325,52	107605,89	60632,53	58631,93	45107,33	57160,04	79861,90	68256,76

Figura 12: Ilustración que resume los ingresos fotovoltaicos en los años 2024-2033

AÑOS	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	Ingresos EO									
	166856,39	200293,93	153967,00	75702,34	147115,16	99451,08	192266,18	69469,66	83983,86	65103,81
	166704,70	117250,99	107966,18	92899,30	149899,14	78587,45	52000,19	57205,43	47383,62	49755,39
	314752,41	69015,88	99455,11	246729,23	128399,75	184656,42	39223,86	86385,47	37136,53	92932,56
	152304,74	115079,65	205011,34	88867,81	78718,01	63089,93	62559,74	78885,49	100578,08	81301,78
	137003,90	149117,77	67189,47	213216,73	171385,57	111035,49	131705,37	73007,72	49076,70	58533,96
	93097,33	133364,82	43131,21	160757,66	50454,03	85932,89	178093,64	123001,61	45521,65	45257,04
	235521,37	145819,95	139868,79	139708,63	150939,83	109295,80	91573,73	77471,04	111017,18	91368,57
	268978,60	143705,97	280714,20	73414,72	87709,32	94715,54	30443,27	98020,12	42543,80	82427,80
	226391,85	168824,38	114541,99	121980,15	122336,94	111487,34	102391,36	139652,28	60365,97	76965,78
	212912,89	172237,72	126814,64	94302,53	121750,96	125631,63	82640,99	59713,47	69484,82	99481,02
	104217,70	203633,72	61591,86	78719,25	220987,45	44082,90	103984,49	63461,57	110062,63	26748,24
	148435,50	109459,57	170962,69	213768,64	80711,51	42874,91	89529,75	90990,30	55061,47	50678,30
	366132,47	147872,34	98180,33	190231,21	82762,44	159252,44	35739,21	32967,80	172760,70	67382,73
	252585,50	203370,56	109692,88	126807,54	136593,71	61750,47	79392,07	93559,89	173154,39	98314,48
	103564,22	172984,25	167834,31	132364,62	93959,91	140863,21	95474,95	64183,68	129314,75	95916,04
	186695,66	101250,77	132195,96	169826,15	137452,78	82024,99	108197,35	85270,45	94433,42	59064,71
	125853,81	97568,47	172209,21	164553,06	160896,16	43117,64	86771,88	109689,77	53453,89	51561,72
	436760,51	236479,78	171145,97	135664,04	144630,72	64787,70	74291,66	116219,36	59232,95	105149,39
	314432,63	133493,81	144748,66	154260,83	41463,98	42954,65	116664,07	95640,18	52487,97	20997,43
	316485,61	98700,08	177951,03	116031,49	41629,03	89695,90	108764,11	66941,58	89427,68	109957,47
	434779,25	187611,11	223161,17	72812,03	81532,19	93527,57	91245,80	43683,31	87038,09	54855,90
	379699,95	217730,83	162585,60	133982,66	131494,36	116831,61	145901,01	37566,52	46604,02	56078,03
	316754,54	78989,26	79434,69	103071,10	114785,96	35933,08	253024,69	30035,07	45712,14	90449,01
	104821,53	140127,50	142532,89	72953,43	61974,20	146336,50	81605,88	52081,72	44849,87	53805,93

Figura 13: Ilustración que resume los ingresos eólicos en los años 2024-2033

El siguiente paso fue el de realizar el promedio de los ingresos por cada simulación, de tal forma que finalmente se tuviesen únicamente 100 valores de ingresos en cada caso de tecnología. Una vez se tenían estos 100 casos, se decidió determinar su media, mediana, percentil 5, percentil 95 y el denominado margen en riesgo. Este último consiste en obtener porcentualmente la diferencia entre la mediana y el percentil 95.

En la siguiente tabla se resumen los valores de cada caso:

Tipo de Energía	Energía Solar	Energía Eólica
Media (€/MW-año)	84280,45	120396,45
Mediana (€/MW-año)	83094,94	117208,52
Percentil 95 (€/MW-año)	68664,09	95866,19
Percentil 5 (€/MW-año)	104186,60	154352,48
Margen en riesgo (%)	17,4	18,2

Tabla 2: Tabla resumen de los valores del modelo probabilístico

Capítulo 6. APLICACIÓN DEL MODELO DEL VAN A DIFERENTES ESCENARIOS

Una vez calculados a partir de la serie histórica los parámetros para el cálculo del VAN, se realiza la simulación de una subasta considerando como precios de oferta los presentados en la subasta multitecnología de enero de 2021, aplicando el modelo determinista.

Como se explicó en el capítulo anterior, para aplicar el criterio de maximización del VAN para el sistema, definido como el flujo de caja proveniente de liquidar horariamente la producción adjudicada por la diferencia entre el precio de adjudicación y el precio de mercado, es preciso realizar una estimación de dicho precio.

Este precio será diferente por tecnología, en tanto que la modulación de la producción de las tecnologías solar y fotovoltaica son diferentes. Al precio de mercado estimado para la liquidación de la energía proveniente de los proyectos adjudicados en la subasta lo denominamos Precio Capturado o Captured Price, término comúnmente utilizado y al cociente entre el Precio Capturado y el Precio Medio de Mercado, lo denominamos factor de apuntamiento de la tecnología.

Así el flujo de caja anual para el sistema proveniente de la liquidación de las subastas será, para cada tecnología:

$$FC \left(\frac{\text{€}}{[MW - \text{año}]} \right) = \frac{\sum_{h=1}^{8760} [\pi m(h) - \pi a] * Pg(h)}{Pot. adj}$$

Siendo:

- $\pi m(h)$ el precio horario del mercado en la hora h
- πa el precio de adjudicación de la oferta
- $Pg(h)$ la producción del parque g en la hora h
- $Pot. adj$ la potencia adjudicada en la subasta.

Suponiendo que los parques de una misma tecnología tienen el mismo patrón de funcionamiento, se puede definir para una tecnología t:

$$\pi Cap(t) = \left[\sum_{h=1}^{h=8760} [\pi m(h)] * Pt(h) \right] / \sum_{h=1}^{h=8760} Pt(h)$$

Y a partir de aquí,

$FC \left(\frac{\text{€}}{[MW-\text{año}]} \right) = [\pi Cap(t) - \pi a] * \left[\frac{\sum_{h=1}^{h=8760} Pt(h)}{P_{adj}} \right]$, es decir, la diferencia entre el precio capturado por la tecnología t en el mercado y el precio de adjudicación por el número de horas equivalentes de producción del parque en un año.

En nuestros ejercicios aplicaremos una tasa de descuento del 3%, que es también parametrizable.

6.1 APLICACIÓN DEL MODELO AL PERIODO 2024-2033

El primer caso es el de aplicar el modelo determinista a los precios de adjudicación mínimo y máximo de la subasta fotovoltaica y eólica. Para ello, haciendo referencia a los resultados de la subasta que están recogidos en el Anexo I del trabajo, se eligieron los siguientes valores.

PV MAX	PV MIN
28,9 (€/MWh)	14,89 (€/MWh)
EO MAX	EO MIN
28,89 (€/MWh)	20,00 (€/MWh)

Tabla 3: Resumen de precios máximos y mínimos de adjudicación en la subasta de enero de 2021

A continuación, se muestra la hoja resumen que se empleará para evaluar los diferentes proyectos adjudicados con el criterio del VAN.

EJEMPLO SUBASTA EO 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Apt. PV	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Apt. EO	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Precio capturado PV										
Precio Adjudicación										
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen unitario (€/MWh)										
Van Promedio (€/MW-año)										
∑VAN (€/MW-año)										
Numero mínimo de horas PV	1500,00									
Numero mínimo de horas EO	2200,00									

Figura 14: Hoja resumen para evaluar proyectos

En primer lugar, cabe destacar que existen filas que están rellenas por números y otras que no. El motivo detrás de esto es que hay valores constantes en todos los casos y otros que varían en función del precio adjudicado, de la tasa de descuento y por supuesto del precio adjudicado en la subasta.

Se procede a explicar una a una todas las filas.

Primeramente, se encuentra la fila con los años 2024 hasta 2033 donde se resumen los 10 próximos años, justo debajo se encuentran los PMA que marca OMIP, los cuales son los mismos que se resumen en la tabla 2 del capítulo anterior. Seguidamente se encuentran dos filas que hacen referencia al apuntamiento fotovoltaico y eólico. Para obtener estos valores que se mantienen constante a lo largo de la fila, se realizó el promedio de los valores de apuntamiento recogidos por cada tecnología en la figura 7, excluyendo los años 2020-2022 porque se dieron situaciones singulares tanto desde la demanda (efecto pandemia), los costes de suministro (efecto de la invasión de Ucrania) y regulatorio (el cap de precios al gas para la producción de electricidad) que podían alterar la serie.

Después, encontramos la última fila rellena de valores que la de precio Capturado PV, dicha fila hace referencia al producto del PMA OMIP con el Apuntamiento PV. Seguidamente se aplica una tasa de descuento a decidir en cada proyecto y que en el caso de este proyecto se decide que sea del 3%. Es importante mencionar que esta tasa de descuento puede variar en función de los criterios de las subastas.

Por último, encontramos dos celdas definidas como producción mínima fotovoltaica y eólica, las cuales son de 1500h y 2200h respectivamente.

Una vez han quedado definidos los valores definidos, se explica ahora las filas vacías. La primera fila vacía es la del precio de adjudicación, en la cual habrá que rellenar los precios de adjudicación que salen de la subasta recogidos en la tabla 3. La última fila disponible es la del Margen Unitario, en la cual se recoge anualmente cual es el valor actual neto del proyecto para el sistema. Por último, se recogen los valores de VAN promedio por año para el consumidor y el del sumatorio total de los VAN de los 10 años de estudio. Siendo el VAN el sumatorio de los flujos de caja descontados al año 1.

Puesto que ya han quedado definidos los parámetros del modelo evaluamos la primera oferta correspondiente a un proyecto fotovoltaico que oferta 28,9 €/MWh.

En la siguiente tabla se recoge el cálculo del VAN.

EJEMPLO SUBASTA PV 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Apt. PV	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Apt. EO	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Precio capturado PV	105,01	77,78	66,52	62,99	55,64	50,05	48,51	47,21	45,88	45,86
Precio Adjudicación	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen unitario (€/MWh)	73,90	46,08	34,43	30,29	23,07	17,71	15,94	14,45	13,01	12,62
Van Promedio (€/MW-año)	42223,53									
ΣVAN (€/MW-año)	422235,32									
Numero minimo de horas PV	1500,00									
Numero minimo de horas EO	2200,00									

Figura 15: Resultados de la subasta fotovoltaica de máximo precio de 2021

A la vista de los resultados, se puede observar como la entrada de este proyecto fotovoltaico al sistema eléctrico español resultaría en un ahorro de 42223,53 €/MW-año para el consumidor del sistema eléctrico.

Seguidamente se procede a realizar el mismo proceso, pero esta vez en el caso del menor precio de adjudicación para la subasta fotovoltaica, es decir 14,89 €/MWh.

EJEMPLO SUBASTA PV 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Apt. PV	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Apt. EO	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Precio capturado PV	105,01	77,78	66,52	62,99	55,64	50,05	48,51	47,21	45,88	45,86
Precio Adjudicación	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen unitario (€/MWh)	87,50	59,28	47,25	42,74	35,15	29,45	27,33	25,51	23,75	23,04
Van Promedio (€/MW-año)	60149,75									
∑VAN (€/MW-año)	601497,53									
Numero minimo de horas PV	1500,00									
Numero minimo de horas EO	2200,00									

Figura 16: Resultados de la subasta fotovoltaica de mínimo precio de 2021

Una vez se han presentado los resultados de aplicar el modelo determinista a los proyectos con el mayor precio de adjudicación y al proyecto con el menor precio de adjudicación, se procede a realizar lo mismo, pero en este caso con la energía eólica.

Se da comienzo con el proyecto eólico con el mayor precio adjudicado en la subasta, el cual resultó tener un precio de adjudicación de 28,89€/MWh.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos al aplicar el modelo.

EJEMPLO SUBASTA EO 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Apt. PV	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Apt. EO	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Precio capturado PV	96,38	71,39	61,05	57,81	51,06	45,93	44,52	43,33	42,10	42,08
Precio Adjudicación	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen unitario (€/MWh)	65,52	40,06	29,43	25,69	19,13	14,27	12,71	11,40	10,13	9,82
Van Promedio (€/MW-año)	52394,83									
ΣVAN (€/MW-año)	523948,26									
Numero mínimo de horas PV	1500,00									
Numero mínimo de horas EO	2200,00									

Figura 17: Resultados de la subasta eólica de máximo precio de 2021

Seguidamente se procede a realizar el mismo proceso, pero en el caso del menor precio de adjudicación de la subasta, que en este caso fue de 20€/MWh.

EJEMPLO SUBASTA EO 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Apt. PV	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Apt. EO	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Precio capturado PV	96,38	71,39	61,05	57,81	51,06	45,93	44,52	43,33	42,10	42,08
Precio Adjudicación	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen unitario (€/MWh)	74,15	48,44	37,57	33,59	26,80	21,72	19,93	18,41	16,94	16,43
Van Promedio (€/MW-año)	69078,20									
ΣVAN (€/MW-año)	690781,97									
Numero mínimo de horas PV	1500,00									
Numero mínimo de horas EO	2200,00									

Figura 18: Resultados de la subasta eólica de mínimo precio de 2021

En base a los resultados, se observa que con los precios de oferta de la subasta de 2021, un proyecto eólico con un precio de adjudicación prácticamente idéntico al de un proyecto fotovoltaico, (28,9€/MWh) un mayor ahorro para el sistema. Esto se debe a que, aunque el margen unitario de la

producción eólica sea inferior al precio capturado por la energía fotovoltaica, el número mínimo de horas de producción eólica es muy superior al de la fotovoltaica.

6.2 APLICACIÓN DEL MODELO CON LAS COTIZACIONES DEL MERCADO DE FUTUROS.

La primera estimación realizada de los precios para el periodo 2024-2033 se ha basado en los valores de apuntamiento históricos de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica registrados en el periodo 2000-2019.

Pero la estimación de precios a futuro debe considerar también la evolución del parque de generación, de los precios de los combustibles y de la demanda, para poder estimar los costes marginales que determinarán los precios de mercado.

Realizar un modelo completo de casación del mercado considerando todos estos elementos excede el alcance de este trabajo.

Sin embargo, es posible realizar aproximaciones con datos públicos que nos permitan realizar el análisis comparativo.

En el caso de la producción solar fotovoltaica, en el mercado ibérico de futuros, OMIP, cotiza un producto, SPEL Futures, que permite negociar un determinado perfil de venta de un parque solar (“zona IV”). Aunque la liquidez de estos productos más allá de un año, los precios que cotizan los creadores de mercado son una referencia para estimar el Precio de Captura en dicho periodo. Los precios estimados a futuro de la energía solar quedan recogidos en el Anexo, con un recuadro naranja que los delimita en la pagina 65.

En este segundo caso, se ha aplicado el mismo modelo de VAN empleado en el caso anterior pero cambiando los valores de apuntamiento solar por los nuevos que salen de hacer el cociente entre los nuevos precios solares a futuros sacados de OMIP y los antiguos PMA de OMIP, los cuales se mantuvieron constantes.

A la hora de determinar que precios de adjudicación se introdujeron en el modelo, se optó por mantener los precios máximos y mínimos de adjudicación de la subasta de enero de 2021 correspondiente únicamente a la tecnología solar, que ya se resumieron en la tabla 3 del apartado anterior.

A continuación se muestran los resultados correspondientes a las ofertas fotovoltaicas.

EJEMPLO SUBASTA FUTURO 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Precio PV a Futuro OMIP	71,20	53,83	43,33	39,83	33,94	28,21	26,76	25,54	24,30	23,28
Apt. PV	0,73	0,74	0,70	0,68	0,65	0,60	0,59	0,58	0,57	0,54
Precio capturado PV	71,20	53,83	43,33	39,83	33,94	28,21	26,76	25,54	24,30	23,28
Precio Adjudicación	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen unitario (€/MWh)	41,07	23,50	13,21	9,71	4,35	-0,58	-1,74	-2,65	-3,53	-4,18
Van Promedio (€/MW-año)	11873,02									
ΣVAN (€/MW-año)	118730,19									
Numero mínimo de horas PV	1500,00									
Numero mínimo de horas EO	2200,00									

Figura 19: Resultados de la subasta fotovoltaica de máximo precio a futuro

EJEMPLO SUBASTA FUTURO 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Precio PV a Futuro OMIP	71,20	53,83	43,33	39,83	33,94	28,21	26,76	25,54	24,30	23,28
Apt. PV	0,73	0,74	0,70	0,68	0,65	0,60	0,59	0,58	0,57	0,54
Precio capturado PV	71,20	53,83	43,33	39,83	33,94	28,21	26,76	25,54	24,30	23,28
Precio Adjudicación	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen unitario (€/MWh)	54,67	36,70	26,03	22,16	16,43	11,16	9,65	8,41	7,21	6,24
Van Promedio (€/MW-año)	29799,24									
ΣVAN (€/MW-año)	297992,41									
Numero mínimo de horas PV	1500,00									
Numero mínimo de horas EO	2200,00									

Figura 20: Resultados de la subasta fotovoltaica de mínimo precio a futuro

De los resultados obtenidos, se puede observar como el VAN promedio disminuye notablemente en este caso respecto al caso histórico, aunque sigue siendo positivo y por ello los consumidores seguirán ahorrándose dinero. Se puede ver incluso que desde hay años en que el VAN resulta negativo, debido a que el precio solar a futuro para el OMIP será en este caso inferior al precio adjudicado en la subasta de 2021.

6.3 APLICACIÓN DEL MODELO CON LOS PRECIOS DEL MERCADO DE CALIFORNIA.

Existe una tercera alternativa para estimar el precio capturado por la producción solar fotovoltaica a futuro y ésta consiste en utilizar la curva de precios de sistemas con una regla de formación de precio similar a la ibérica y con un mix parecido al que se encamina en España.

En el caso de España, podemos decir que existen ciertas similitudes entre el horizonte que plantea el PNIEC y el que actualmente se registra en el estado de California en los Estados Unidos.

Por este motivo se han calculado los factores de apuntamiento que tendría la producción solar fotovoltaica si se registrase en España un patrón de precios como el que se produjo en California en 2022.

A la hora de calcular el apuntamiento solar en California, se aplicó la misma metodología que en el caso 1, donde se empleaban históricos. Se obtuvo primeramente los precios horarios del mercado en California en 2022, la producción solar horaria en California y se realizó el producto entre estos valores.

Una vez se realizó el suma producto de estos valores, se realizó el cociente entre el resultado y la suma de la producción total fotovoltaica en el año 2022. De esta forma se disponía ya del precio medio de la energía solar en ese año. Una vez se disponía de ese dato, se realizó el cociente entre ese número y el precio medio anual de energía en California.

Los resultados fueron los siguientes:

- Precio medio energía solar en California 2022: 67,45€/MWh
- Precio medio energía en California 2022: 78,65€/MWh
- Apuntamiento solar en California 2022: 0,86

El siguiente paso fue el de introducir el apuntamiento solar en el modelo determinista y se mantuvo constante a lo largo de los años, igual que en los casos anteriores. A la hora de introducir los precios

de adjudicación se optó de nuevo por introducir de nuevo los precios máximos y mínimos de adjudicación de la subasta de enero de 2021 correspondiente únicamente a la tecnología solar. Los cuales quedaron resumidos en la tabla 3 del apartado anterior.

En el caso del precio máximo adjudicado de energía solar, que se corresponde con 28,9€/MWh los resultados fueron los siguientes.

EJEMPLO SUBASTA CALIFORNIA 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMIP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Apt. PV	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Precio capturado PV	83,94	62,18	53,17	50,35	44,48	40,01	38,77	37,73	36,67	36,65
Precio Adjudicación	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90	28,90
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen Unitario (€/MWh)	53,44	31,37	22,21	19,06	13,44	9,30	8,03	6,97	5,96	5,77
Van Promedio (€/MW-año)	26330,61									
∑VAN (€/MW-año)	263306,08									
Numero mínimo de horas PV	1500,00									
Numero mínimo de horas EO	2200,00									

Figura 21: Resultados de la subasta fotovoltaica de máximo precio de 2021 en California

En este tercer caso, del apuntamiento solar se encuentra en un valor intermedio entre el caso histórico y el caso a futuro y es por ello que el VAN promedio se encuentra también entre el del primer y el del segundo caso.

Seguidamente se sustituye el precio de adjudicación al precio mínimo adjudicado en la subasta, que se corresponde con 14,89€/MWh. Los resultados son los siguientes.

EJEMPLO SUBASTA CALIFORNIA 2024-2033 MODELO DETERMINISTA

AÑO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PMA OMP	97,88	72,5	62	58,71	51,86	46,65	45,21	44	42,76	42,74
Apt. PV	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Precio capturado PV	83,94	62,18	53,17	50,35	44,48	40,01	38,77	37,73	36,67	36,65
Precio Adjudicación	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89
Tasa descuento	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Margen Unitario (€/MWh)	67,04	44,57	35,03	31,51	25,52	21,04	19,42	18,03	16,69	16,19
Van Promedio (€/MW-año)	44256,83									
∑VAN (€/MW-año)	442568,29									
Numero minimo de horas PV	1500,00									
Numero minimo de horas EO	2200,00									

Figura 22: Resultados de la subasta fotovoltaica de mínimo precio de 2021 en California

Lo mismo ocurre el caso del mínimo precio de adjudicación, el hecho de que el factor de apuntamiento solar sea superior al del caso a futuro pero inferior que en el caso histórico hace que el VAN promedio anual se encuentre en un punto medio de ambos casos.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

Las subastas se han mostrado como un esquema de incentivos para promover la instalación de producción renovable muy versátil, permitiendo alcanzar los diferentes objetivos de las administraciones, como pueden ser la eficiencia en los costes, la competencia, el desarrollo territorial, la segmentación por tecnologías, etc. porque permiten utilizar fórmulas de valoración muy flexibles.

En términos económicos, las subastas siempre han "premiado" los proyectos más baratos, es decir los que ofrecían producción renovable a un precio más bajo, sin embargo, en las subastas en Portugal ya se ha modificado este criterio, midiendo el valor económico de las ofertas en términos del VAN del sistema.

En este proyecto hemos establecido la metodología para aplicar el criterio de maximización del VAN en las subastas de energía renovable multitecnología en España y las hemos aplicado para posibles subastas a celebrar en el periodo 2024-2033.

Las conclusiones son las siguientes:

- Hasta ahora el apuntamiento fotovoltaico y eólico vienen a ser prácticamente iguales, por tanto, los precios capturados por las diferentes tecnologías son similares. Al tener dos precios de captura iguales, al liquidar por diferencias, cuanto menor sea el precio de adjudicación mayor margen unitario se obtiene. Por tanto, los resultados de la subasta de 2021 no deberían haber resultado muy diferentes cambiando el mecanismo de valoración.
- Sin embargo, es previsible un cambio importante en la modulación de los precios a medida que crece la producción renovable y en particular los incrementos de energía solar previstos en el PNIIEC. Para analizar este efecto hemos recurrido a la cotización de los productos de energía solar fotovoltaica en OMIP y a la modulación de precios en el mercado de california en 2022.

-
- De este análisis hemos comprobado que el factor de apuntamiento de la producción solar va a bajar respecto a los valores actuales, y, en consecuencia, el VAN aportado por un proyecto solar se irá reduciendo respecto a los proyectos eólicos, tal como se observa en la figura 24, en que se ve que para los casos que pretenden simular los escenarios del PNIEC, la ventaja de los proyectos eólicos es evidente.
 - También señalaría, que, al igual que ocurre con el factor de apuntamiento por tecnología, la volatilidad de la previsión de ingreso considerando los valores históricos también es similar para ambas tecnologías, lo que no justifica que se apliquen tasas de descuento diferenciadas.
 - Por último y como conclusión principal, el análisis realizado muestra que en el proceso de subastas que probablemente se realicen en España para incorporación renovable a una red altamente ocupada, los mecanismos de asignación en función del valor para el sistema deberían ser considerados.

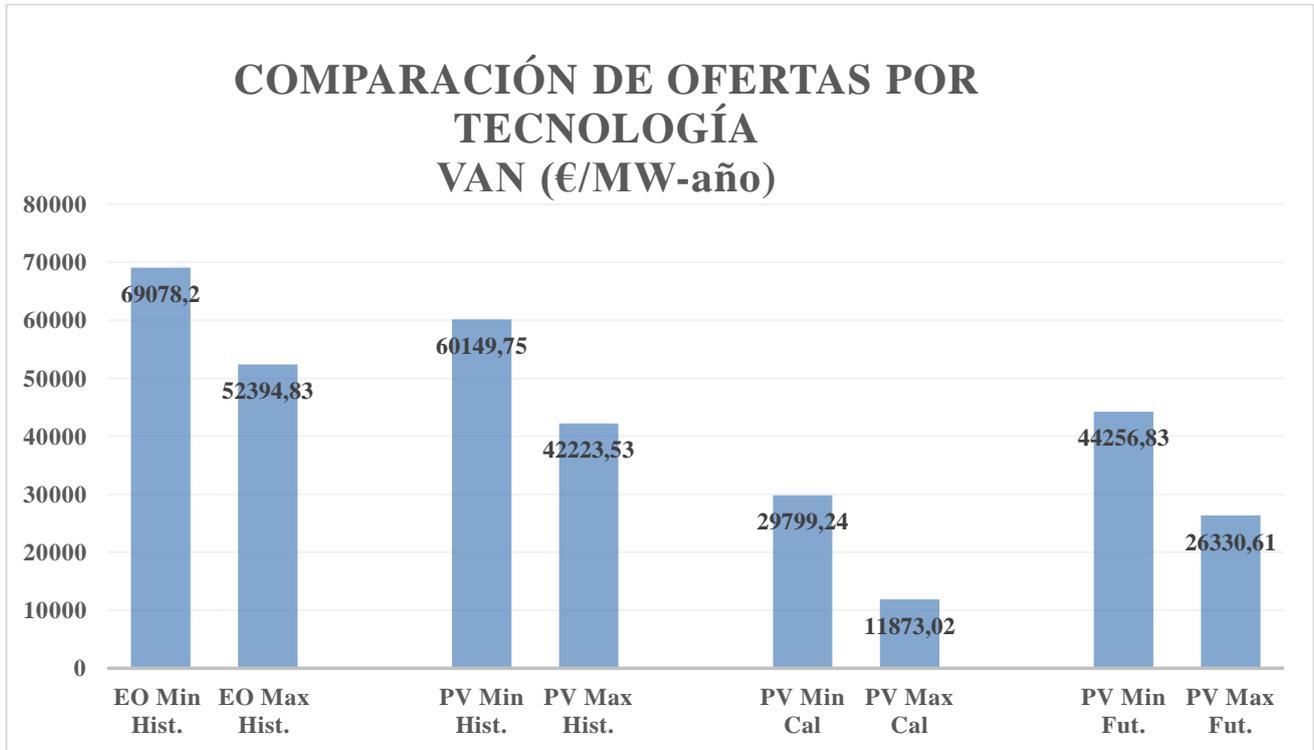


Figura 23: Comparación de ofertas por tecnología y escenario

En relación con próximos pasos que se podrían dar en futuros trabajos, se resumen los siguientes que se consideran más importantes.

- Realizar un modelo de precios más preciso empleando un modelo basado en fundamentales en vez de datos históricos.
- Realizar un análisis estadístico más exhaustivo entre los apuntamientos y los precios medios anuales que permitan ajustar mejor las distribuciones que siguen y su correlación.
- Elaborar un procedimiento de valoración de proyectos de energía renovable que incorporen almacenamiento en batería, con los que se puede desplazar la venta de energía del periodo de producción.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Artículo de el periódico de la energia: Que son y cómo funcionan las subastas de renovables
<https://www.idunn.no/doi/10.18261/9788215055596-2021-13#sec-5>
- [2] Achieving the objectives of renewable energy policy – Insights from renewable energy auction design in Europe
- [3] Auctions for the support of renewable energy in Spain – AURES
http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/10/AURES_II_case_study_Spain.pdf
- [4] Auctions for the support of renewable energy in Portugal – AURES
http://aures2project.eu/wpcontent/uploads/2020/02/AURES_II_case_study_Portugal.pdf
- [5] Annual Report on Market Issues and Performance California
[2022-Annual-Report-on-Market-Issues-and-Performance-Jul-11-2023.pdf](https://www.caiso.com/~/media/CAISO/2023/2023-Annual-Report-on-Market-Issues-and-Performance-Jul-11-2023.pdf) (caiso.com)
- [6] Deteminar distribución estadística en Minitab
<https://blog.minitab.com/es/como-identificar-la-distribucion-de-sus-datos-usando-minitab#:~:text=C%C3%B3mo%20identificar%20la%20distribuci%C3%B3n%20de%20los%20datos,ajustan%20a%2016%20distribuciones%20diferentes.>

ANEXOS

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

1251 *Resolución de 26 de enero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la primera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.*

Esta Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, expone los siguientes

Fundamentos jurídicos que motivan la presente resolución

Primero. El Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica establece un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, denominado régimen económico de energías renovables.

Conforme se indica en su artículo 4, mediante orden ministerial se regulará el mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y las características de dicho régimen económico, pudiendo incluir, entre otros aspectos, las tecnologías, condiciones y garantías para participar en la subasta, el producto a subastar, así como los parámetros y el resto de elementos que configuran y concretan el régimen económico de energías renovables, concluyendo que las subastas serán convocadas mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía.

Asimismo, en sus artículos 10 y 11, el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, dispone, por un lado, que la entidad administradora de la subasta es OMI-Polo Español S.A. (OMIE), y por otro, que la entidad supervisora de la subasta es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Segundo. Al amparo del artículo 4.1 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, se aprobó la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.

Tercero. De acuerdo con el artículo 4.2 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, y el artículo 6 de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, se aprobó la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Conforme se indica en su resuelto tercero, se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de acuerdo con la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que podrá ser aumentado hasta un máximo de 3.180 MW, lo que supone que el porcentaje de exceso de cupo en el procedimiento de casación es del 6%.

Asimismo, esta Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, expone los siguientes

Hechos que motivan la presente Resolución

Primero. El 26 de enero de 2021 se celebró la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Segundo. Con fecha 26 de enero de 2021, la entidad administradora de la subasta puso los resultados provisionales de la misma a disposición de la entidad supervisora de la subasta, conforme se establece en el artículo 7.2.d) de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Tercero. Con fecha 26 de enero de 2021, la entidad supervisora de la subasta emitió el informe sobre la subasta, declarando que ésta se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, conforme se establece en el artículo 7.2.e) de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Cuarto. Con fecha 26 de enero de 2021, la entidad administradora de la subasta remitió los resultados definitivos de la misma a la Dirección General de Política Energética y Minas, a quien corresponde dictar a partir de ellos la resolución por la que se resuelve la subasta, conforme se establece en el artículo 7.2.e) de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Por lo anterior, esta Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 8.11 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, resuelve:

Primero.

Aprobar la relación de ofertas adjudicatarias de la primera subasta para la asignación del régimen económico de energías renovables que figura en el anexo I de la presente Resolución, convocada mediante la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. El anexo II de la presente Resolución recoge los principales parámetros que serán de aplicación a las ofertas adjudicatarias y que han sido establecidos en la normativa de referencia.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 11 de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, los adjudicatarios dispondrán de un plazo de dos meses desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la presente Resolución para presentar la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, de acuerdo con

lo previsto en el artículo 13 de dicha orden y en el resuelto noveno de la Resolución de 10 de diciembre de 2020.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 14.3 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y en el artículo 24.9 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, las solicitudes relativas a los distintos procedimientos relacionados con el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, a través de la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, o directamente a través del siguiente enlace a la aplicación PERSES: <https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/perses/>.

Contra la presente Resolución, que no pone fin a la vía administrativa, cabe interponer recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, de acuerdo con lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 14 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, dicho recurso deberá presentarse exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, a través de la aplicación accesible desde www.miteco.gob.es, en la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, o directamente a través del siguiente enlace:

[https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO/ficha-procedimiento?
procedure_suborg_responsable=206&procedure_id=505&by=type](https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO/ficha-procedimiento?procedure_suborg_responsable=206&procedure_id=505&by=type).

Madrid, 26 de enero de 2021.–El Director General de Política Energética y Minas, Manuel García Hernández.

ANEXO I

Relación de ofertas adjudicatarias de la primera subasta para la asignación del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre

Nombre adjudicatario	CIF adjudicatario	Tecnología	Subgrupo según artículo 2 del Real Decreto 413/2014	Código de la Unidad de Adjudicación	Precio de adjudicación (euros/MWh)	Potencia adjudicada (KW)
AKUO RENOVABLES, S.L.	B67430298	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00017	23,5	50.800
AKUO RENOVABLES, S.L.	B67430298	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00098	27,5	30.400
ALTER ENERSUN, S.A.	A06560627	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00089	26,9	3.220
ALTER ENERSUN, S.A.	A06560627	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00090	26,9	5.000
CANADIAN SOLAR SPAIN, S.L.	B88184460	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00080	25,2	14.000
DESARROLLOS RENOVABLES EOLICOS Y SOLARES, S.L.	B85654234	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00004	19,44	17.000
DOMINION ENERGY, S.L.U.	B95226742	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00076	24,93	45.920
EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.U.	B91115196	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00003	18,99	31.900
EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.U.	B91115196	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00007	20,55	19.600
EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.U.	B91115196	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00022	23,9	10.300
EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.U.	B91115196	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00023	23,9	10.800
EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.U.	B91115196	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00095	27,01	25.800
ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00026	23,98	35.000
ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00077	24,98	35.000
ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00086	25,98	35.000
ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00091	26,98	35.000
ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00102	27,98	35.000
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	B61234613	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00109	28,9	50.000
ENERGY INVESTMENT AND CONSULTANCY, S.L.U.	B98709843	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00078	25	10
ENERGY INVESTMENT AND CONSULTANCY, S.L.U.	B98709843	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00087	26	10

ENERGY INVESTMENT AND CONSULTANCY, S.L.U.	B98709843	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00093	27	10
---	-----------	---------------	-------	----------------	----	----

Nombre adjudicatario	CIF adjudicatario	Tecnología	Subgrupo según artículo 2 del Real Decreto 413/2014	Código de la Unidad de Adjudicación	Precio de adjudicación (euros/MWh)	Potencia adjudicada (KW)
ENGIE ESPAÑA, S.L.U.	B82508441	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00016	23,49	46.200
ENGIE ESPAÑA, S.L.U.	B82508441	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00072	24,49	8.530
ENGIE ESPAÑA, S.L.U.	B82508441	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00083	25,89	30.360
FALCK RENEWABLES POWER 2, S.L.U.	B88401450	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00073	24,79	20.000
FALCK RENEWABLES POWER 3, S.L.U.	B88401443	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00074	24,79	20.000
GARNACHA SOLAR, S.L.	B88184700	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00013	23,11	40.000
GARNACHA SOLAR, S.L.	B88184700	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00018	23,86	40.000
GARNACHA SOLAR, S.L.	B88184700	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00024	23,94	70.000
HANWHA ENERGY CORPORATION EUROPE, S.L.U.	B88195334	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00088	26,77	39.000
HANWHA ENERGY CORPORATION EUROPE, S.L.U.	B88195334	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00100	27,89	47.000
IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	A82104001	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00010	22,87	39.000
IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	A82104001	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00011	22,87	40.000
IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	A82104001	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00012	22,87	24.000
IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	A82104001	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00019	23,87	41.000
IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	A82104001	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00020	23,87	41.000
IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	A82104001	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00021	23,87	35.000
IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	A82104001	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00082	25,87	23.000
IGNIS DESARROLLO, S.L.	B87973327	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00001	14,89	30.000

IGNIS DESARROLLO, S.L.	B87973327	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00002	18,73	45.000
IGNIS DESARROLLO, S.L.	B87973327	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00008	20,91	20.000
IGNIS DESARROLLO, S.L.	B87973327	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00015	23,49	30.000
LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY SP. DEVELOP. S.L.	B88187588	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00025	23,97	5.044
NATURGY RENOVABLES S.L.U	B84160423	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00014	23,45	125.010
NATURGY RENOVABLES S.L.U	B84160423	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00075	24,88	30.000
NATURGY RENOVABLES S.L.U	B84160423	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00081	25,68	41.670
NRG PARK 2017 II, S.L.	B42640888	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00094	27	10.000
PARQUE EOLICO ESCEPAR	A45568680	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00085	25,94	28.800
PARQUE EOLICO PERALEJO	A45568672	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00084	25,94	20.800
PLANTA FOTOVOLTAICA PIRÁMIDES II, S.L.	B88292651	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00079	25	1.000
Q-ENERGY TOROZOS, S.L.	B88627450	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00107	28,7	20.000
RIOS RENOVABLES, S.L.U.	B31745177	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00092	26,99	5
RIOS RENOVABLES, S.L.U.	B31745177	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00097	27,49	5
RIOS RENOVABLES, S.L.U.	B31745177	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00103	27,99	5
RIOS RENOVABLES, S.L.U.	B31745177	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00105	28,24	5

Nombre adjudicatario	CIF adjudicatario	Tecnología	Subgrupo según artículo 2 del Real Decreto 413/2014	Código de la Unidad de Adjudicación	Precio de adjudicación (euros/MWh)	Potencia adjudicada (KW)
RIOS RENOVABLES, S.L.U.	B31745177	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00106	28,49	5
RIOS RENOVABLES, S.L.U.	B31745177	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00108	28,74	5
SOLAR BOLARQUE, S.L.	B87976189	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00096	27,29	40.000
SOLARIA PROMOCIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.L.U.	B87878518	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00101	27,91	100.000

SOLARIA PROMOCIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.L.U.	B87878518	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00104	28,05	80.000
X-ELIO ENERGY, S.L.	B84989508	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00005	19,8	33.300
X-ELIO ENERGY, S.L.	B84989508	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00006	19,8	75.000
X-ELIO ENERGY, S.L.	B84989508	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00009	22,4	42.250
X-ELIO ENERGY, S.L.	B84989508	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00069	24,38	40.000
X-ELIO ENERGY, S.L.	B84989508	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00070	24,38	40.000
X-ELIO ENERGY, S.L.	B84989508	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00071	24,38	40.000
X-ELIO ENERGY, S.L.	B84989508	Fotovoltaica.	b.1.1	UA_21_01_00099	27,8	44.500
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00030	23,86	180.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00031	23,95	25.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00032	24,04	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00033	24,13	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00034	24,22	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00035	24,31	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00036	24,41	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00037	24,5	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00038	24,59	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00039	24,68	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00040	24,77	20.000
CAPITAL ENERGY, S.L.U.	B83410183	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00041	24,86	20.000
EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.U.	B91115196	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00048	24,99	45.000

ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00029	22,88	35.000
ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00047	24,98	35.000
ELAWAN ENERGY, S.L.	B85146215	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00064	27,98	35.000
ENERFÍN SOCIEDAD DE ENERGÍA, S.L.U.	B84220755	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00027	20	10.000
ENERFÍN SOCIEDAD DE ENERGÍA, S.L.U.	B84220755	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00028	20	10.000
ENERFÍN SOCIEDAD DE ENERGÍA, S.L.U.	B84220755	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00043	24,98	5.000
ENERFÍN SOCIEDAD DE ENERGÍA, S.L.U.	B84220755	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00044	24,98	5.000
ENERFÍN SOCIEDAD DE ENERGÍA, S.L.U.	B84220755	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00045	24,98	5.000
ENERFÍN SOCIEDAD DE ENERGÍA, S.L.U.	B84220755	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00046	24,98	5.000

Nombre adjudicatario	CIF adjudicatario	Tecnología	Subgrupo según artículo 2 del Real Decreto 413/2014	Código de la Unidad de Adjudicación	Precio de adjudicación (euros/MWh)	Potencia adjudicada (KW)
EURUS DESAROLLOS RENOVABLES, S.L.U.	B70381090	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00059	26,5	10.000
EURUS DESAROLLOS RENOVABLES, S.L.U.	B70381090	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00060	26,51	4.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00042	24,95	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00049	25,04	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00050	25,13	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00051	25,22	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00052	25,31	20.000

GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00053	25,41	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00054	25,5	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00055	25,59	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00056	25,68	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00057	25,77	20.000
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00058	25,86	16.660
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00061	26,56	1
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00062	27,26	1
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00063	27,96	1
GREEN CAPITAL POWER, S.L.U.	B85945475	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00067	28,66	1
GREENALIA WIND POWER, S.L.U.	B70501473	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00065	28,49	109.300
GREENALIA WIND POWER, S.L.U.	B70501473	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00068	28,89	25.000
NATURGY RENOVABLES, S.L.U	B84160423	Eólica terrestre.	b.2.1	UA_21_01_00066	28,63	37.950
Total.						3.034.178



Market Bulletin / Boletín del Mercado / Boletim do Mercado

2023/06/30

1.3 MIBEL SPEL Solar Futures

Instrument	Nominal Value MWh	FTS										Market Total (excl. OTC)						
		Auction		Trading Session			Closing Orders		Settlement		Auction	Continuous	Energy	Buy+Sell			Open Interest	
		Eq.	Open	High	Low	Last	Bid	Ask	Price	Change				#cont.	#cont.	MWh		#cont.
FTS D Sa01Jul-23	7,91								19,34	-55,41								
FTS D Su02Jul-23	7,91								13,92	-53,79								
FTS D Mo03Jul-23	7,91								91,27	n.a.								
FTS D Tu04Jul-23	7,91								91,77	n.a.								
FTS D We05Jul-23	7,91								91,18	n.a.								
FTS D Th06Jul-23	7,91								92,59	n.a.								
FTS D Fr07Jul-23	7,91								90,51	n.a.								
FTS D Sa08Jul-23	7,91								78,38	n.a.								
FTS D Su09Jul-23	7,91								69,80	n.a.								
FTS WE 01Jul-23	15,82								16,63	-54,60								
FTS WE 08Jul-23	15,82								74,09	n.a.								
FTS Wk27-23	55,37								86,50	2,00								
FTS Wk28-23	55,37								86,50	2,00								
FTS Wk29-23	55,37								86,50	2,00								
FTS Wk30-23	55,37								86,50	2,00								
FTS M Jul-23	245,21						100,00		86,50	2,00								
FTS M Aug-23	210,18								86,33	3,00								
FTS M Sep-23	163,80								89,50	2,50								
FTS M Oct-23	123,07								91,82	2,50								
FTS M Nov-23	81,60								108,48	2,50								
FTS M Dec-23	72,85								118,31	2,50								
FTS Q4-23	277,52								103,67	2,50								
FTS Q1-24	338,22							110,15	98,05	2,87								
FTS Q2-24	602,40								56,42	1,23								
FTS Q3-24	619,19								65,43	-1,87								
FTS Q4-24	277,52								83,42	0,29								
FTS Q1-25	334,35								88,36	0,00								
FTS YR-24	1837,33								71,20	0,35								
FTS YR-25	1833,46								53,83	0,00								
FTS YR-26	1833,46								43,33	-0,63								
FTS YR-27	1833,46								39,83	0,00								
FTS YR-28	1837,33								33,94	0,00								

Page 5 / 22



Market Bulletin / Boletín del Mercado / Boletim do Mercado

2023/06/30

FTS YR-29	1833,46	28,21	0,00
FTS YR-30	1833,46	26,76	0,00
FTS YR-31	1833,46	25,54	0,00
FTS YR-32	1837,33	24,30	0,00
FTS YR-33	1833,46	24,28	0,00
FTS PPA 24/28	9175,04	48,43	-0,06
FTS PPA 25/29	9171,17	39,83	-0,12
FTS PPA 24/33	18346,21	37,13	-0,02

Capítulo 9. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los ODS (Los Objetivos de Desarrollo Sostenible) son una estrategia acordada por líderes de diferentes países para alcanzar un futuro sostenible para las próximas generaciones. La idea en la que se fundamenta este desarrollo sostenible es, la de asegurar que las generaciones actuales puedan satisfacer sus necesidades sin comprometer a las futuras generaciones.

Seguidamente se adjunta una imagen con los ODS:



A continuación, se muestran los objetivos en los que este trabajo tiene mayor relevancia:

Objetivo 7: Garantizar la energía asequible y no contaminante En línea con este objetivo, el proyecto está orientado a una fomentar métodos de valuación de ofertas de energía renovable en subastas.

Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico De acuerdo a el objetivo 8, el desarrollo de los subastas eficientes promoverá la competencia entre las empresas energéticas en optimizar sus parques renovables y hacerlos más eficientes, promoviendo puestos de trabajo.

Objetivo 13: Acción por el clima Finalmente, este trabajo contribuye a la lucha contra el cambio climático ya que apoya una forma de incentivar las energías renovables.