

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Influencia de las subastas de adjudicación de potencia
renovable sobre el diseño de plantas eólicas

Autor: Pedro Lozano Ruiz

Tutor: Javier Serrano González

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Influencia de las subastas de adjudicación de potencia renovable sobre el diseño de plantas eólicas

Autor:

Pedro Lozano Ruiz

Tutor:

Javier Serrano González

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017

Trabajo Fin de Grado: Influencia de las subastas de adjudicación de potencia renovable sobre el
diseño de plantas eólicas

Autor: Pedro Lozano Ruiz

Tutor: Javier Serrano González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

Al P.D.G.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, a los que desde el principio han confiado en mí y han puesto todos los medios, necesarios y no tan necesarios, para que yo esté donde estoy hoy. Gracias papá. Gracias mamá.

Abuela, madrina, hermana. Gracias también. A la primera por seguir ahí, al pie del cañón, y por ser de los mejores ejemplos a seguir; a la segunda por haberme proporcionado de las mejores infancias que se pueda proporcionar a un niño; a la tercera por haber sido la hermana perfecta, con sus broncas y sus momentos de complicidad absoluta, que es de lo que están formados los hermanos.

Por último gracias a mis amigos, a los de siempre, a los que nunca fallan, porque sin vosotros tampoco habría sido posible; y a Milán, de donde me llevo uno de los mejores años de mi vida.

Pedro Lozano Ruiz

Sevilla, 2017

RESUMEN

En el año 2012 desapareció en España el Régimen Especial, por el que las instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos se acogían a un sistema de primas para cubrir los sobrecostes causados por la incapacidad de competir con el resto de tecnologías en el pool eléctrico, para pasar a un sistema de incentivos para nuevas instalaciones basado en subastas de energías renovables a partir de 2013.

En este trabajo se abordarán las ventajas e inconvenientes de este cambio del método de retribución, centrándonos en las instalaciones de energía eólica y en cómo afecta a los aspectos técnico-económicos de las mismas el sistema de subastas actualmente vigente.

En primer lugar, a modo introductorio, se explicará cómo ha ido evolucionando el marco normativo relativo a la generación renovable y cómo está estructurado el sistema eléctrico actual. A continuación, se dedicará un capítulo al funcionamiento del mercado eléctrico español, centrándonos en cómo influye la presencia de las energías renovables en el mismo.

Posteriormente, se expondrán las principales características de las instalaciones eólicas, y junto a ello se presentará un modelo de costes desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory en el año 2003, que utilizaremos para desarrollar dos instalaciones ficticias situadas en territorio español, cada una con un potencial eólico diferente. De esta forma veremos cómo influye en cada una de ellas tanto el sistema de primas anterior a 2012 como el sistema de subastas actual para, finalmente, intentar optimizar la participación de estas instalaciones en este último mediante la modificación de sus parámetros físicos.

ABSTRACT

Renewable energy, cogeneration and waste facilities were included in the Special Regime in Spain until 2012, when it was repealed. These producers were supported by a bonus system to cover the extra costs caused by the inability to compete with other technologies in the electric pool. Instead, a new system of auction-based incentives has been established since 2013.

In this paper, we will discuss the advantages and disadvantages of this change in the remuneration method, focusing on wind energy installations and on how the technical and economic aspects of the wind energy system are affected by the current auction system.

Firstly, in an introductory way, it will be explained how the regulatory framework regarding renewable generation has evolved, and how the current electricity system is structured. Then, a chapter will be dedicated to the operation of the Spanish electric pool, focusing on how the presence of renewable energies influences the final price of electricity.

Subsequently, the main characteristics of wind power plants will be presented, along with a cost model developed by the National Renewable Energy Laboratory in 2003. This model will be used to develop two fictitious wind power plants located in two different municipalities in Spain, and both with a different wind potential. This way, we will be able to see how each of them are influenced by the pre-2012 bonus system and the current auction system. Finally, we will try to optimize the participation of these power plants in the latter, by modifying their physical parameters.

ÍNDICE

Agradecimientos	ix
Resumen.....	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Figuras.....	xvii
Índice de Tablas	xviii
Notación	xix
1 Introducción.....	1
1.1 Evolución del Marco Normativo	1
1.1.1 Situación actual	2
1.2 Estructura del Sistema Eléctrico español	4
1.2.1 Generación	4
1.2.2 Transporte	4
1.2.3 Distribución	5
1.2.4 Comercialización	6
2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico	7
2.1 El Mercado Eléctrico en la Península Ibérica	7
2.1.1 Mercado diario.....	8
2.1.2 Mercado intradiario.....	9
2.2 Influencia de la generación renovable en el mercado eléctrico	10
2.2.1 Efecto de las renovables sobre el precio de la electricidad.....	12
3 Modelo económico de parques eólicos	15
3.1 Componentes y características principales de los aerogeneradores	15
3.1.1 Control de la potencia	17
3.1.2 Palas.....	19
3.1.3 Sistema de tracción y generador eléctrico	19
3.1.4 Torre	19
3.2 Dimensionado.....	20
3.2.1 Potencial eólico y energía anual producida (AEP).....	20
3.2.2 Factor de capacidad (CF)	23
3.3 Modelo de costes	23
3.3.1 Inversión inicial (ICC).....	23
3.3.2 Gastos operacionales (O&M)	24

3.3.3	Coste nivelado de la energía (LCOE).....	25
4	Análisis del diseño del sistema de subasta renovable.....	27
4.1	Funcionamiento del sistema español de subastas renovables	27
4.1.1	Subasta REIBE	28
4.1.2	Subasta IFER I.....	29
4.1.3	Subasta IFER II.....	31
4.2	Rentabilidad de la participación en una subasta IFER.....	32
4.2.1	Selección y comparativa de emplazamientos.....	32
4.2.2	Obtención de los costes y análisis económico.....	34
4.2.3	Aplicación del modelo de subastas IFER	36
4.2.4	Comparación con el antiguo sistema de primas.....	38
4.2.5	Optimización del diseño de la instalación y variación según la subasta IFER	39
5	Conclusiones y líneas futuras.....	43
	Anexo I: Scripts	47
	Anexo II: Hojas de Cálculo.....	51
	Referencias Bibliográficas.....	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Principales compañías de distribución eléctrica en España	5
Figura 2.1: Curvas agregadas de oferta y demanda (01/02/2017, hora 10).	8
Figura 2.2: Curvas agregadas de oferta y demanda (día 0).	10
Figura 2.3: Curvas agregadas de oferta y demanda (día 1).	11
Figura 2.4: Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular en 2016.	12
Figura 2.5: Variación mensual del precio mayorista medio de la electricidad y porcentaje medio de generación renovable en 2015.	12
Figura 2.6: Demanda, precio de la electricidad y generación renovable el 9 de mayo de 2017.....	13
Figura 3.1: Conceptos de aerogeneradores primarios: HAWT y VAWT	16
Figura 3.2: Eficiencia aerodinámica en función del tipo de turbina y del TSR.	17
Figura 3.3: Potencia máxima para cada velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento para $R = 20$ m y $\beta = 0^\circ$	18
Figura 3.4: Curva de potencia de un aerogenerador con velocidad variable y (a) ángulo de paso fijo (b) ángulo de paso variable.....	18
Figura 4.1: Ejemplo de curva de casación de la subasta REIBE.	28
Figura 4.2: Ejemplo de curva de casación de la subasta IFER I.....	30
Figura 4.3: Rosa de los vientos en El Bonillo.....	32
Figura 4.4: Rosa de los vientos en Tarifa.....	32
Figura 4.5: Densidad de probabilidad eólica en Tarifa.....	33
Figura 4.6: Densidad de probabilidad eólica en El Bonillo.	33
Figura 4.7: Variación interanual del precio medio de mercado diario entre 2010 y 2016.	35
Figura 4.8: Potencia del aerogenerador en función del diámetro de las palas.	39
Figura 4.9: Variación de la rentabilidad de los proyectos en función de los resultados de la subasta IFER.	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Potencia instalada por grupo empresarial en enero de 2017.	4
Tabla 3.1: Valores típicos de longitud de rugosidad para distintos terrenos.	21
Tabla 3.2: Correlaciones de costes de los componentes de un aerogenerador.	24
Tabla 3.3: Gastos de operación de referencia para aerogeneradores terrestres.	25
Tabla 3.4: Valores típicos de LCOE, ICC y CF para instalaciones eólicas onshore en Europa.	25
Tabla 4.1: Resultado de la subasta REIBE.	29
Tabla 4.2: Resultado de la subasta IFER I.	31
Tabla 4.3: Resultado de la subasta IFER II.	32
Tabla 4.4: Parámetros eólicos para cada localidad.	33
Tabla 4.5: Resultados de los cálculos del potencial eólico y parámetros utilizados.	34
Tabla 4.6: Parámetros del aerogenerador seleccionado.	34
Tabla 4.7: Resultados de los cálculos en cada localidad.	35
Tabla 4.8: Rentabilidad de los proyectos eólicos en ambas localidades.	36
Tabla 4.9: Perfil utilizado para la subasta IFER.	36
Tabla 4.10: Parámetros retributivos para la eólica con año de explotación 2019.	37
Tabla 4.11: Resultados de la casación.	37
Tabla 4.12: Rentabilidad de los proyectos tras participar en la subasta IFER.	37
Tabla 4.13: Especificaciones de retribución para la energía eólica.	38
Tabla 4.14: Rentabilidad de los proyectos tras acogerse al sistema de primas previo a 2012.	38
Tabla 4.15: Resultados correspondientes al ICC mínimo.	39

NOTACIÓN

AEP	Producción Anual de Energía (Annual Energy Production)
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
BOS	Balance de Planta (Balance Of Station)
CF	Factor de capacidad (Capacity Factor)
CTE	Código Técnico de la Edificación
FCR	Tasa de Interés Fija (Fixed Charge Rate)
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
ICC	Inversión Inicial (Initial Capital Cost)
MT	Media Tensión
O&M	Gastos de Operación y Mantenimiento (Operations and Maintenance)
PB	Tiempo de recuperación (Payback Time)
RD	Real Decreto
RDL	Real Decreto Ley
TCC	Coste Capital de la Turbina (Turbine Capital Cost)
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine

1 INTRODUCCIÓN

DESDE la liberalización del sector eléctrico español en el año 1997, los productores y consumidores de energía han podido apreciar diferentes cambios en el funcionamiento del mismo. Las energías renovables son tecnologías muy variadas, y algunas más evolucionadas que otras. Además, la mayoría son totalmente dependientes del clima, lo que puede derivar en mínimos de producción que afecten directamente a los inversores y a la rentabilidad de sus proyectos. Para combatir estos dos problemas, se ha ido desarrollando una normativa reguladora – en constante modificación – que trata de apoyar la instalación y generación de potencia renovable.

En esta Introducción se enumerarán en primer lugar las diferentes transformaciones que ha sufrido el mercado eléctrico en materia regulatoria, desde su liberalización hasta el día de hoy, centrándonos en las leyes y decretos que más han afectado al mismo para, a continuación, explicar cómo está constituido el Mercado Eléctrico español actualmente.

1.1 Evolución del Marco Normativo

A lo largo de las últimas tres décadas, el marco regulatorio español de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables se ha visto modificado en más de una veintena de ocasiones. Por un lado, se ha puesto de manifiesto el gran interés de la vía normativa para el incentivo de las renovables por parte de los distintos gobiernos, pero también la incertidumbre asociada a un marco normativo inestable. Se pueden apreciar claramente dos etapas dentro del marco regulatorio reciente, prestando atención a los principales hitos normativos que han marcado el desarrollo de la política de energías renovables en España en los últimos años.

El primer período abarca **desde 1990 hasta 2008**, en el que se apreció un fuerte apoyo normativo a las energías renovables. A lo largo del mismo, se aprobó el Plan Energético Nacional (1990-2000), que estableció incentivos para la cogeneración y la producción de energías renovables, impulsada posteriormente por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que permitiría a los productores de energías renovables incorporar su energía excedentaria al sistema de tarifa regulada o participar directamente en el mercado de producción de electricidad.

Se introdujo a su vez otro sistema de incentivos temporales basados en primas a través del RD 2818/1998, que buscaba impulsar el desarrollo de instalaciones del llamado Régimen Especial¹ con el objetivo de una

¹ Dentro del Régimen Especial se incluyen las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y tratamiento de residuos.

cuota mínima de aportación a la demanda energética española del 12% en 2012. Este Régimen Especial sería regulado más tarde mediante el RD 436/2004, que establecería su esquema legal y económico. Así, se permitió a los titulares de instalaciones de energías renovables vender el excedente de energía eléctrica bien a un distribuidor, bien en el mercado eléctrico, ya fuera de forma directa o con un contrato bilateral, obteniendo una remuneración igual a la suma del precio negociado, un incentivo por su participación y una prima.

En el año 2005 se presentó un Plan de Energías Renovables (PER), una modificación del Plan de Fomento de Energías Renovables de 1999, el cual ya incorporaba el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010. En el PER se añadían además dos objetivos comunitarios: alcanzar el 29.4% de generación eléctrica con renovables y el 5.75% de biocarburantes en transporte para 2010. El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), presentado en 2010 según lo establecido en una Directiva del Parlamento Europeo, es el actualmente vigente. Para España, los objetivos se concretan en que las energías renovables representen un 20% del consumo final bruto de energía, con un porcentaje en el transporte del 10%, para el año 2020. Más adelante se comentarán las medidas tomadas para alcanzar estos objetivos.

En 2007, fue aprobado el RD 661/2007, que modificaba el RD 436/2004, estableciendo que la prima recibida por participar en el mercado sería variable en función del precio de mercado, y tendría unos límites superior e inferior (cap & floor). De esta forma se eliminaba cualquier incertidumbre con respecto a la retribución de las plantas fotovoltaicas.

El segundo período abarca **desde 2009 hasta la actualidad**, y a lo largo del mismo se han ido tomando una serie de medidas con el fin de contener el déficit de tarifa, que han limitado el fomento de las energías renovables, paralizando especialmente el sector fotovoltaico.

La Orden Ministerial ITC 1723/2009 estableció actualizaciones de las tarifas y primas de las tecnologías de producción renovable basadas en cogeneración y residuos, mientras que el RD 1614/2010 fijó una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones de producción eólica y solar térmica con derecho a prima.

Mediante el RDL 1/2012, se suspendieron los procesos de preasignación de retribución y se suprimieron los incentivos económicos para nuevas instalaciones que se acogieran al Régimen Especial, y en julio de 2013 se aprobó el RDL 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. En ella se enunciaban los principios concretos del nuevo régimen aplicable a las instalaciones que se acogían al Régimen Especial, y que serían más tarde desarrollados en el RD 413/2014.

1.1.1 Situación actual

En diciembre de ese mismo año se aprueba la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, que sustituía a la antigua norma de 1997. A partir de esta Ley se regula de manera unificada la producción de energía eléctrica, desapareciendo así el Régimen Especial. De esta forma, se establece que las tecnologías integrantes del antiguo Régimen Especial deberán participar necesariamente en el mercado, complementando los ingresos con una retribución regulada específica y excepcional (que resultará de una decisión discrecional del Gobierno y siempre que concurran determinados objetivos), pudiendo así competir con el resto de tecnologías en el mercado. Con esta Ley, se regulan por primera vez las instalaciones de autoconsumo, obligándolas a contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores, aunque se establecen excepciones para los casos en los que el autoconsumo supone una reducción de costes para el sistema y para las instalaciones existentes de cogeneración.

Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un **régimen retributivo específico** para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, en los términos establecidos a continuación:

- El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.
- La retribución específica aplica, por un lado, a plantas ya instaladas y, por otro, a nuevas plantas de generación renovable para determinar los incentivos a la inversión y/o a la operación si procediera. Para su cálculo se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:
 - Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
 - Los costes estándar de explotación.
 - El valor estándar de la inversión inicial.

En cada periodo regulatorio de seis años se podrá modificar todos los parámetros retributivos (incluido la rentabilidad razonable) sin que se pueda modificar la vida útil y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación; cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento. Al menos anualmente, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación que dependan esencialmente del precio del combustible [1].

Finalmente, y desarrollando el RDL 9/2013 se publica el RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Mediante esta normativa, aquellas instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes² tendrán derecho a percibir un régimen económico específico adicional a la retribución que les corresponda por su participación en el mercado. Se aplicará un conjunto de parámetros retributivos a cada tipo de instalación, que estarán constituidos, entre otros, por la retribución a la inversión, la retribución a la operación, la vida útil reguladora, el número de horas de funcionamiento, y el precio medio de mercado [2].

También se publica la Orden Ministerial 1045/2014 por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En esta misma Orden Ministerial también se indica la retribución a la operación y la retribución a la inversión para el primer semiperiodo regulatorio que terminó en 2016 para todas las instalaciones tipo definidas.

A lo largo de los últimos dos años, y basándose en lo establecido en el RDL 9/2013, en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, en el RD 413/2014 y en la Orden Ministerial 1045/2014, se han llevado a cabo tres procedimientos de subasta renovable, por las que se otorgaba el régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico peninsular.

En el capítulo 4 se amplía un poco más el estado actual del marco normativo, y nos centraremos estas tres subastas, a través de las cuales, se pretende alcanzar el objetivo europeo fijado en un 20% de energía renovable sobre el consumo de energía final para 2020 mediante la introducción de 700 MW, 3000 MW y 5000 MW de nueva potencia de generación renovable respectivamente. En dichas subastas, participan

² Los costes considerados responderán exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica, no teniendo en consideración los costes que puedan venir establecidos por normativa autonómica o local.

distintas tecnologías en concurrencia competitiva a fin de introducir en el sistema eléctrico los proyectos más eficientes en costes.

1.2 Estructura del Sistema Eléctrico español

Para comprender el funcionamiento del Mercado Eléctrico español, conviene en primer lugar conocer el proceso de suministro de energía eléctrica en el país. Este proceso se divide en cuatro fases o actividades principales: generación, transporte, distribución y comercialización.

El transporte y la distribución están reguladas al tratarse de un servicio de interés general, a diferencia de las actividades de generación y comercialización, que funcionan – parcialmente – en libre competencia desde la liberalización del Sector Eléctrico. De esta forma, el consumidor puede elegir entre escoger suministrador o acudir directamente al Mercado Eléctrico. Además de estas cuatro actividades, existen otras dos figuras dentro del Sistema Eléctrico que veremos con más detalle en el siguiente capítulo: el operador y el consumidor.

1.2.1 Generación

La primera fase es la de producción de energía eléctrica. Consiste generalmente en la transformación de energía mecánica en electricidad, a excepción de las centrales fotovoltaicas, donde la electricidad se obtiene de la transformación directa de la radiación solar.

Actualmente, se considera que en España existe un mercado de generación competitivo y concentrado. Esto es fruto del proceso de privatizaciones anteriores a la liberalización del sector en 1997, durante el que Endesa absorbió empresas como Viesgo o Gesa, tomó el control de Sevillana de Electricidad y de FECSA, e Iberduero e Hidroeléctrica se fusionaron para crear Iberdrola.

De esta forma, el proceso de liberalización del mercado de generación se puso en marcha en el momento de máxima concentración del mismo, que se vio reducido en cierta medida por la venta de Viesgo a Enel por parte de Endesa y la entrada de Gas Natural en el mercado de generación.

Hoy, al igual que en 1998, cuando se abrió a la competencia, el mercado de generación está dominado por dos empresas, Iberdrola y Endesa, entre las cuales controlan más de la mitad de la capacidad de generación total, tal y como puede apreciarse en la Tabla 1.1 [3].

Tabla 1.1: Potencia instalada por grupo empresarial en enero de 2017.

Generador	Potencia Neta Total (MW)	Fracción
Iberdrola Generación, S.A.	20,004,735	29.3%
Endesa Generación S.A.	15,506,802	22.7%
Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.	10,827,236	15.9%
Viesgo Generación, S.L.	5,196,292	7.6%
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	2,998,362	4.4%
Resto	13,654,454	20%
TOTAL	68,187,881	

Fuente: MINETAD. Elaboración propia.

1.2.2 Transporte

Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte, utilizada con el fin de suministrarla a los distintos sujetos y para la realización de intercambios internacionales.

La red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario (instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kV) y la red de transporte secundario (hasta 220 kV).

La Ley 17/2007, de 4 de julio, confirmó la condición de Red Eléctrica como gestor de la red de transporte y le atribuyó la función de transportista único, en régimen de exclusividad. En cumplimiento de esta ley Red

Eléctrica adquirió, en 2010, los activos de Baleares y Canarias y el resto de los activos peninsulares pendientes de transferir de las empresas eléctricas. Esta compra supuso la consolidación definitiva del modelo de transportista único y operador del sistema.

Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

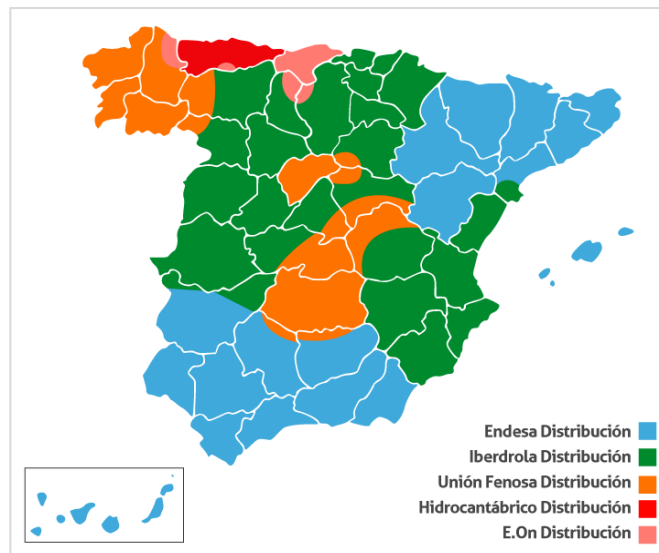
La red de transporte de Red Eléctrica está compuesta por más de 42.000 kilómetros de líneas de alta tensión, más de 5.000 posiciones de subestaciones y más de 80.000 MVA de capacidad de transformación. Estos activos configuran una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de calidad de servicio de máximo nivel al sistema eléctrico nacional [4].

1.2.3 Distribución

La Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, regula la actividad de distribución, que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

La red de distribución está formada por todas las líneas, parques y elementos de transformación y elementos eléctricos que trabajen a tensión inferior a 220 kV, exceptuando aquellas que se consideren integradas en la red de transporte³.

Figura 1.1: Principales compañías de distribución eléctrica en España.



Fuente: blog.holaluz.com.

La responsabilidad de la construcción, la operación y el mantenimiento recae sobre las compañías distribuidoras. Estas tres actividades vienen retribuidas según lo establecido en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, y de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico. No así las actividades de desarrollo de su propia red, interconexión con otras redes y la garantía de que su red tenga capacidad para asumir a largo plazo una demanda razonable de electricidad.

En la Figura 1.1 se muestra, de forma aproximada, un mapa de las áreas que cubren las cinco grandes compañías de distribución en el territorio español.

³ En las Islas Baleares y las Islas Canarias tienen consideración de red de transporte las instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV.

1.2.4 Comercialización

Los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.

Actualmente, existen dos tipos de compañías comercializadoras en España: los comercializadores de referencia y los comercializadores libres.

Los **comercializadores de referencia** son los equivalentes a los antiguos comercializadores de último recurso. Desde el 1 de abril de 2014 aplican el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), que determina el coste de la factura de la electricidad. De acuerdo con lo establecido en el RD 216/2014, este sistema será de aplicación a los consumidores con potencia contratada no superior a 10 kW. Así, la factura eléctrica sigue teniendo los tres componentes que tenía hasta entonces (precio de producir la electricidad, peajes de acceso determinados por el Ministerio de Industria e impuestos establecidos).

Con el PVPC, el precio de producir la electricidad podrá verse modificado cada hora según evolucione el mercado eléctrico, dependiendo de factores como el clima o la demanda de energía.

Los **comercializadores libres** suministran al resto de consumidores al precio y en las condiciones pactadas, utilizando tarifas de Mercado Libre y evitándose de esta forma la variabilidad de los precios [5] [6].

2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

CUANDO en los años noventa se planteó el cambio regulatorio en el sector eléctrico, los economistas recurrieron a diversos modelos, y en particular a la Organización Industrial, como herramienta de análisis del Mercado Eléctrico. Dado el reducido número de competidores, la predicción de estos modelos es que los mercados mayoristas de electricidad generarían ineficiencias en la fijación de precios – porque los precios de equilibrio son superiores a los costes marginales de producción– e ineficiencias productivas, porque en equilibrio se recurre a tecnologías de mayores costes aun estando disponibles tecnologías de costes menores, creciendo estas ineficiencias cuanto más concentrado es el mercado [7].

En este capítulo se analizará el funcionamiento del Mercado Eléctrico ibérico, explicando en primer lugar cómo está constituido, y en qué consisten los mercados diario e intradiario. A continuación, se analizará de forma cualitativa qué efecto tiene en estos mercados las energías renovables y, finalmente, se llevará a cabo una simulación de un proceso de casación simplificado con el fin de valorar de forma más específica la influencia de las mismas.

2.1 El Mercado Eléctrico en la Península Ibérica

Entre otras novedades ya citadas en el capítulo anterior, la liberalización del mercado eléctrico establecía la figura de **Operador de Mercado**, contemplado como uno de los sujetos de la actividad destinada al suministro de energía eléctrica. En concreto, se encarga de la gestión del sistema de compraventa de energía en el mercado diario.

En el mercado mayorista, los agentes de mercado (generadores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados) compran y venden energía eléctrica. El ámbito geográfico de este mercado mayorista, conocido como Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), es la Península Ibérica, estando por tanto España y Portugal integradas en el mismo. En el MIBEL, se negocian las ofertas de compra y venta de energía de forma integrada siempre que exista capacidad suficiente de interconexión entre ambos países. En caso contrario, se produce la separación de mercados (Market-Splitting), generándose precios distintos para cada país.

OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A.), es el gestor del mercado al por mayor (o mercado spot) de electricidad en la Península Ibérica, y desde el año 2014 pertenece al sistema de Acoplamiento Multi-Regional Europeo (MRC). Los agentes de compra y venta de energía participan en este mercado, y sus transacciones en el mismo son optimizadas mediante el algoritmo EUPHEMIA (EU + Pan-

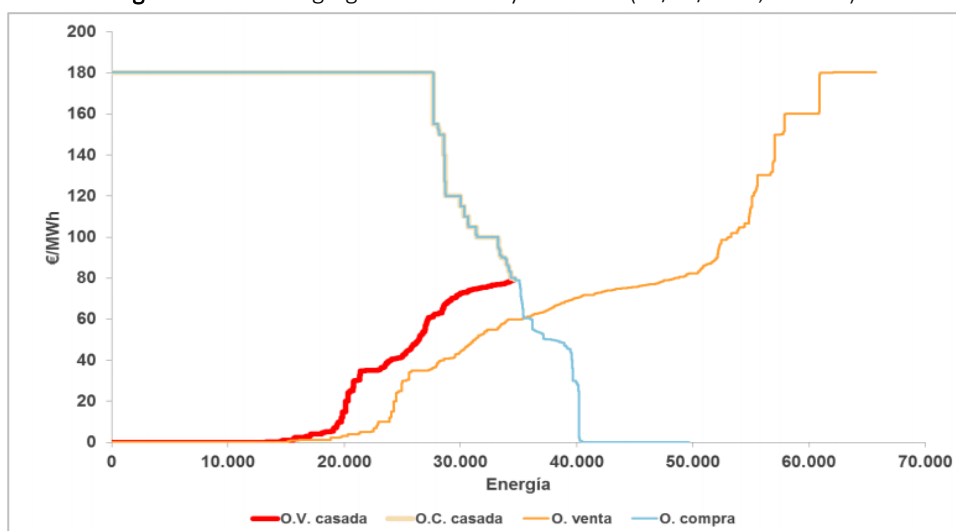
European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm), un programa informático que casa las distintas ofertas y demandas que recibe el mercado mayorista de la electricidad de manera síncrona para la mayoría de países europeos y calculando los acoplamientos entre ellos [8].

El mercado ibérico se divide a su vez en mercado diario, mercado intradiario, y mercado de servicios auxiliares.

2.1.1 Mercado diario

En el mercado diario, se fijan a las 12:00 de la mañana los precios de la electricidad para las 24 horas del día siguiente. Se trata de un mercado marginalista en el que se establece el precio de la energía a partir del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. Los generadores presentan sus ofertas de venta de energía, especificando el precio mínimo (€/MWh) al que estarían dispuestos a vender una determinada cantidad de energía (MWh). Por su lado, los consumidores presentan sus ofertas de compra, especificando el precio máximo que estarían dispuestos a pagar por una determinada cantidad de energía. Las ofertas de compra y venta de energía, que pueden hacerse considerando entre 1 y 25 tramos cada hora, se presentan al operador de mercado. A continuación, son incluidas en el proceso de casación, en el que se genera la curva agregada de oferta y demanda, con precios comprendidos entre los 0 €/MWh y los 180.30 €/MWh, y ordenados de forma creciente en el caso de las ofertas de venta, y decreciente en el caso de las ofertas de compra. Un ejemplo de esta curva es la figura 2.1.

Figura 2.1: Curvas agregadas de oferta y demanda (01/02/2017, hora 10).



Fuente: OMIE.

Como puede observarse en la misma, el resultado de la casación no coincide con las curvas de oferta. Esto es porque las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas en razón de su contenido. Estas condiciones complejas son las siguientes:

- **Condición de indivisibilidad:** permite que, si el tramo indivisible de la oferta del generador resulta casado, lo sea por toda la energía eléctrica ofertada y no por una fracción de la misma. El operador evalúa en cada uno de los períodos el ingreso recibido por una unidad de generación y lo compara con los ingresos mínimos declarados. Si estos se satisfacen, las ofertas de esa unidad permanecen en el proceso de casación. En caso contrario son eliminadas del proceso. El proceso de casación se realiza con una precisión superior al de las ofertas, con lo que puede resultar casada una oferta que no resultaría casada una vez realizado el redondeo.
- **Condición de ingresos mínimos:** permite al vendedor que su oferta solo se entienda como presentada a efectos de casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como cantidad fija y como cantidad variable de forma independiente.

$$\sum_{i=1}^{24} p_i \cdot E_i \geq TF + TV \cdot \sum_{i=1}^{24} E_i$$

- **Condición de parada programada:** permite que, si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, sus ofertas económicas puedan ser consideradas como simples en el primer tramo de las tres primeras horas. La energía eléctrica ofertada será decreciente durante estas tres horas.
- **Condición de gradiente de carga:** permite establecer para cada unidad de producción una diferencia máxima de variación de la generación entre dos periodos horarios de programación consecutivos, de forma que puedan adaptar su producción más fácilmente a las demandas de mercado.

$$\begin{cases} E_i - E_{i-1} \leq \Delta E_{subida} \\ E_i - E_{i+1} \leq \Delta E_{bajada} \end{cases}$$

La casación simple condicionada es el resultado de aplicar las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga al método de casación simple. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias condiciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen las condiciones de ingresos mínimos y parada programada, obteniéndose así la primera solución final provisional, obtenida considerando una capacidad ilimitada en las interconexiones internacionales. Respetando la capacidad real, se obtiene la primera solución final definitiva a partir de otro proceso iterativo, considerando además de las ofertas realizadas al mercado diario, las ejecuciones de contratos bilaterales físicos que afecten directamente a las interconexiones externas al mercado [9].

Puede observarse también en la figura, que centrales nucleares y renovables venden su energía al denominado precio aceptable (0 €/MWh). Esto es debido, entre otros factores, a sus características técnicas: en el caso de las centrales nucleares, su incapacidad de parada debido al alto coste que supone la puesta en marcha de las mismas hace obligatorio para ellas participar en el mercado, y esto lo consiguen entrando a precio aceptable. En el caso de las centrales de energías renovables, la imposibilidad de almacenar energía primaria hace también necesaria su entrada al mercado a precio aceptable. De esta forma, ninguno de estos generadores impone el precio, sino que se acogen al precio de mercado para ese día [10].

2.1.2 Mercado intradiario

En el mercado intradiario, se llevan a cabo ajustes sobre el programa diario viable mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica al operador de mercado. Este mercado se estructura en seis sesiones, una vez definido un primer programa diario viable. Para poder participar en este mercado, es necesario haber acudido previamente a la sesión de mercado diario correspondiente o haber participado en la ejecución de un contrato bilateral físico en el caso de los compradores. En el caso de los generadores, estos también podrán participar si no han estado disponibles para la participación en el mercado diario y han gozado de disponibilidad posteriormente. Por cada unidad de adquisición, se podrán presentar múltiples ofertas de compra y venta.

Al igual que en el mercado diario, las **ofertas de venta** pueden ser simples o complejas⁴. Estas se realizarán de 1 a 5 tramos, en los que los vendedores presentarán para cada período horario y unidad de venta o adquisición de la que sean titulares un precio y una cantidad de energía, siendo el precio creciente en cada tramo.

Asimismo, las **ofertas de adquisición** también podrán en este caso ser simples o complejas, y serán tales que el programa final resultante de la aceptación completa de la oferta más el programa previo de la unidad de

⁴ Las condiciones complejas incorporadas en las ofertas complejas no serán definidas por brevedad para el caso del mercado intradiario, aunque cabe mencionar que varían con respecto a las del mercado diario y en función de si son ofertas de venta u ofertas de compra.

producción respete las limitaciones declaradas por el operador del sistema para el horizonte de programación, o si no las cumple previamente, se aproxime al cumplimiento de las mismas.

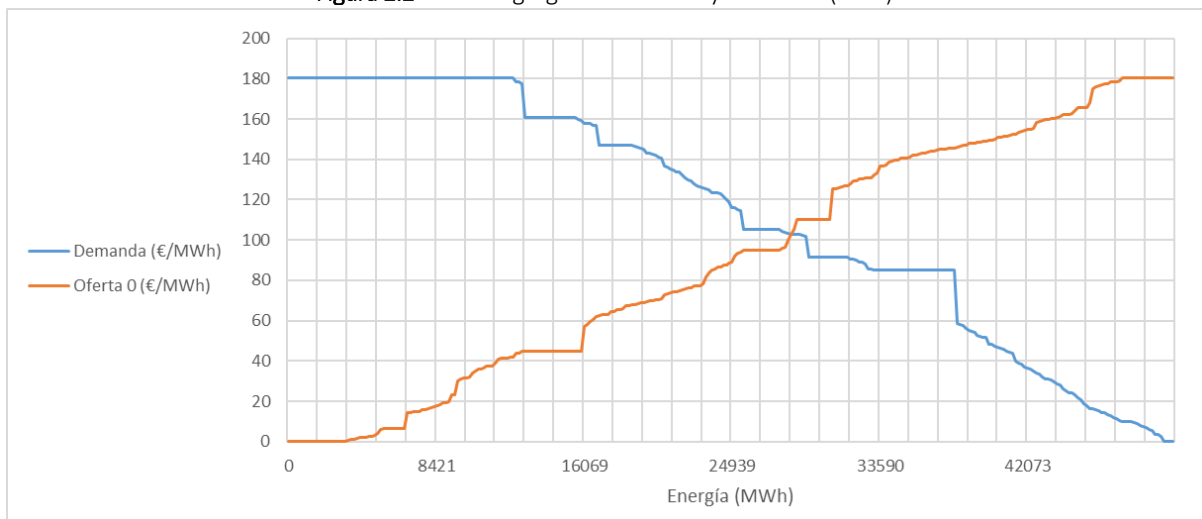
El precio de cada periodo horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de venta o adquisición cuya aceptación haya sido necesaria para atender de forma total o parcial a las ofertas de adquisición a un precio igual o superior al marginal, en caso de no existir separación de mercados. Si por el contrario existiese separación de mercados, será el precio del país exportador el que se establezca como precio de la última oferta casada de venta de las localizadas en su zona de mercado, mientras que el del país importador se establecerá como el máximo de los precios obtenidos en las dos casaciones correspondientes a ambas zonas de mercado [9].

2.2 Influencia de la generación renovable en el mercado eléctrico

Como ya se ha mencionado en el apartado anterior, las energías renovables, al igual que la energía nuclear, entran en el mercado diario a precio aceptable debido entre otros factores a su incapacidad de almacenar energía primaria. En este apartado se analizará cómo varía del proceso de casación de la electricidad en función de la presencia de renovables en el mercado eléctrico⁵.

A continuación, se muestra en la Figura 2.2 una curva agregada de oferta y demanda realizada con Excel. Esta curva se ha generado a partir de datos aleatorios similares a los de una hora de un día cualquiera. Para facilitar el análisis, se han considerado sólo ofertas simples, es decir, no se han incorporado las condiciones complejas enumeradas en el apartado 2.1.1, y sólo se han tenido en cuenta las operaciones de compraventa del mercado diario, y no las del intradiario.

Figura 2.2: Curvas agregadas de oferta y demanda (día 0).



Elaboración propia.

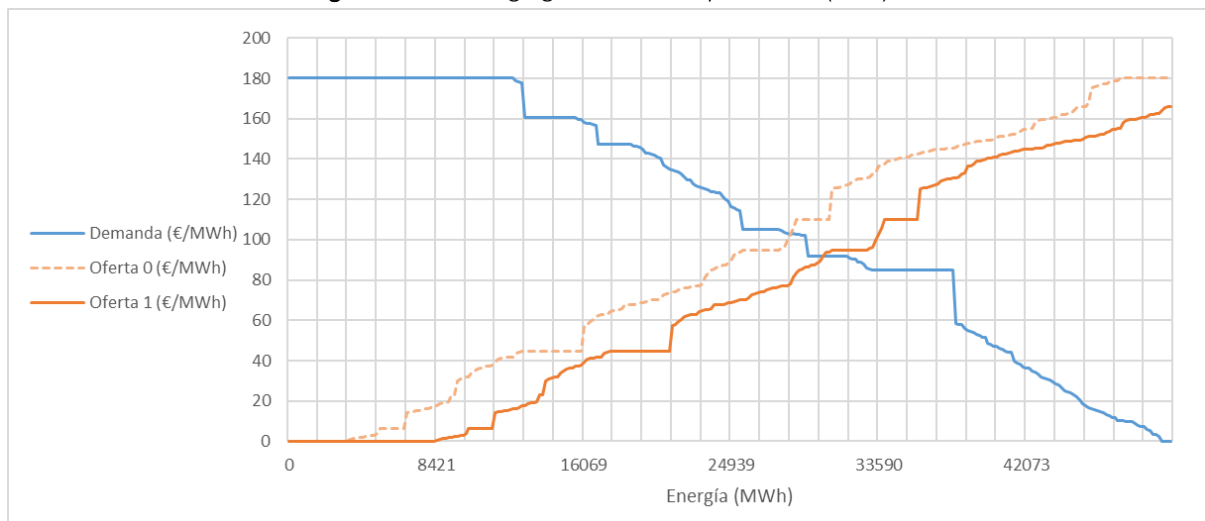
A partir de esta curva, y mediante el algoritmo EUPHEMIA, el operador de mercado determinaría un precio de casación $p_0 = 102.66$ €/MWh, y una energía casada $E_0 = 28,252.18$ MWh. En esta situación inicial, los ingresos totales para los productores o el coste total para los consumidores, derivados de la compraventa de energía en el mercado mayorista, serán:

$$C_0 = p_0 \cdot E_0 = 2,900,368.55 \text{ €}$$

⁵ Para el análisis, dado que el objetivo de este trabajo es entre otros analizar el comportamiento de las energías renovables, obviaremos la presencia de energía nuclear, o supondremos que entra en el mercado a precio distinto del aceptable.

Supongamos ahora que, al día siguiente, la presencia de renovables en el mercado se ha visto incrementada en un 300 % respecto al día 0, generándose la siguiente curva:

Figura 2.3: Curvas agregadas de oferta y demanda (día 1).



Elaboración propia.

En esta nueva situación, el precio de casación determinado por el operador sería $p_1 = 91.71$ €/MWh, y la energía casada $E_1 = 29,282.56$ MWh. De esta forma se obtienen unos ingresos totales para los productores (o costes totales para los consumidores) $C_1 = 2,685,578.82$ €.

Como puede verse, la curva agregada de la oferta se ha desplazado a la derecha debido a una mayor presencia de energías renovables, disminuyendo el precio de casación en un 10.66 % respecto al precio de casación inicial, y se puede intuir que los costes totales para el consumidor también menguarán, y de hecho lo hacen en un 7.41 %. Sin embargo, la energía casada se ha visto incrementada en un 3.52 %, con lo que esta disminución de los costes no siempre se cumple.

En este caso, la energía que finalmente será casada aumenta muy poco respecto a lo que disminuye el precio de la misma, con lo que, el coste total de la energía también disminuye. Una mayor cantidad de energía casada sí supondría unos mayores ingresos para los generadores si el precio se mantuviera.

Todo esto, sin embargo, simplemente refleja lo que sucedería al conjunto de consumidores y al conjunto de generadores. Podría llegarse a pensar que un aumento de los costes totales perjudica al consumidor individual, pero este aumento solo significa un mayor número de generadores renovables funcionando, es decir, una mayor cantidad de energía disponible a menor precio.

Podría esperarse que, además del consumidor, el otro gran beneficiado del aumento de la oferta renovable en el mercado fueran los propios generadores renovables, pero esto no es del todo cierto. Si bien es verdad que los generadores renovables siempre salen ganando en cierto modo, ya que como hemos dicho entran en el mercado a precio aceptable (0 €/MWh) y luego venden la energía a precio de casación, no lo hace el conjunto de los generadores.

Si tuviéramos en cuenta solo y exclusivamente el efecto de las energías renovables en la curva, podríamos decir que cuantos menos generadores hubiera en funcionamiento más beneficiados saldrían estos, ya que el precio de venta aumentaría (con lo que el consumidor individual vendría perjudicado), y aunque se vendiera menos energía, se haría a un precio mayor, obteniendo mayor beneficio aquellas estaciones que estuvieran funcionando en ese momento.

Con lo cual podemos decir que, a los productores individuales, sean del tipo que sean, nunca les beneficiará un aumento del número de plantas renovables en funcionamiento, ya que deberán vender su energía a un menor precio del que lo harían si no se diera dicho aumento.

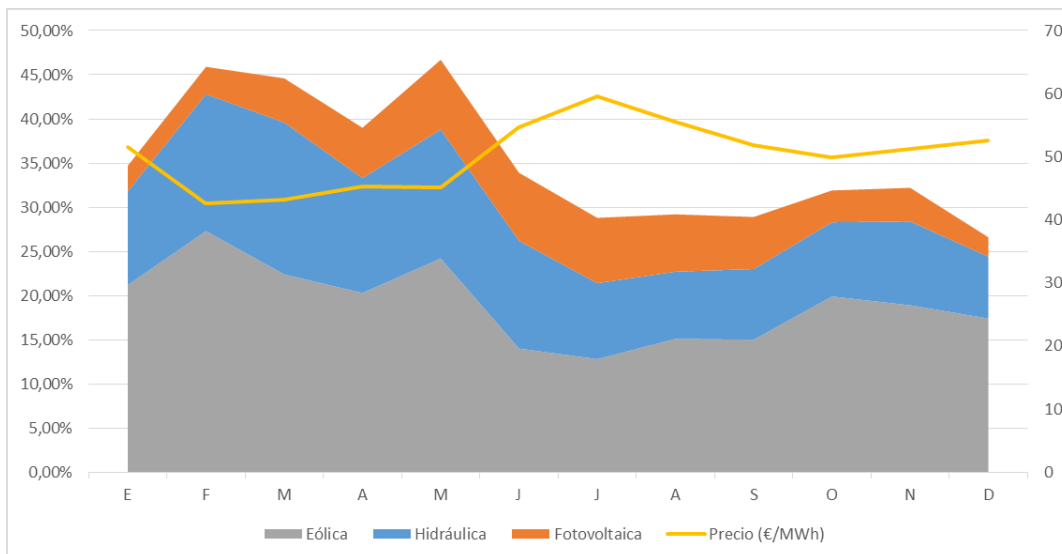
2.2.1 Efecto de las renovables sobre el precio de la electricidad

Como hemos podido comprobar, las renovables tienen una fuerte influencia en el precio de la energía dentro del mercado mayorista. A continuación, veremos hasta qué punto la generación renovable afecta directamente al precio de la electricidad.

La Figura 2.5 ha sido generada a partir de datos del año 2015. En ella se ha representado en el eje izquierdo el porcentaje de generación cubierto por las tres principales fuentes de energía renovable (hidráulica fluyente, eólica y solar fotovoltaica) entre enero y diciembre. Entre ellas, como puede apreciarse en la Figura 2.4, supusieron de media ese mismo año el 89.5% del total de generación renovable media, con lo que representan de forma adecuada la generación a partir de fuentes de energía renovable a lo largo de ese mismo año. En el eje derecho se ha representado además el precio mayorista medio de la electricidad.

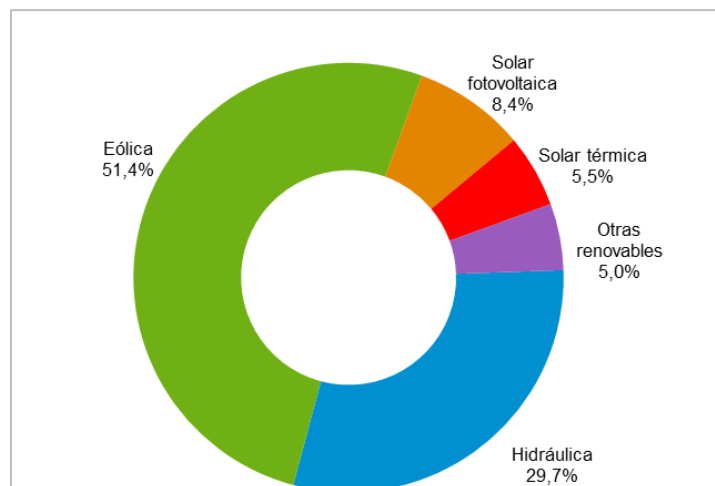
Una vez construido el gráfico, puede apreciarse la fuerte relación que existe entre generación renovable y precio de la energía, llegando este al máximo anual en el mes de julio, cuando la generación eólica, claramente predominante, es mínima.

Figura 2.5: Variación mensual del precio mayorista medio de la electricidad y porcentaje medio de generación renovable en 2015.



Fuente: OMIE y REE. Elaboración propia.

Figura 2.4: Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular en 2016.

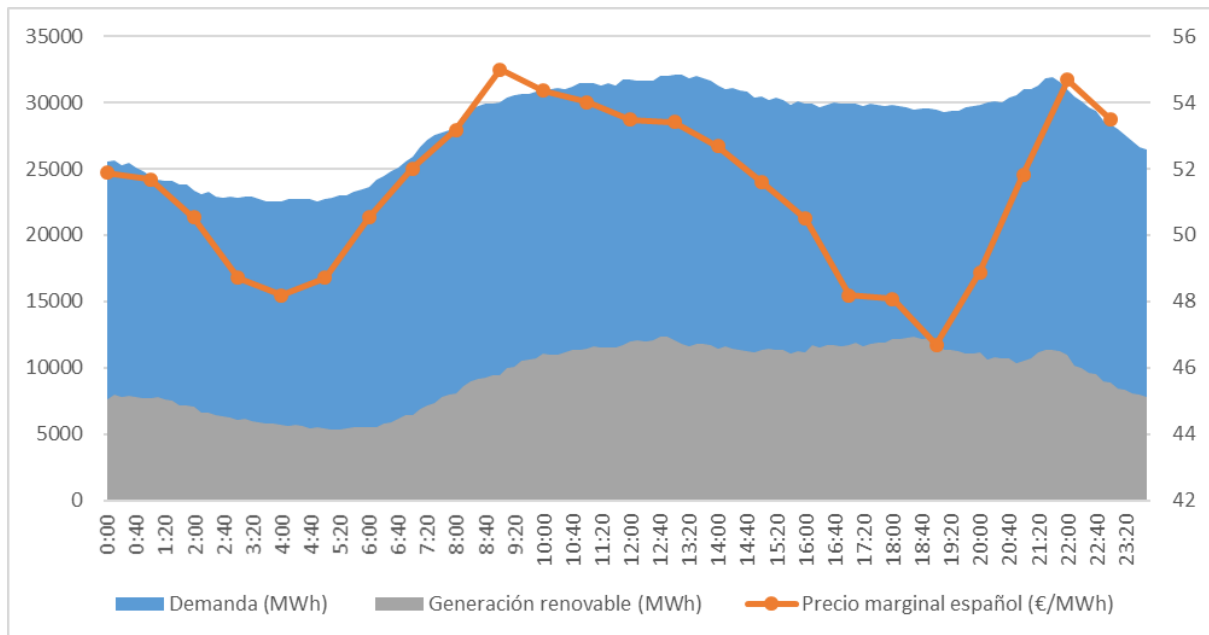


Fuente: REE.

Evidentemente, sería desacertado atribuir los virajes del precio mayorista de la electricidad exclusivamente a la presencia o no de renovables en el mercado eléctrico a lo largo del año. Un factor muy importante en el proceso de casación es la demanda de energía de los consumidores.

La Figura 2.6 es una curva típica de demanda eléctrica a lo largo de un día. Se puede ver que la demanda máxima y mínima se alcanza a las 13:10 y a las 4:10 respectivamente. Intuitivamente, el precio de la luz debería ser máximo cuando la demanda fuera máxima, y mínimo cuando esta fuera mínima. No obstante, podemos ver de nuevo, en esta ocasión a escala horaria, la influencia de la generación renovable.

Figura 2.6: Demanda, precio de la electricidad y generación renovable el 9 de mayo de 2017.



Fuente: REE. Elaboración propia.

El precio de la electricidad alcanza dos mínimos a lo largo del día: un mínimo relativo cuando la demanda llega a su mínimo absoluto, y un mínimo absoluto cuando la demanda alcanza un mínimo relativo y poco después de que la generación renovable llegue al segundo máximo del día.

Sin embargo, además de la demanda interna y la generación renovable también influyen otros factores que determinan el precio de la electricidad a lo largo del día, como la interconexión existente con Francia en el caso de España, que también provoca aumentos y disminuciones de la demanda y por tanto del precio de la energía.

3 MODELO ECONÓMICO DE PARQUES EÓLICOS

ACABAMOS de analizar el funcionamiento del Mercado Eléctrico, viendo hasta qué punto las tecnologías hidráulica fluyente, eólica y fotovoltaica son las más importantes en cuanto a influencia de generación renovable sobre el precio de la energía.

En este capítulo se presentará un modelo de costes aproximado para la tecnología eólica, que será analizado en profundidad en el capítulo 4, en el que veremos también cómo se adapta a la normativa del primer capítulo. En primer lugar, estudiaremos la tecnología de los aerogeneradores y se obtendrá un modelo para calcular la energía producida y el potencial eólico en una determinada zona. Finalmente, se generará dicho modelo de costes.

3.1 Componentes y características principales de los aerogeneradores

Un aerogenerador es un dispositivo capaz de transformar la energía cinética presente en el flujo de aire atmosférico en energía eléctrica. La potencia se obtiene mediante la ralentización de este flujo de aire, y puede ser expresada como:

$$P = \frac{1}{2} A \rho_a (v_1^3 - v_2^3) \quad (3.1)$$

Donde:

$A [m^2]$:	área barrida por el aerogenerador.
$\rho [kg/m^3]$:	densidad del aire.
$v_1 [m/s]$:	velocidad del aire de entrada al aerogenerador.
$v_2 [m/s]$:	velocidad del aire de salida del aerogenerador.

Analizando la ecuación (3.1), podemos extraer varias conclusiones:

- La potencia depende de la velocidad del aire al cubo, es decir, pequeños cambios en la velocidad tendrán un gran impacto en la potencia producida. Los aspectos tecnológicos relacionados con la velocidad se limitan al desarrollo de técnicas más precisas para evaluar los recursos eólicos, debido a que el comportamiento del viento es aleatorio. No obstante, la velocidad del viento aumenta por lo general con la altura (hasta un cierto límite), con lo que la tecnología sí juega en este sentido a nuestro favor, pudiéndose desplegar torres de mayor altura para exponer a las palas a velocidades mayores.

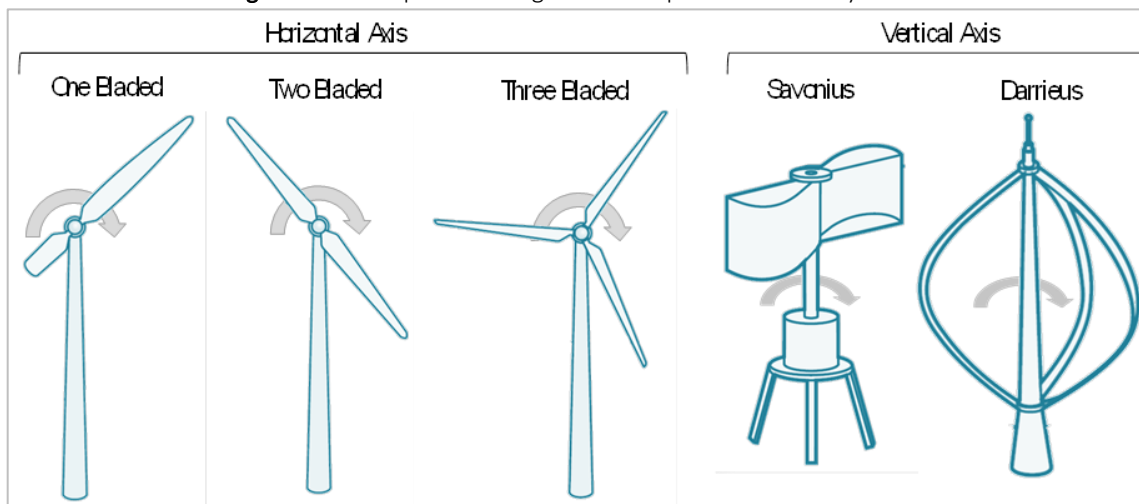
- Cuanto mayor es el área barrida por el aerogenerador, mayor es la potencia capturada. En este sentido, el desarrollo de rotores mayores es un aspecto tecnológico clave, ya que el área barrida (y por tanto la energía capturada) depende de la longitud de la pala al cuadrado.
- La energía es capturada de forma más eficiente cuanto más baja es la velocidad tras el rotor. Este aspecto está directamente relacionado con el diseño de los aerogeneradores y su desempeño aerodinámico.

La ley de Betz establece que cuanto mayor sea la energía cinética extraída del aire por un determinado dispositivo, menor será la velocidad del viento a la salida de dicho dispositivo. Si un dispositivo ideal fuese capaz de extraer toda la energía cinética existente en la masa de aire que lo atraviesa, la velocidad de salida de dicha masa de aire sería nula, cumpliéndose la ley de la conservación de la energía, pero no la ley de la conservación de la masa y siendo, por tanto, imposible la existencia de tal dispositivo. La ecuación (3.1) puede ser reformulada como:

$$P = \frac{1}{2} A \rho_a C_p v^3 \quad (3.2)$$

Donde v es la velocidad del viento en la dirección perpendicular al área del aerogenerador, y C_p es el coeficiente de potencia, que representa la eficiencia de la conversión de energía aerodinámica en energía mecánica. Desde un punto de vista teórico la ley de Betz establece que la relación entre las velocidades de salida, v_2 , y entrada, v_1 , de la masa de aire en un aerogenerador tiene un límite mínimo $v_2/v_1 = 1/3$. Esta relación permite demostrar que el valor máximo que puede tomar el coeficiente de potencia es $C_{p,max} = 16/27 \approx 0.59$.

Figura 3.1: Conceptos de aerogeneradores primarios: HAWT y VAWT



Fuente: Wind Power Technology Aspects [13].

Los aerogeneradores pueden clasificarse en función de si el movimiento rotativo se realiza en el plano horizontal (vertical axis wind turbine, VAWT) o vertical (horizontal axis wind turbine, HAWT). Los HAWT están compuestos por un determinado número de palas (normalmente entre una y tres) que rotan alrededor de un eje horizontal. Su ventaja principal frente a las VAWT es su mayor desempeño aerodinámico, tratándose del concepto de turbina eólica más establecido en explotaciones a gran escala [11].

El coeficiente de velocidad periférica, λ , se define como el cociente entre la velocidad lineal en la punta de las palas y la velocidad del viento incidente, v_w , y viene dado por la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_w} \quad (3.3)$$

Donde ω_r es la velocidad angular de la turbina y R la longitud de la pala.

El coeficiente de potencia, a su vez, viene definido por las ecuaciones (3.4) y (3.5):

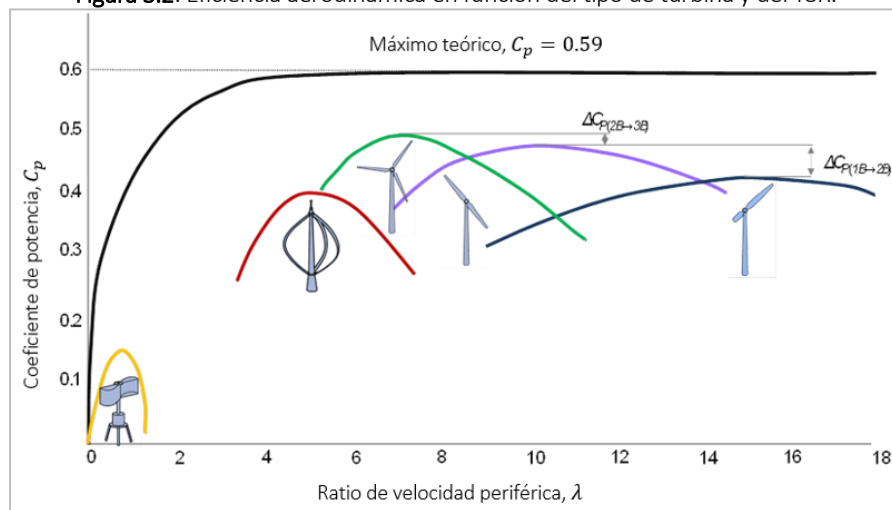
$$C_p = 0.5 \left(116 \frac{1}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\left(\frac{21}{\lambda_i}\right)} \quad (3.4)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (3.5)$$

Donde β es el ángulo de paso del viento a través de las palas [12].

Se puede ver en la Figura 3.2 que el C_p máximo se alcanza para los HAWT. Podemos observar cómo el rendimiento aumenta conforme aumenta el número de palas alcanzando un máximo (aunque no venga especificado) para tres palas. El número óptimo de palas viene determinado por el equilibrio entre el coste creciente de palas adicionales y la eficiencia aerodinámica. En este sentido, el modelo de tres palas es el dominante en la industria de la generación eólica.

Figura 3.2: Eficiencia aerodinámica en función del tipo de turbina y del TSR.



Fuente: Wind Power Technology Aspects [13].

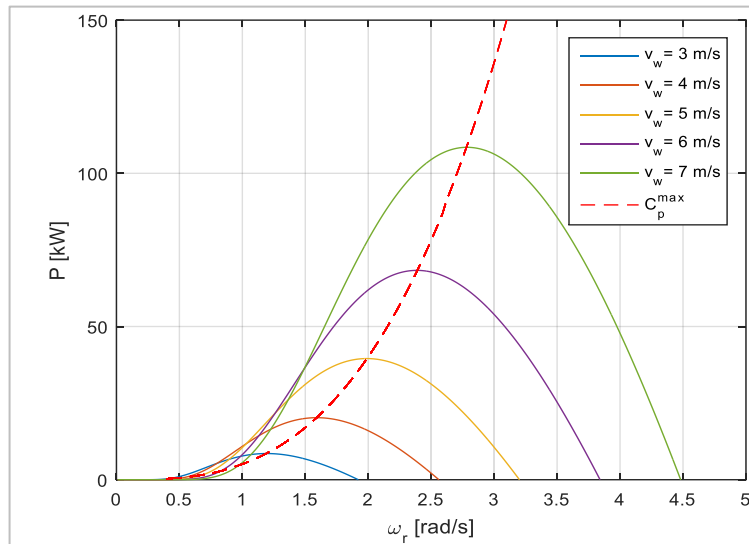
3.1.1 Control de la potencia

En realidad, la energía producida solo depende de la velocidad del viento al cubo dentro de un cierto rango de velocidades; la expresión 3.1 solo será válida si la velocidad se encuentra entre la velocidad *cut-in* (entre 2.5-3 m/s) y la velocidad nominal del viento (entre 11-12 m/s). Para velocidades mayores, la potencia viene limitada a la potencia nominal con el fin de evitar esfuerzos mecánicos excesivos. Esto se consigue mediante el control del ángulo de paso (β) y el coeficiente de velocidad periférica (λ). Para velocidades del viento mayores de 25-28 m/s (velocidad *cut-out*), la turbina se detiene.

El control de la potencia se consigue principalmente controlando la velocidad y el ángulo de paso.

Regulando la velocidad del rotor [13], se permite a la turbina extraer la energía con el máximo rendimiento, de forma que el coeficiente de velocidad periférica se mantenga en su óptimo, aunque varíe la velocidad del viento. En la Figura 3.2 puede verse claramente que existe un valor de λ para el que C_p es máximo, maximizándose por tanto la potencia para una velocidad dada. A partir de esta relación entre C_p y λ , y debido a que la velocidad del rotor cambia para cada velocidad del viento, se puede deducir que existe una velocidad del rotor que otorga la máxima potencia. Esto puede verse en la Figura 3.3 para varias velocidades del viento: la potencia máxima para cada velocidad del viento se alcanza en el punto en que C_p es máximo, con lo que es deseable que la curva característica del aerogenerador sea aquella que siga la línea del C_p máximo, también representada en la figura. El script utilizado para la generación de la misma se incluye en el Anexo I bajo el nombre *cpmax.m*.

Figura 3.3: Potencia máxima para cada velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento para $R = 20$ m y $\beta = 0^\circ$.

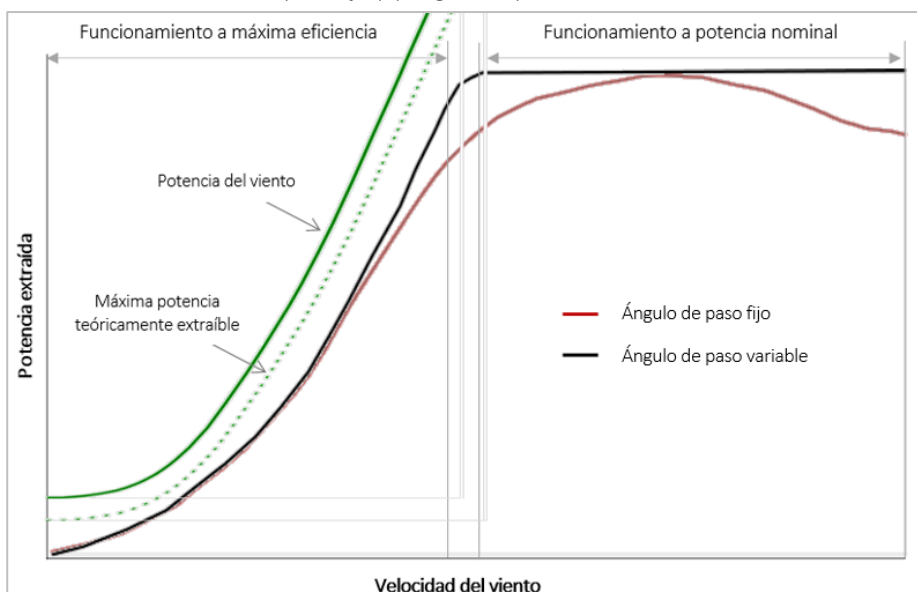


Fuente: Elaboración propia

Mediante el control del ángulo de ataque, se consigue limitar la potencia absorbida limitando la velocidad a la nominal, rotando las palas alrededor de su propio eje. En la Figura 3.4 podemos apreciar que, con un ángulo de ataque fijo, solo se alcanza la potencia nominal en un punto, con lo que el aerogenerador entra en pérdida aerodinámica al superar la velocidad nominal de diseño. Con un ángulo de ataque variable, la turbina genera la potencia nominal para cualquier velocidad entre la velocidad nominal y la velocidad de parada (*cut-out*), ya que se adecúa constantemente el ángulo de ataque del alabe en función de la velocidad del viento con objeto de extraer la máxima cantidad de energía del viento manteniendo las mejores condiciones aerodinámicas.

Un tercer sistema de control es el sistema de orientación de los mismos, utilizado para girar el rotor hacia la dirección del viento, minimizando así las pérdidas por desalineación.

Figura 3.4: Curva de potencia de un aerogenerador con velocidad variable y (a) ángulo de paso fijo (b) ángulo de paso variable.



Fuente: Wind Power Technology Aspects [13].

3.1.2 Palas

Son las encargadas de transformar la energía aerodinámica del viento en energía mecánica (rotacional). La sección de la pala está diseñada para maximizar la eficiencia aerodinámica cumpliendo a la vez los requisitos estructurales.

3.1.3 Sistema de tracción y generador eléctrico

El **sistema de tracción** convierte la energía mecánica en energía eléctrica en dos pasos: en primer lugar, la energía mecánica rotacional de baja velocidad se transforma en energía mecánica rotacional de alta velocidad mediante la caja de cambios. A continuación, la energía mecánica se transforma en energía eléctrica en el generador de inducción.

La conversión de energía mecánica de baja velocidad en energía de alta velocidad es necesaria debido a que los generadores de inducción trabajan a un régimen de revoluciones muy elevado (600-1800 rpm) en comparación con el régimen de giro de las palas del aerogenerador (4.5-20 rpm). Sin embargo, es posible encontrar turbinas eólicas sin cajas de cambios, con un generador síncrono acoplado al eje de la misma que se conecta a la red a través de un convertidor de potencia, que adapta la frecuencia de la turbina a la de la red.

Por otro lado, podemos encontrar dos tipos de **generadores** en turbinas eólicas: generadores asíncronos (o de inducción) o síncronos.

El generador de inducción produce electricidad haciendo girar al rotor un poco más rápido que la velocidad síncrona (impuesta por la frecuencia de la red). Atendiendo a la disposición del rotor, podemos clasificar los generadores de inducción en:

- Generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG): el rotor está constituido por barras longitudinales de cobre o aluminio, aisladas eléctricamente del resto del sistema. De esta forma se puede prescindir de escobillas, conmutadores o anillos deslizantes. Son más económicos y resistentes, aunque el control de velocidad solo puede realizarse modificando la frecuencia del rotor mediante un convertidor de potencia parcial.
- Generador de inducción de rotor bobinado (WRIG): el rotor está formado por un bobinado trifásico alimentado de forma indirecta por la red.

En el caso de los generadores síncronos, el rotor gira exactamente a la velocidad impuesta por la red. La velocidad solo puede ser regulada mediante un convertidor de potencia total entre la red y el estator del generador. No obstante, su principal ventaja frente a los generadores asíncronos es la capacidad de operar a bajas revoluciones, lo que permite en algunos casos prescindir de la caja de cambios. Dependiendo del modo de excitación del rotor, los generadores síncronos se pueden clasificar en:

- Generador síncrono excitado eléctricamente (EESG): las bobinas del rotor generan un campo electromagnético fijo cuando es alimentado por corriente continua.
- Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG): el campo magnético continuo es generado por imanes permanentes situados en el rotor. Un factor importante a tener en cuenta en estos generadores es la cantidad de material magnético utilizado (las turbinas más lentas requieren rotores de diámetros mayores, y por tanto más material magnético).

3.1.4 Torre

Dado que, por lo general, la velocidad del viento crece con la altura, es interesante hacer las torres lo más altas posibles, aunque el coste de las mismas también crece con la altura. Para optimizarlo, se tiene en cuenta la energía producida y el coste de la torre. En parques eólicos onshore, la altura de la torre suele ser 1.2 veces el diámetro de las palas del rotor.

3.2 Dimensionado

3.2.1 Potencial eólico y energía anual producida (AEP)

La velocidad del viento en un parque eólico determina la generación de potencia de las turbinas, con lo que su modelado es esencial para potenciales inversores y analistas de sistemas de potencia que llevan a cabo análisis de fiabilidad [14]. Con el fin de obtener la distribución anual de velocidades del viento, se utilizará la distribución de Weibull, de gran utilidad por su flexibilidad y sus satisfactorios resultados en pruebas de ajuste.

La función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulada de Weibull están definidas según las ecuaciones (3.6) y (3.7):

$$f(v) = kc^{-k}v^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \left[\frac{s}{m}\right] \quad (3.6)$$

$$F(v_x) = P(v < v_x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right] \quad (3.7)$$

Donde v [m/s] es la variable aleatoria de Weibull (velocidad del viento), c [m/s] es el factor de escala y k [-] es el factor de forma.

Uno de los métodos para calcular los factores de escala y forma de la distribución de Weibull está basado en la función de distribución acumulada [15], mediante una transformación logarítmica de la misma:

$$P(v < v_i) = P_i \rightarrow \ln(1 - P_i) = -\left(\frac{v_i}{c}\right)^k \rightarrow \ln[-\ln(1 - P_i)] = k \ln v_i - k \ln c \quad (3.8)$$

Haciendo $y = \ln[-\ln(1 - P_i)]$ y $x = \ln v_i$ obtenemos la relación lineal $y = kx - k \ln c$, pudiendo obtenerse los parámetros k y c a partir de los datos meteorológicos de un determinado lugar.

La velocidad del viento depende también de la dirección del mismo, con lo que para el análisis se tomarán los datos de medida del viento anuales en base horaria de un lugar determinado dividido en N_d intervalos correspondientes a las distintas orientaciones. De esta forma, podemos reescribir la ecuación (3.6) como:

$$f(v) = \sum_{i=1}^{N_d} f_i(v) \omega_i \quad (3.9)$$

Siendo $f_i(v)$ la función de densidad de probabilidad de Weibull para la velocidad del viento en el intervalo i , y ω_i la frecuencia en ese mismo intervalo cardinal. Esta frecuencia representa cada cuanto tiempo el viento sopla desde el intervalo de direcciones i en comparación con el resto de intervalos. De esta forma se genera la rosa de los vientos, un diagrama polar que representa el tanto por ciento de frecuencia con la dirección indicada y, en módulo, su escala de velocidad media.

La velocidad media del viento en un lugar puede obtenerse mediante la esperanza matemática [16] como:

$$\bar{v} = \sum_{i=1}^{N_d} \int_0^{\infty} k_i c^{-k_i} v^{k_i} \exp\left[-\left(\frac{v}{c_i}\right)^{k_i}\right] dv \omega_i = \sum_{i=1}^{N_d} c_i \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_i}\right) \omega_i \quad (3.10)$$

Donde Γ es la función gamma, c_i [m/s] el factor de escala en la orientación i y k_i [-] el factor de forma en la orientación i .

Una vez evaluado el comportamiento del viento a una determinada altura de referencia, para realizar el cálculo de la energía producida por un aerogenerador es necesario conocer el comportamiento del viento a la altura del buje [17]. La velocidad del viento aumenta al incrementar la altura, lo que se conoce como

efecto de cizallamiento del viento. Así, conocida la velocidad del viento, $v(z_r)$, medida a una cierta altura de referencia, z_r , la correspondiente velocidad a otra altura diferente, z , puede calcularse mediante una función exponencial en la que z_0 es la longitud de rugosidad del terreno (cuyos valores típicos se muestran en la Tabla 3.1. Puede demostrarse que la constante de forma k de la distribución de Weibull no varía con la altura, y que el parámetro de escala, c , lo hace de la misma forma que el campo de velocidades:

$$v(z) = v(z_r) \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} = v(z_r)\gamma(z) \rightarrow C(z) = C(z_r)\gamma(z) \quad (3.11)$$

Tabla 3.1: Valores típicos de longitud de rugosidad para distintos terrenos.

Tipo de terreno	Longitud de rugosidad (z_0)
Áreas de agua	0.0002 m
Campo abierto con superficie lisa	0.0024 m
Tierra de cultivo con arbustos	0.2 m
Ciudades con edificios altos	0.8 m

Fuente: Introducción a la Evaluación de la Energía Anual Producida por Parques Eólicos [17].

De este modo, empleando los datos de velocidad, longitud de rugosidad y dirección es posible obtener una función de Weibull recalculada para la altura del buje.

Ya hemos visto que la potencia teórica disponible en el viento se obtiene mediante la ecuación (3.2). A partir de ella, podemos obtener el potencial de energía eólica⁶ como:

$$q = \frac{1}{2} \rho_a v^3 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (3.12)$$

Introduciendo la velocidad media obtenida en la ecuación (3.10), podemos calcular el potencial de energía eólica medio:

$$\bar{q} = \frac{1}{2} \rho_a \sum_{i=1}^{N_a} c_i^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k_i}\right) \omega_i \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (3.13)$$

Finalmente, debemos tener en cuenta que la densidad del aire es función de la presión y temperatura atmosférica. No obstante, podemos expresar de forma aproximada la presión atmosférica como función de la temperatura y la altura según la ecuación (3.14):

$$p(T, z) = p_a \exp\left(-\frac{gz}{RT}\right) [Pa] \quad (3.14)$$

De esta forma, podemos expresar la densidad atmosférica en función de la temperatura y la altura [18]:

$$\rho_a(T, z) = \frac{p(T, z)}{RT} \exp\left(-\frac{gz}{RT}\right) = \frac{p_a}{RT} \left[\exp\left(-\frac{gz}{RT}\right) \right]^2 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \quad (3.15)$$

Siendo:

$p_a [Pa]$:	presión atmosférica estándar a nivel del mar ($p_a = 101,325 Pa$).
$R [J/(kg \cdot K)]$:	constante individual del aire ($R = 287.05 J/(kg \cdot K)$).
$g [m/s^2]$:	constante gravitatoria ($g = 9.81 m/s^2$).
$T [K]$:	temperatura del aire.

⁶ Nótese que no se tiene en cuenta el factor de potencia C_p para el cálculo del potencial de energía eólica, ya que se trata de un coeficiente que depende de las características del aerogenerador.

Poniendo en común todas las ecuaciones anteriores, llegamos a una expresión final que permite calcular el potencial de energía eólica como función de la temperatura y la altura del buje:

$$\bar{q}(T, z) = \frac{1}{2} \frac{p_a}{RT} \left[\exp\left(-\frac{gz}{RT}\right) \right]^2 \sum_{i=1}^{N_d} c_i^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k_i}\right) \omega_i \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (3.16)$$

De esta forma se puede obtener una expresión del potencial, función únicamente del emplazamiento, e independiente por tanto de la turbina eólica.

Una vez caracterizado el comportamiento del viento, puede procederse a la evaluación de la energía producida por las turbinas eólicas [17]. Como hemos visto en el apartado anterior, la curva de potencia de un aerogenerador puede dividirse en tres zonas⁷: en la zona I ($v < v_{ci}$) la potencia generada por la turbina es cero, al igual que en la zona III ($v > v_{co}$). La zona en la que la turbina generará potencia será por tanto la zona II ($v_{ci} < v < v_{co}$). En esta región además la potencia generada por la turbina aumentará con la velocidad hasta que se alcance la velocidad nominal, momento en el que la potencia generada será máxima e igual a la nominal.

El cálculo de la potencia generada por una turbina aislada podría realizarse directamente a partir de los datos del modelo de comportamiento del viento, ya que el potencial eólico no se ve modificado en ese caso por la presencia de turbinas próximas. La potencia media producida por un aerogenerador puede determinarse, haciendo uso del teorema del valor medio, mediante la siguiente expresión:

$$\bar{P} = \sum_{i=1}^{N_d} \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P(v) f_i(v) dv \quad [W] \quad (3.17)$$

A partir de la expresión anterior podemos deducir la producción anual de una turbina eólica:

$$AEP = 8760 \cdot \bar{P} \quad [Wh] \quad (3.18)$$

La tecnología eólica es compleja y costosa, por lo que, desde el punto de vista de generación eléctrica comercial, solo suele ser rentable la agrupación de aerogeneradores en un parque. Debido al tamaño, las máquinas interfieren entre sí generando estelas que condicionan el diseño del parque, produciendo una disminución de producción de energía por la reducción de la velocidad incidente en las máquinas aguas abajo (ya que el viento es frenado por la máquina de delante), y un incremento de cargas dinámicas sobre los aerogeneradores por el aumento del nivel de turbulencia incidente en cada una de ellas, por lo que la vida útil de la máquina se puede ver acortada respecto a si estuviera en una corriente sin perturbar por la estela [19].

Cuanto mayor sea la intensidad de la turbulencia ambiente más se difunde la estela, abriéndose y afectando a un mayor número de máquinas, aunque por otra parte el déficit de velocidad creado es menor. De estos efectos contrapuestos el segundo es el dominante y, por lo general, cuando mayor sea la turbulencia ambiente menor será el efecto nocivo de la estela. La propia turbulencia generada por la estela se sumaría a una turbulencia ambiente, dando lugar a un efecto relativo que será tanto menor cuanto mayor sea la turbulencia ambiente.

La turbulencia ambiente depende de diversos factores, tales como la orografía, rugosidad del terreno y de la inestabilidad atmosférica; cuanto mayor sean, mayor será dicha turbulencia y, de acuerdo con lo anterior, menor sería la influencia relativa de las estelas. Para los parques eólicos en el mar (offshore), en que la rugosidad y la turbulencia ambiente son pequeños, y el efecto de la orografía inexistente, los efectos de las estelas pueden ser relativamente más importantes.

⁷ v_{ci} y v_{co} son respectivamente las velocidades de inicio (velocidad *cut-in*) y fin (velocidad *cut-out*) de generación.

Sin embargo, por brevedad y debido a que según el tipo de parque las diferencias entre considerar o no la presencia de estelas no es tan relevante, en este trabajo no se tendrá en cuenta su efecto sobre las curvas de potencia agregadas.

3.2.2 Factor de capacidad (CF)

El factor de capacidad [18] de un aerogenerador se define como cociente entre la energía real generada por la planta eólica durante un año y la energía generada si esa misma planta hubiese estado produciendo a plena carga durante ese período. El factor de capacidad depende del potencial eólico en el lugar donde está instalada la turbina y de la propia turbina, pero suele variar entre el 25 % en lugares donde la velocidad del viento es baja y el 40 % en lugares donde la velocidad del viento es elevada. A partir del factor de capacidad, se puede definir también el número de horas equivalentes (NHE):

$$CF = \frac{\bar{P}}{P_n} = \frac{AEP}{8760 \cdot P_n} \quad (3.19)$$

$$NHE = 8760 \cdot CF = \frac{AEP}{P_n} \quad [h] \quad (3.20)$$

En comparación con otras plantas de producción de potencia, como las basadas en el carbón o las de energía nuclear, el número de horas equivalentes de un parque eólico es bastante menor, lo que implica que para producir lo mismo que estas plantas, la potencia instalada del parque eólico debe ser significativamente mayor.

3.3 Modelo de costes

A la hora de diseñar aerogeneradores, es esencial tener en cuenta el impacto del coste y el rendimiento del sistema [20]. Se deben considerar varios elementos en este proceso, tales como la inversión inicial (ICC), los costes de operación y mantenimiento (O&M), coste nivelado de reemplazo (LRC) y producción anual de energía (AEP). Si bien la producción anual de energía, así como el factor de capacidad, han sido ya calculados en el apartado anterior de forma teórica, en este nos centraremos en calcular los demás costes con el fin de obtener un modelo consistente que nos permita realizar un análisis adecuado en el siguiente capítulo.

3.3.1 Inversión inicial (ICC)

Es conveniente obtener un modelo de costes de la turbina en función de las características de la misma, con el fin de estimar la inversión inicial, o la inversión inicial (ICC) A continuación, se adjunta el modelo de costes a gran escala utilizado para los cálculos de costes de capital inicial de los aerogeneradores. Se trata de un modelo estadístico obtenido del National Renewable Energy Laboratory [20], basado en relaciones de escala sencillas para proyectar el coste de los componentes de las turbinas eólicas y sus subsistemas para diferentes tamaños y configuración de los mismos. Este modelo no trata todas las posibles configuraciones de los aerogeneradores, centrándose en aquellas más comunes de la industria comercial, en particular en las turbinas de tres palas con velocidad y ángulo de paso variables. Estas correlaciones han sido desarrolladas a su vez a partir de diseños de estudio de escala de WindPACT (Wind Partnerships for Advanced Component Technology) y TPI Composites.

Es importante destacar que este estudio fue realizado en el año 2006, con valores del dólar correspondientes al año 2003, con lo que se aleja bastante de lo que sería un modelo real y actualizado de los costes. No obstante, se ha considerado válido académicamente, solo y exclusivamente para la realización de este proyecto. El objetivo principal de incluir este modelo de costes no es el análisis del mismo, sino de las subastas de energía renovable que se desarrollará en el siguiente capítulo.

En el documento bibliográfico del que se han obtenido las correlaciones, aparecen fórmulas para varios tipos de turbinas. En el proyecto que nos ocupa, nos centraremos solo en aerogeneradores de tres palas (diseño básico), cajas de cambios de tres etapas y generadores de alta velocidad. Las demás correlaciones han sido omitidas.

En adelante, nos referiremos al radio del rotor con R [m], a la potencia nominal con P_n [kW] y a la altura de la torre con H [m]. Los costes vendrán expresados en dólares [\$].

Tabla 3.2: Correlaciones de costes de los componentes de un aerogenerador.

Componente	Coste [\$]
COSTE CAPITAL DE LA TURBINA (TCC)	
Rotor	
Palas	$(1.6745 \cdot R^3 - 3980.2) \cdot BCE + 11.435 \cdot R^{2.5025} \cdot GDPE$
Eje	$0.5886 \cdot R^{2.9158} + 206.1 \cdot R + 21241.8$
Sistema de control del ángulo de paso (pitch)	$3.0304 \cdot R^{2.6578}$
Transmisión, góndola	
Eje de baja velocidad	$0.7397 \cdot R^{2.887}$
Cojinetes principales	$0.04873 \cdot R^{3.5} - 0.06047 \cdot R^{2.5}$
Caja de cambios	$16.45 \cdot P_n^{1.249}$
Freno	$1.989 \cdot P_n - 0.1141$
Generador	$65 \cdot P_n$
Sistemas electrónicos de potencia	$79 \cdot P_n$
Sistema de orientación	$0.529 \cdot R^{2.964}$
Marco principal	$36.739 \cdot R^{1.953}$
Conexiones eléctricas	$40 \cdot P_n$
Sistema hidráulico y de refrigeración	$12 \cdot P_n$
Carcasa	$11.537 \cdot P_n + 3849.7$
Control, seguridad y monitorización	35000
Torre	$1.5 \cdot (0.3973 \cdot \pi R^2 \cdot H - 1414)$
BALANCE DE LA ESTACIÓN (BOS)	
Cimientos	$303.24 \cdot (H \cdot \pi R^2)^{0.4037}$
Transporte	$1.581 \cdot 10^{-5} \cdot P_n^3 - 0.0375 \cdot P_n^2 + 54.7 \cdot P_n$
Obra civil	$2.17 \cdot 10^{-6} \cdot P_n^3 - 0.0145 \cdot P_n^2 + 69.54 \cdot P_n$
Interfaz eléctrica y conexiones	$3.49 \cdot 10^{-6} \cdot P_n^3 - 0.0221 \cdot P_n^2 + 109.7 \cdot P_n$
Ingeniería y permisos	$9.94 \cdot 10^{-4} \cdot P_n^2 + 20.31 \cdot P_n$

Fuente: NREL [20].

Donde:

BCE : índice de aumento de costes del material de las palas (por simplicidad, se supondrá igual a 1)

$GDPE$: índice de aumento de costes de la mano de obra (por simplicidad, se supondrá igual a 1).

El ICC viene calculado como la suma de todos los costes anteriores. Este a su vez se divide en coste capital de la turbina (TCC) y balance de planta (BOS). Dividiendo el ICC entre la potencia instalada se obtiene la inversión inicial unitaria.

3.3.2 Gastos operacionales (O&M)

Los gastos operacionales serán estimados, al igual que el ICC, a partir de correlaciones obtenidas a partir del análisis de otros proyectos de aerogeneradores instalados hasta la fecha (154 en total), estas también procedentes del NREL [21], pero de un estudio llevado a cabo en el año 2015.

Los gastos operacionales se dividen generalmente en dos categorías: gastos de operación, que incluyen los costes de operación conocidos (arrendamiento del terreno, impuestos, seguros, mantenimiento planificado

de la planta...), y los costes de mantenimiento, que incluyen los costes de operación variables (mantenimiento no planificado y otros costes que pueden considerarse variables en función de la potencia instalada).

Como ya se ha indicado para el cálculo del ICC, estas correlaciones serán utilizadas con fines meramente académicos en este trabajo, con el objetivo de obtener valores aproximados de los costes de una planta eólica.

Tabla 3.3: Gastos de operación de referencia para aerogeneradores terrestres.

Gastos de operación	23 \$/(kW·año)
Gastos de mantenimiento	28 \$/(kW·año)
Gastos operacionales (O&M)	51 \$/(kW·año)

Fuente: NREL [21].

3.3.3 Coste nivelado de la energía (LCOE)

El coste nivelado de la energía es la valoración económica del coste del sistema de generación de electricidad, que incluye todos los costes a lo largo de la vida útil del proyecto. Viene determinado por la siguiente expresión [20]:

$$LCOE = \frac{FCR \cdot ICC + O\&M}{AEP} \cdot 100 \quad [c\$/kWh] \quad (3.21)$$

Donde:

<i>FCR</i> [%/año]:	tasa de interés fija.
<i>ICC</i> [\$]:	inversión inicial.
<i>AEP</i> [MWh/año]:	producción anual neta de energía.
<i>O&M</i> [\$/año]:	coste nivelado de operación y mantenimiento.

La tasa de interés fija representa el coste capital porcentual anual, calculado a partir del coste ponderado de los diferentes métodos de financiación de la empresa. En este proyecto, se ha considerado razonable una tasa de interés fija anual del 9 % para los cálculos.

En la Tabla 3.4 se detalla el coste nivelado de la energía, inversión inicial, y factor de capacidad promedio para instalaciones eólicas onshore en territorio europeo, así como los valores mínimos y máximos [22]:

Tabla 3.4: Valores típicos de LCOE, ICC y CF para instalaciones eólicas onshore en Europa.

	Mínimo	Máximo	Promedio
LCOE [c\$/kWh]	5	16	7
ICC [\$/kW]	1054	3702	1866
CF	0.14	0.51	0.28

Fuente: REN21 [22].

4 ANÁLISIS DEL DISEÑO DEL SISTEMA DE SUBASTA RENOVABLE

UNA vez desarrollado un modelo económico razonable para parques eólicos, es el momento de analizar los sistemas de subasta renovable, ya mencionados brevemente en el capítulo 1. En este capítulo, se explicará en primer lugar el funcionamiento de estos sistemas de subasta para, posteriormente, aplicar el modelo económico del capítulo anterior. Finalmente se llevarán a cabo algunas simulaciones en dos ubicaciones distintas de la Península Ibérica, con climas y tipos de terreno distintos, y por tanto con distintos potenciales eólicos. De esta forma, podremos hacernos una idea aproximada de la rentabilidad de una planta eólica en función de la localización y bajo el efecto de este sistema de subastas, para finalmente comprobar hasta qué punto estas pueden afectar al diseño de las instalaciones.

El modelo de costes del capítulo anterior fue desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), teniendo en cuenta instalaciones eólicas situadas en territorio norteamericano y, por tanto, si se deseara hacer un análisis más exhaustivo, se deberían considerar los índices de cambio Eurodólar, así como los índices de variación del Producto Interior Bruto de España respecto a Estados Unidos, y las variaciones interanuales del mismo desde la realización de dicho análisis. En este proyecto, por simplicidad, y por tratarse de un análisis meramente académico, solo se tendrá en cuenta el factor de cambio EUR-USD.

4.1 Funcionamiento del sistema español de subastas renovables

Desde la aprobación del RDL 1/2012, el sector de las energías renovables ha estado prácticamente paralizado en nuestro país, debido principalmente a la suspensión de los procesos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones que se acogieran al Régimen Especial.

Sin embargo, la Ley 24/2013, del sector eléctrico, determinaría más tarde que el otorgamiento del régimen retributivo específico y el valor de la inversión inicial se determinaría mediante un proceso de concurrencia competitiva, esto es, mediante subastas renovables. En estos últimos dos años se han celebrado tres convocatorias de subastas renovables en España. Para ello, el Ministerio de Energía oferta una cantidad de potencia determinada, que debe ser cubierta por los proyectos de energía renovable de las pymes y grandes empresas que se presenten a la subasta. Dicha potencia se adjudicará a los participantes que presenten los proyectos de menor coste, y además les será concedida una ayuda económica anual en función de la potencia instalada, que podrá ser modificada en función de las horas equivalentes de funcionamiento reales y de las modificaciones que se lleven a cabo en la normativa cada semiperíodo regulatorio de tres años, según lo establecido en el RD 413/2014.

El objetivo de la subasta es fijar un precio final. En este caso, en lugar de ser al alza, se trata de fijar un precio a la baja, es decir, a cuanto porcentaje de la ayuda se está dispuesto a renunciar por instalar la planta de generación renovable. Además, se trata de una subasta marginalista, donde las ofertas se irán ordenando de más barata a más cara, y la última en llenar el cupo será la que cobrarán todos los participantes. Cabe mencionar que en las tres subastas realizadas se requería a los participantes depositar una garantía expresada en €/MW, que sería devuelta a los adjudicatarios tras la finalización de la obra civil de las instalaciones, con el fin de asegurar su construcción. De la misma forma, en las tres subastas se liquidarían los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico en función de las horas reales de funcionamiento, mediante la multiplicación de los mismos por el coeficiente ‘d’, calculado como:

$$d = \frac{NHF_{inst} - U_f}{NHF_{min} - U_f} \quad (4.1)$$

Donde:

NHF_{inst} [h]: número de horas de funcionamiento reales de la instalación.

NHF_{min} [h]: número de horas de funcionamiento mínimas de la instalación tipo de referencia.

U_f [h]: umbral de funcionamiento de la instalación tipo de referencia.

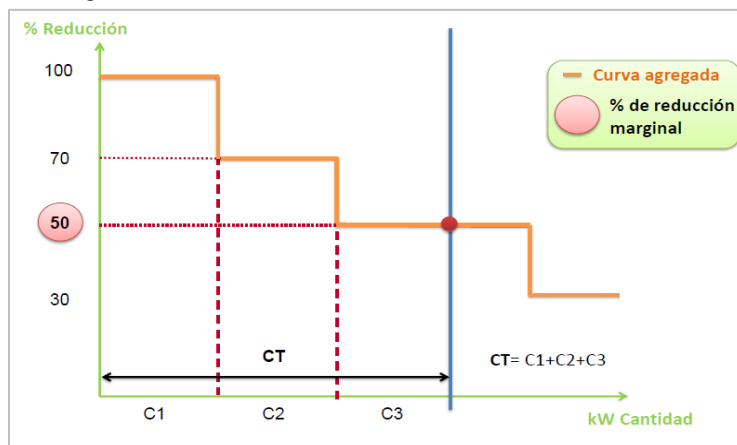
El Ministerio de Energía nominó a OMIE, a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U. como entidad Administradora de las subastas. A continuación, se explicará en qué han consistido las subastas de los últimos dos años, centrándonos en los aspectos más importantes de cada una de ellas.

4.1.1 Subasta REIBE

La subasta de Régimen retributivo Específico de nuevas Instalaciones de Biomasa y Eólica (REIBE) tuvo lugar el 15 de enero de 2016. En ella, se ofertarían 700 MW en total, 500 MW destinados a energía eólica y 200 MW destinados a energía procedente de la biomasa.

Como ya se ha puntualizado, la subasta se realizaría mediante el método de subasta de sobre cerrado con sistema marginal. A lo largo de la subasta, los participantes ofertarían hasta 40 tramos⁸ de potencia por los que estuvieran dispuestos a pujar. Al finalizar la fase de inserción de ofertas, se establecería un orden de precedencia, partiendo de los tramos de oferta de mayor porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión hasta llegar a los tramos de menor porcentaje de reducción, construyéndose así la curva agregada de compra.

Figura 4.1: Ejemplo de curva de casación de la subasta REIBE.



Fuente: OMEL Diversificación [24].

⁸ OMEL considera tramos a los conjuntos de bloques de potencia ofertados a un mismo porcentaje de reducción por parte de un participante. Un bloque, a su vez, es equivalente a 1 kW de potencia instalada.

El mecanismo de asignación de la subasta permitía crear tramos divisibles o indivisibles, con la condición de que los tramos indivisibles no podrían ser parcialmente casados si se diera el caso. Los porcentajes de reducción de los diferentes tramos declarados por los participantes en una determinada oferta serían estrictamente decrecientes con el número de tramo salvo que se tuvieran N tramos consecutivos indivisibles o una combinación de N tramos indivisibles con uno divisible, en cuyo caso podrían tener el mismo porcentaje de reducción. No se permitirían dos o más tramos divisibles ofertados al mismo porcentaje de reducción.

El método de casación se desarrollaría, en primer lugar, mediante la determinación para cada producto del punto de cruce de la curva agregada de compra y la oferta de venta del sistema y obtención para cada producto del porcentaje de reducción marginal, que de forma general correspondería con dicho punto de corte. A continuación, se procedería a asignar a cada participante, por cada tramo de compra, el número de bloques correspondiente al producto siempre que el porcentaje de reducción de dicho tramo fuera igual o superior al porcentaje de reducción marginal [23] [24]. En la Figura 4.1 puede verse cómo quedaría el corte entre la curva agregada de compra (naranja) y la curva de oferta de venta del sistema (azul).

El 18 de enero de 2016 se publicó el resultado de la subasta en el BOE, incluido en la Tabla 4.1. La subasta se cerró con un descuento del 100%, que afectaría a la inversión de las plantas, tanto eólica como de biomasa. No obstante, el incentivo sobre operación y mantenimiento (que solo cobraba la biomasa) no se vio afectado. Esta exagerada reducción de la ayuda, causada por la alta competitividad entre las firmas participantes, provocó que grandes empresas como Gas Natural Fenosa, Enel Green Power e Iberdrola, quedaran excluidas del proceso [25].

Tabla 4.1: Resultado de la subasta REIBE.

	Energía eólica	Biomasa
Potencia adjudicada	200,000	500,000
Reducción de la ayuda a la inversión	100 %	100 %
Ayuda a la inversión [€/MW]	0	0
Incentivo sobre operación y mantenimiento [€/MWh] ⁹	0	50.858

Fuente: MINETAD [25].

4.1.2 Subasta IFER I

La primera subasta del régimen retributivo específico para nuevas Instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de Fuentes de Energía Renovables (IFER I) tuvo lugar el 17 de mayo de 2017. En ella, se ofertaría un total de 2000 MW, ampliables a 3000 MW bajo ciertas condiciones no especificadas en este proyecto por su complejidad. A diferencia de la REIBE, esta se trató de una subasta tecnológicamente neutral, lo que significaba que no había una capacidad de cupo asignado para cada tecnología, sino que todas competirían para la misma potencia [26].

En este caso, los participantes no ofertarían directamente el porcentaje de reducción que estarían dispuestos a aceptar como se hizo en la subasta REIBE, sino que deberían pujar en función del sobrecoste unitario para el sistema, calculado como el cociente entre la retribución a la inversión de la instalación tipo correspondiente para 2019, $Rinv_{IT}^{2019}$, y el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia correspondiente aplicables al año 2019, NHF^{2019} . La primera viene calculada según la siguiente ecuación:

$$Rinv_{IT}^a = Rinv_{ITR}^a - m_{IT}^a \cdot Red_{ITR} \quad (4.2)$$

⁹ El valor de la tabla es el correspondiente al año de autorización de explotación definitiva 2015. Para para años posteriores, este valor va en aumento en el caso de la biomasa, aunque se actualizará semestralmente de acuerdo con lo establecido en el RD 413/2014 y con la Orden IET/1345/2015.

Donde:

$Rinv_{IT}^a$ [€/MW]: Retribución a la inversión por unidad de potencia de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a'.

$Rinv_{ITR}^a$ [€/MW]: Retribución a la inversión por unidad de potencia correspondiente al año 'a' de la instalación tipo de referencia, cuyo método de cálculo vienen incluido en el RD 413/2014 y escapa fuera de los objetivos de este proyecto.

m_{IT}^a [€/MW]: Coeficiente aplicable para calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a'¹⁰.

Red_{ITR} [%]: Porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.

El sobrecoste unitario para el sistema viene calculado como:

$$SC_{sub} = \frac{Rinv_{IT}^{2019}}{NH_{F2019}} \quad [€/MWh] \quad (4.3)$$

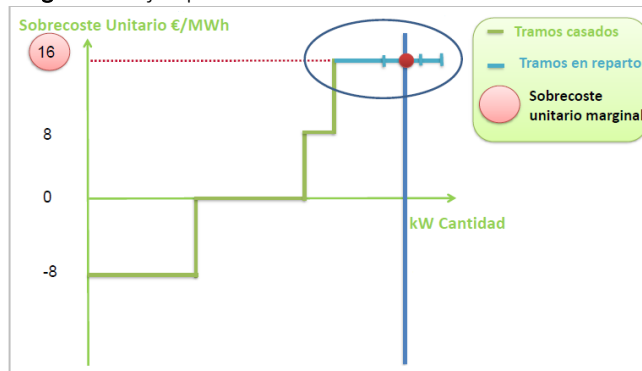
En el reglamento de la subasta **se incluyó un valor máximo del porcentaje de reducción ofertado para cada tipo de tecnología**, (63.43% para la eólica, 51.22% para la fotovoltaica y 99.99% para el resto de tecnologías). Esto significa que los importes máximos de reducción estarían previamente fijados, teniendo que ofertar reducciones igual o por debajo de esos coeficientes de reducción. Igualmente, se estableció un valor del sobrecoste unitario mínimo de -9.462 €/MWh.

Al igual que en las subastas REIBE, la asignación de los pagos y la determinación de la inversión inicial de cada tipo de instalación se establecería mediante el método de subasta de sobre cerrado y sistema marginal. Los tramos de oferta se ordenarían de menor a mayor valor del ya mencionado cociente, obteniéndose la curva agregada de la oferta de los participantes, y pasarían a ser adjudicatarios los tramos que tuvieran un menor cociente hasta alcanzar la potencia máxima a subastar, en este caso 2000 MW. En caso de igualdad en el sobrecoste unitario para el sistema de varios tramos, se ordenarían de mayor a menor número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia.

Una vez finalizada la subasta, se obtendría la potencia de adjudicación por tecnología a cada uno de los adjudicatarios, y la reducción del valor de la inversión inicial estándar [23] [24]. Para ello, en primer lugar, se determina el sobrecoste unitario marginal a partir del punto de corte entre la curva agregada de la oferta de los participantes y la demanda del sistema, procedimiento representado en la Figura 4.2. En ella puede observarse que todos los tramos situados a la izquierda del punto de corte resultan casados al sobrecoste unitario marginal.

En el caso del ejemplo, todos los participantes que ofertaran su potencia con un sobrecoste unitario menor a 16 €/MWh, verían su oferta casada hasta llegar al límite impuesto por el punto de corte con la recta azul.

Figura 4.2: Ejemplo de curva de casación de la subasta IFER I.



Fuente: OMEL Diversificación [24].

¹⁰ En ningún caso el valor de la retribución a la inversión será negativo. Si de la anterior formulación se obtuviera un valor negativo, se considerará que la retribución a la inversión toma valor cero.

A continuación, se determinan los bloques aceptados de la siguiente forma:

- Primero, se ordenan los tramos por **horas equivalentes, tamaño, hora de realización de la oferta y número de tramo (en ese orden)**.
- Seguidamente, se asignan los tramos enteros, eliminando los tramos que superen la cantidad restante por repartir.
- Por último, se prorratea la cantidad restante entre los tramos divisibles eliminados con anterioridad.

Una vez calculado el sobrecoste unitario marginal resultado de la casación (SC_{cas}), se calcula el sobrecoste unitario marginal para cada instalación tipo de referencia, como el mínimo entre el sobrecoste unitario marginal resultado de la casación y el sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia correspondiente del año 2019 (SC_{max} , incluido en la normativa).

$$SC_{ITR} = \min(SC_{max}, SC_{cas}) \quad (4.4)$$

A continuación, se calcula $Rinv_{IT}^{2019}$ multiplicando el sobrecoste unitario marginal de cada instalación tipo de referencia por el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia de 2019.

$$Rinv_{IT}^{2019} = SC_{ITR} \cdot NHF^{2019} \quad (4.5)$$

Finalmente, partiendo de este valor de $Rinv_{IT}^{2019}$ y del valor de la retribución a la inversión de cada instalación tipo de referencia aplicable al año 2019 ($Rinv_{IT}^{2019}$, incluido en la normativa), se calcula el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia resultado de la subasta (Red_{ITR}), despejando de la ecuación (4.2). En caso de que con este porcentaje se obtuviera una retribución a la inversión con valor negativo, esta se considerará de igual a cero.

El 26 de mayo de 2017 se publicó el resultado de la subasta en el BOE, incluido en la Tabla 4.2. La presión competitiva en la subasta fue tal que se cerró con una reducción resultante que otorgaba una retribución a la inversión para cada tipo de instalación de valor cero, debido a que todas las empresas ofrecieron el descuento máximo [27]. Como puede apreciarse en la tabla, la energía fotovoltaica fue la principal perjudicada en esta subasta, debido principalmente a que el máximo porcentaje de reducción permitido para la eólica y el resto de tecnologías era mayor que para la fotovoltaica, y al menor número de horas equivalentes de esta última (que determinan, a igualdad de condiciones, el orden de acceso a la subasta de las tecnologías).

Tabla 4.2: Resultado de la subasta IFER I.

	Energía eólica	Energía fotovoltaica	Resto de tecnologías
Potencia adjudicada	1,200,000	1,037	19,299
Reducción de la ayuda a la inversión	63.43 %	51.22 %	99.98 %
Ayuda a la inversión [€/MW]	0	0	0

Fuente: MINETAD [27].

4.1.3 Subasta IFER II

El 26 de julio de 2017, se celebró la segunda subasta del régimen retributivo específico para nuevas Instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de Fuentes de Energía Renovables (IFER II). Esta subasta tuvo las mismas reglas que la anterior, remitiendo a la misma orden y mismas resoluciones ministeriales que la concretaron. Esta subasta estaba destinada únicamente a las tecnologías eólica y fotovoltaica, ofertándose, al igual que en la subasta IFER I, un total de 3000 MW.

Los participantes volverían a licitar con el sistema de sobre cerrado en puja descendente de carácter marginal, con las **mismas condiciones que la subasta anterior**. Se ofertarían descuentos sobre las ayudas a la inversión y ganarían las ofertas que menos ayuda pidieran; en caso de empate al renunciar a las ayudas, ganaría la eólica por su mayor productividad (mayor número de horas equivalentes al año). En esta ocasión,

el porcentaje máximo de reducción varió respecto a la subasta anterior (87.08% para la eólica, 69.88% para la fotovoltaica). Se estableció un valor del sobrecoste unitario mínimo en -18.59 €/MWh.

El complejo reglamento de la subasta permitía conceder más de esos 3000 MW en caso de que existiera demanda suficiente con el máximo descuento, y así fue, llegándose a otorgar un total de 5037 MW, como puede verse en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Resultado de la subasta IFER II.

	Energía eólica	Energía fotovoltaica
Potencia adjudicada	1,127,818	3,909,103
Reducción de la ayuda a la inversión	87.08 %	69.88 %
Ayuda a la inversión [€/MW]	0	0

Fuente: MINETAD [28].

4.2 Rentabilidad de la participación en una subasta IFER

Como se ha podido comprobar en el apartado anterior, el modelo de subastas renovables en España es, a diferencia de otros países, bastante complejo. Como en toda subasta, el resultado de la misma puede variar significativamente en función de las decisiones que tome el resto de participantes.

A continuación, se llevará a cabo una simulación con el fin de entender un poco mejor este modelo de subastas y ver hasta qué punto resulta rentable acometer una inversión en un parque eólico participando en ellas.

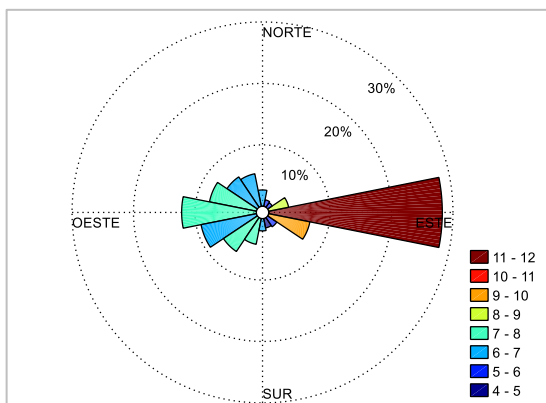
En primer lugar, se seleccionarán dos localidades de la Península Ibérica con distinto potencial eólico; se caracterizarán y se obtendrá el potencial eólico de cada una de ellas. A continuación, se obtendrán los costes en función de la potencia a instalar, sirviéndonos del modelo de costes expuesto en el apartado anterior. Se calculará la rentabilidad de los proyectos en cada localidad, para finalmente compararla con la participación en una subasta renovable IFER y con el antiguo sistema de primas.

4.2.1 Selección y comparativa de emplazamientos

Para llevar a cabo el análisis, se han tenido en cuenta dos puntos de la Península Ibérica donde situar los parques eólicos, ambos con distinto potencial eólico dada su localización: Tarifa (Cádiz), con un potencial eólico alto, y El Bonillo (Albacete) con un potencial eólico intermedio. No se han tenido en cuenta emplazamientos con potencial eólico demasiado bajo ya que se presupone una muy baja rentabilidad. Los datos utilizados se han obtenido del Atlas Eólico del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), perteneciente al Minetad [29].

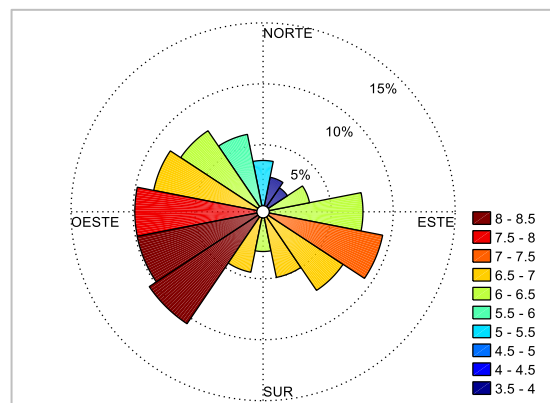
En las siguientes figuras, se muestran las rosas de los vientos generadas con Matlab® para cada uno de los emplazamientos seleccionados.

Figura 4.4: Rosa de los vientos en Tarifa.



Fuente: IDAE. Elaboración propia.

Figura 4.3: Rosa de los vientos en El Bonillo.



Fuente: IDAE. Elaboración propia.

Para el diseño de las rosas de los vientos se ha utilizado una versión modificada de la función *wind_rose.m*, descargada del sitio MathWorks [30]. Es fácil ver que las orientaciones con mayor potencial eólico para cada uno de los emplazamientos son el Este en el caso de Tarifa y el Suroeste en el caso de El Bonillo. No obstante, los aerogeneradores disponen de un sistema de orientación, y dado que no se considerarán las estelas, no es necesario tener en cuenta las orientaciones a la hora de calcular el potencial eólico.

En la siguiente tabla se especifica, para cada una de las 16 orientaciones consideradas, los datos necesarios para el cálculo de la velocidad media y el potencial eólico según la metodología desarrollada en el capítulo 3, a una altura de torre de 80 m, obtenidos de la web del IDAE.

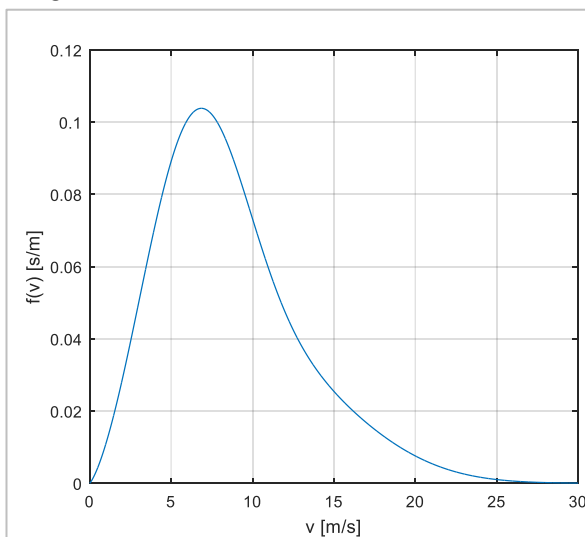
Tabla 4.4: Parámetros eólicos para cada localidad.

Orientación	Tarifa (Cádiz)				El Bonillo (Albacete)			
	ω [%]	v [m/s]	c [m/s]	k [-]	ω (%)	v (m/s)	c (m/s)	k [-]
N	2.66	6.747	7.544	2.664	3.71	5.227	5.79	2.199
NNE	1.1	5.075	5.661	2.051	2.39	3.979	4.663	2.19
NE	0.91	5.178	5.758	1.915	1.87	3.835	4.416	1.988
ENE	3.33	8.504	9.457	2.381	3.32	6	6.562	2.012
E	28.26	11.976	13.879	2.759	7.56	6.496	7.45	2.292
ESE	6.86	9.178	10.385	2.267	9.34	7.018	7.813	2.588
SE	1.81	5.621	6.471	2.178	7.26	6.908	7.681	2.458
SSE	1.57	4.999	5.797	2.379	4.99	6.894	7.512	2.287
S	2	6.892	7.984	1.831	2.76	6.167	6.77	1.961
SSW	4.29	7.481	8.472	2.07	4.56	6.894	7.643	2.164
SW	6.65	7.464	8.628	2.211	10.55	8.184	9.202	2.538
WSW	9.2	6.969	8.286	2.532	9.86	8.019	9.133	2.339
W	12.16	7.071	8.032	3.071	9.85	7.841	8.917	2.562
WNW	7.8	7.071	7.964	2.714	8.5	6.922	7.967	2.515
NW	5.96	6.662	7.261	2.963	7.5	6.195	6.886	2.471
NNW	5.42	6.713	7.33	2.823	5.98	5.872	6.5	2.474

Fuente: IDAE.

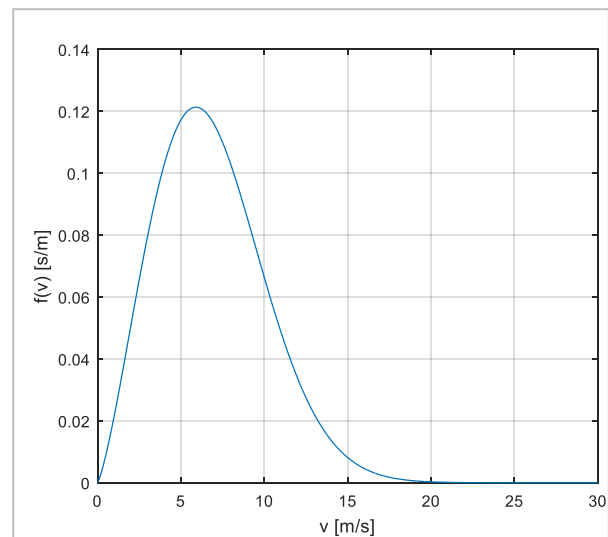
A partir de estos datos, y sirviéndonos de la ecuación (3.9), se ha representado en las siguientes figuras la función de densidad de probabilidad de Weibull de cada localidad. Una vez hecho esto, a partir de la ecuación (3.10) se puede calcular de forma inmediata la velocidad media de cada emplazamiento.

Figura 4.5: Densidad de probabilidad eólica en Tarifa.



Fuente: IDAE. Elaboración propia.

Figura 4.6: Densidad de probabilidad eólica en El Bonillo.



Fuente: IDAE. Elaboración propia.

No se tendrán en cuenta las expresiones para el cálculo de la velocidad en función de la rugosidad y la altura, ya que los datos que recoge el IDAE ya tiene en cuenta estos factores para 80 metros de altura. No obstante, dado que influye en el potencial eólico, si se tendrá en cuenta el efecto de la elevación del emplazamiento respecto al nivel del mar para el cálculo de la densidad del aire, recogido en la expresión (3.15). Para el cálculo de la densidad, se han tenido en cuenta las temperaturas ambiente medias anuales de cada localidad, recogidas en los históricos de ClimateData.org [31].

Finalmente, se ha calculado el potencial eólico en ambos emplazamientos según la expresión (3.16). En el Anexo I se adjunta el script utilizado en Matlab® para los cálculos (*weibull.m*). Los resultados vienen recogidos en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Resultados de los cálculos del potencial eólico y parámetros utilizados.

	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
Elevación [m]	124	1077
Temperatura media anual [°C]	17.2	12.5
Velocidad media anual [m/s]	8.68	6.85
Densidad del aire [kg/m ³]	1.181	0.955
Potencial eólico [W/m ²]	386.02	153.24

Fuente: IDAE y Climatedata.org. Elaboración propia.

4.2.2 Obtención de los costes y análisis económico

El modelo de costes desarrollado en el capítulo anterior nos da la posibilidad de no tomar los datos económicos de los aerogeneradores de un catálogo, ya que la información que podamos obtener de ahí se limita al propio aerogenerador. La finalidad de este trabajo no es el dimensionado de un parque eólico, sino analizar la influencia de las subastas renovables en el diseño de los mismos, por lo que la metodología aquí utilizada puede ser extrapolable a los datos obtenidos de un catálogo real de aerogeneradores. Como ya hemos dicho, la web del IDAE nos proporciona los datos para una altura de torre de 80 m. En la siguiente tabla se detallan los datos del aerogenerador utilizado para los cálculos, basados en el modelo G87-2.0MW de Gamesa [32]:

Tabla 4.6: Parámetros del aerogenerador seleccionado.

Altura de la torre [m]	78
Diámetro del rotor [m]	87
Potencia nominal [MW]	2
Velocidad cut-in/cut-out [m/s]	3/25
Coeficiente de potencia máximo (C_p)	0.5
Factor de pérdidas ¹¹	25 %

Fuente: Gamesa [32].

Para calcular la producción anual de energía se tendrán en cuenta las expresiones (3.17) (3.18). De la misma forma, se han calculado también el factor de capacidad y las horas equivalentes, según las ecuaciones (3.19) y (3.20). El script utilizado para estos cálculos se adjunta en el anexo I (*AEP.m*). Se ha considerado una potencia nominal en ambos parques de 40 MW (20 turbinas).

La inversión inicial viene calculada según la Tabla 3.2 para ambas localidades, teniendo en cuenta una tasa de cambio de euro a dólar estadounidense a 18 de agosto de 2017 (1 EUR = 1.1773 USD). Aplicando esta misma tasa, se obtienen unos costes de operación y mantenimiento de 43.32 €/kW·año).

¹¹ El factor de pérdidas incluye las pérdidas por acoplamiento, por transmisión, por efecto joule y posibles pérdidas por estelas en el campo de aerogeneradores.

Tabla 4.7: Resultados de los cálculos en cada localidad.

	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
AEP [MWh/año]	167,551	90,093
Factor de capacidad	47.82 %	25.71 %
Horas equivalentes [h]	4188	2252
ICC [k€]	104,879.52	104,879.52
O&M [k€/año]	1,732.78	1,732.78
Tasa de interés fija, FCR [%/año]	9 %	9 %
LCOE [c€/kWh]	6.67	12.40

Fuente: Elaboración propia.

Como puede verse, los costes nivelados de la energía, los factores de capacidad y la inversión inicial se mantienen dentro de los límites razonables detallados en la Tabla 3.4 en ambas localidades.

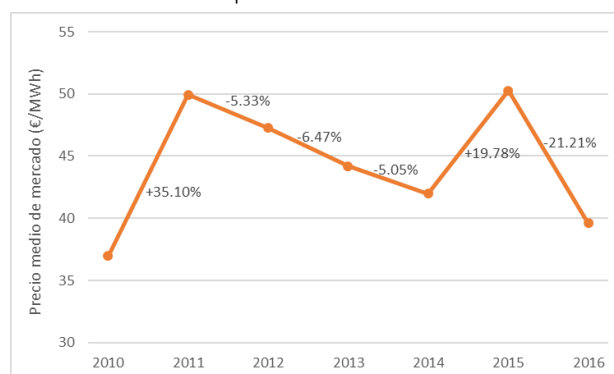
A continuación, compararemos la rentabilidad de ambos proyectos, suponiendo una vida útil de 25 años, mediante el cálculo del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de recuperación (PB).

Para caracterizar la inmovilización de recursos en una inversión, es necesario saber el coste de la adquisición de los activos fijos, los gastos derivados de la inversión y los aportes de circulante, que se considerarán nulos. Estos datos ya son conocidos e iguales a la inversión inicial (ICC).

Seguidamente se calcularán los flujos de caja. Para ello se deben tener en cuenta los gastos de operación y mantenimiento (O&M), la energía anual producida y el precio de la misma.

En el capítulo 2 ya explicábamos cómo se determinaba el precio de venta de la energía mediante los procesos de casación simple y compleja. Veíamos también la necesidad de las centrales de energía renovable de participar en estos procesos a precio aceptable (0 €/kWh) debido principalmente a la imposibilidad de las mismas de almacenar energía primaria, acogiéndose por tanto al precio de mercado. En este sentido, nos beneficia el hecho de trabajar con centrales renovables, ya que no tendríamos que llevar a cabo análisis demasiado exhaustivos a la hora de determinar el precio de la energía, ya que esta siempre acaba siendo vendida (no sería el caso de, por ejemplo, una central de carbón, en la que habría que tener en cuenta cuándo entra al mercado o no en función del precio mayorista de la electricidad).

Existen varios métodos para estimar el precio de venta de la energía durante los 25 años de vida útil de ambos proyectos (se utilizará este valor de vida útil, igual al estimado en el reglamento de las subastas IFER). En este trabajo, se tomará para el primer año el precio medio de la electricidad entre agosto de 2016 y julio de 2017, proporcionado por el informe provisional de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [33]. El incremento del precio de venta de la energía se tomará igual a media aritmética de la variación interanual del precio medio de mercado diario reflejada en la Figura 4.7. El incremento anual de los costes de operación y mantenimiento será el considerado por el reglamento de las subastas IFER, igual al 1 %.

Figura 4.7: Variación interanual del precio medio de mercado diario entre 2010 y 2016.

Fuente: OMIE. Elaboración propia.

En el Anexo II se incluyen las hojas de cálculo con los proyectos de inversión para cada una de las localidades (Hojas 1 y 2). En Tabla 4.8 se detallan los datos utilizados para cada una de ellas y los resultados de las mismas.

Puede verse como hasta que punto afecta la localización a la rentabilidad de ambos proyectos, debido principalmente al potencial eólico. En el caso de Tarifa (Hoja 1), aunque se trata de una localidad con un alto factor de capacidad, el proyecto no llega a ser rentable. La TIR, sin embargo, se acerca bastante a la tasa de interés, incluso sin recibir subvenciones por parte del Estado. En el caso de El Bonillo, el bajo potencial eólico de la zona, aunque proporciona un factor de capacidad aceptable, no se consiguen rentabilidades como las de Tarifa, obteniéndose una TIR excesivamente baja.

No obstante, de los cálculos se han obtenido unos tiempos de recuperación de unos once años en el caso de Tarifa (menos de la mitad de la vida útil de la instalación) y casi veintiún años en el caso de El Bonillo; esto es debido a que el tiempo de recuperación no tiene en cuenta las actualizaciones de los flujos de caja, ya que se trata de un método estático del cálculo de la rentabilidad de un proyecto, a diferencia del VAN o la TIR, que son métodos dinámicos y sí tienen en cuenta estas actualizaciones.

Tabla 4.8: Rentabilidad de los proyectos eólicos en ambas localidades

	DATOS	
	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
Desembolso inicial [€]	104,879,521.59	104,879,521.59
NHE [h]	4188	2252
O&M (€/MWh)	10.34	19.23
ΔO&M (%/año)	1 %	1 %
Pventa (€/MWh)	58.23	58.23
ΔPventa (%/año)	2.80 %	2.80 %
	RESULTADOS	
	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
VAN (€)	-2,352,328.59	-58,273,990.40
TIR (%)	8.76 %	1.91 %
PB (años)	-	-

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Aplicación del modelo de subastas IFER

A continuación, se simulará la participación de estos mismos proyectos en el modelo de subastas IFER. Como hemos visto, en ninguna de las tres subastas renovables realizadas por el MINETAD, se ha conseguido retribución a la inversión por parte de los participantes (exceptuando la subasta REIBE, en la que el incentivo sobre operación y mantenimiento cobrado solo por la biomasa no se vio afectado por el resultado de la subasta). Por tanto, es obvio que, si simuláramos una participación en estas subastas teniendo en cuenta los resultados de las mismas, la rentabilidad de los proyectos no variaría respecto a la del apartado anterior.

En consecuencia, en este apartado se hipotetizará un resultado razonable de la subasta, distinto de los obtenidos hasta ahora en subastas reales. Supondremos que nuestro perfil de subasta es el que se muestra en la Tabla 4.9. Una estrategia lógica de oferta por parte de los promotores sería que los tramos que tuvieran más probabilidad de ser casados (es decir, con un mayor porcentaje de reducción), se correspondieran con una mayor cantidad de potencia que el resto de tramos, y que los tramos con menos probabilidad de ser casados fueran divisibles.

Tabla 4.9: Perfil utilizado para la subasta IFER.

Tramo	1	2	3	4	5
Potencia (MW)	4	6	8	10	12
Reducción (%)	5 %	20 %	25 %	30 %	35 %
Tipo	Divisible	Divisible	Divisible	Indivisible	Indivisible

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.10: Parámetros retributivos para la eólica con año de explotación 2019.

NHF^{2019} [h]	NHF^{min} [h]	U_f [h]	$Rinv_{ITR}^{2019}$ [€/MW]	SC_{max} [€/MWh]	m_{ITR}^{2019} [€/MW]
3000	3000	0	45056	15.02	115786

Fuente: Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

En primer lugar, se calculará, para cada uno de los tramos ofertados, la retribución a la inversión que obtendría la instalación tipo asociada con año de explotación definitiva 2019, y a partir de la misma el sobrecoste unitario para el sistema, teniendo en cuenta el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial¹² ofertado y los parámetros retributivos de la instalación tipo correspondiente a la energía eólica incluidos en la siguiente tabla. Para ello haremos uso de las ecuaciones (4.2) y (4.3).

Una vez calculados estos parámetros, supondremos un sobrecoste unitario marginal resultado de la casación “razonable”. Este valor se ha calculado como la media aritmética de los sobrecostes correspondientes al perfil con el que hemos participado en la subasta, igual a 5.756 €/MWh¹³. De esta forma, en la Tabla 4.11 vemos que los tramos 1 y 2 quedarían fuera del proceso de casación. A continuación, calculamos el sobrecoste unitario marginal de la instalación tipo de referencia según la ecuación (4.4), y finalmente calculamos la retribución a la inversión de cada instalación tipo y el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial despejando de la ecuación (4.2).

Tabla 4.11: Resultados de la casación.

Tramo	1	2	3	4	5
$Rinv_{ITR}^{2019}$ [€/MW]	39266.7	21898.8	16109.5	10320.2	-1258.4
SC_{sub} [€/MWh]	13.09	7.30	5.37	3.44	-0.419
SC_{ITR} [€/MWh]	-	-	5.756	5.756	5.756
$Rinv^{2019}$ [€/MWh]	-	-	17267.36	17267.36	17267.36
Reducción (%)	0 %	0 %	24 %	24 %	24 %

Fuente: Elaboración propia a partir de la normativa relativa a las subastas IFER.

El proceso se cierra con una reducción final del 24 % sobre el valor estándar de la inversión inicial, es decir, 216,000 €/MW anuales. En nuestro caso, solo los tramos 3, 4 y 5 podrán beneficiarse de dicha reducción, lo que supone un 75 % del total de la potencia que hemos ofertado.

Teniendo en cuenta este incentivo, procedemos ahora a calcular la rentabilidad de los proyectos. En el anexo II (Hojas 3 y 4) se incluyen las hojas de cálculo utilizadas para ello.

Tabla 4.12: Rentabilidad de los proyectos tras participar en la subasta IFER.

	DATOS	
	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
Desembolso inicial [€]	96,239,521.59	96,239,521.59
NHE [h]	4189	2252
O&M (€/MWh)	10.34	19.23
Δ O&M (%/año)	1 %	1 %
Pventa (€/MWh)	58.23	58.23
Δ Pventa (%/año)	2.80 %	2.80 %
	RESULTADOS	
	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
VAN (€)	82,514,759.20	5,442,271.49 €
TIR (%)	17.06 %	9.59 %
PB (años)	6.05	9.87

Fuente: Elaboración propia.

¹² El valor estándar de la inversión inicial viene incluido en la normativa de la subasta, y es igual a 1,200,000 €/MW para la energía eólica.

¹³ Al no encontrarse un valor lo suficientemente aleatorio, se ha optado por utilizar la media aritmética de los sobrecostes con los que hemos participado en la subasta. Esto se ha hecho con el fin de obtener un valor “representativo” del que sería un resultado razonable de la subasta.

En esta ocasión, se aprecia como la TIR en ambos casos es mayor que la tasa de interés, con lo que podemos afirmar que los proyectos pasarían a ser rentables, con unos tiempos de recuperación de unos 6 y 10 años, respectivamente. En el caso de El Bonillo, las horas de funcionamiento son menor de 3000, con lo que se ha aplicado la correspondiente reducción anual.

Nótese que no se han considerado los cambios que el RD 413/2014 prevé para cada semiperiodo regulatorio de 3 años, es decir, durante toda la vida útil del proyecto se han tenido en cuenta los mismos coeficientes a la hora de calcular la retribución.

4.2.4 Comparación con el antiguo sistema de primas

Como hemos visto en el capítulo 1, en 1998 se introdujo en España un sistema de incentivos temporales basados en primas, cuyo esquema legal y económico sería regulado más tarde por el RD 436/2004. En el año 2007 se modificaría este Real Decreto, estableciéndose que la prima recibida sería variable en función del precio de mercado, y tendría unos límites superior e inferior (techo y suelo). Antes de la suspensión de este sistema en 2012, se introdujeron algunas medidas retroactivas y retrospectivas, como un máximo anual de horas equivalentes para las que se recibe la prima (en el caso de la eólica, el RD 1614/2010 limitó el número de horas equivalentes primadas a 2589 h), un nuevo impuesto del 7% sobre el beneficio bruto por venta de energía y la modificación del sistema de bonificación existente hasta entonces por energía reactiva (estos dos últimos aspectos no los tendremos en cuenta a la hora de comparar las rentabilidades en función del sistema de promoción utilizado ya que es común a todos).

En el RD 661/2007 se mantiene un sistema análogo al contemplado en el RD 436/2004, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. Las tarifas y primas correspondientes al subgrupo b.2.1 (energía eólica terrestre), se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 4.13: Especificaciones de retribución para la energía eólica.

	Tarifa regulada [€/MWh]	Prima de referencia [€/MWh]	Límite superior [€/MWh]	Límite inferior [€/MWh]
Primeros 20 años	73.228	29.291	84.944	71.275
En adelante	61.20	0	-	-

Fuente: RD 661/2007.

Una vez conocidas las condiciones de la retribución según el sistema de primas, se ha calculado de nuevo la rentabilidad de los proyectos en ambos emplazamientos. Las hojas de cálculo detalladas (Hojas 5 y 6) se incluyen en el Anexo II.

Tabla 4.14: Rentabilidad de los proyectos tras acogerse al sistema de primas previo a 2012.

	DATOS	
	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
Desembolso inicial [€]	96,239,521.59	96,239,521.59
NHE [h]	4188	2252
O&M (€/MWh)	10.34	19.23
ΔO&M (%/año)	1 %	1 %
Pventa (€/MWh)	58.23	58.23
ΔPventa (%/año)	2.80 %	2.80 %
	RESULTADOS	
	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
VAN (€)	11,720,990.65	-46,030,739.98
TIR (%)	10.26 %	3.16 %
PB (años)	9.38	-

Fuente: Elaboración propia.

En este caso, pese a que la rentabilidad de los proyectos aumenta respecto a la del caso base, ambos lo hacen de forma más reducida en comparación con el método de subastas. Mientras que la TIR en Tarifa pasa a estar 1.26 puntos por encima de la tasa de interés (el proyecto sería rentable), en El Bonillo solo alcanza el 3.16 %.

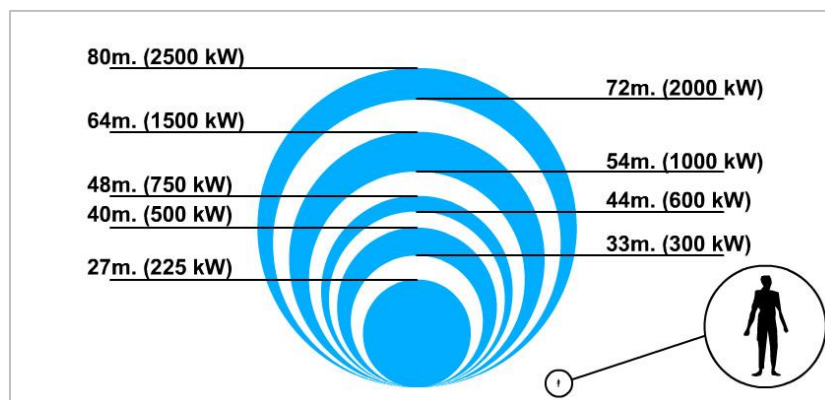
Al igual que en el caso anterior, el número de horas equivalentes vuelve a ser relevante afecta en este caso, de forma que la instalación de El Bonillo solo recibe el 87% de la remuneración máxima que podría obtener en función de las mismas.

4.2.5 Optimización del diseño de la instalación y variación según la subasta IFER

Las instalaciones de Tarifa y El Bonillo pueden ser optimizadas en costes en función de la potencia de cada aerogenerador, la altura de la torre y el diámetro de las palas teniendo en cuenta el modelo de costes del capítulo 3. Para ello, es necesario expresar la potencia en función del diámetro de las palas y la altura de la torre.

Esto se ha conseguido teniendo en cuenta la Figura 4.8, en la que se relaciona de forma aproximada la capacidad que es capaz de desarrollar una turbina eólica con el cuadrado del diámetro de las palas. Para tener en cuenta la altura en estas expresiones, se ha utilizado la relación ya comentada en el apartado 3.1.4 “en parques eólicos onshore, la altura de la torre suele ser 1.2 veces el diámetro de las palas del rotor”.

Figura 4.8: Potencia del aerogenerador en función del diámetro de las palas.



Fuente: Ente Vasco de la Energía.

Una vez relacionadas las tres variables, se obtienen unos costes de capital inicial mínimos de 65,7 M€, correspondientes a la instalación de 62 turbinas de 645 kW de potencia nominal cada una (un total de unos 40 MW).

Tabla 4.15: Resultados correspondientes al ICC mínimo.

	Tarifa (Cádiz)	El Bonillo (Albacete)
AEP [MWh/año]	134,064	72,087
Factor de capacidad	38.27 %	20.58 %
Horas equivalentes [h]	3353	1803
ICC [k€]	65,708.67	65,708.67
O&M [k€/año]	1,732.78	1,732.78
FCR [%/año]	9 %	9 %
LCOE [c€/kWh]	5.85	10.89

Fuente: Elaboración propia.

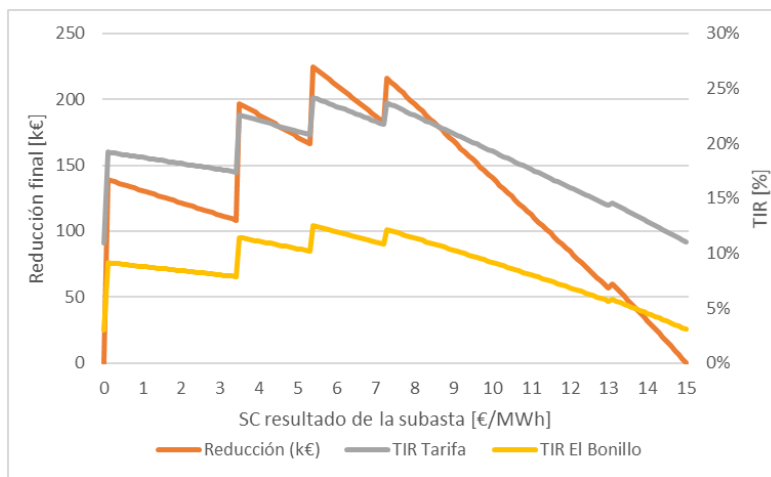
Se ha comprobado que la energía producida por el aerogenerador aumentaría al disminuir el tamaño de los mismos si se mantiene constante la potencia total instalada, es decir, al aumentar la cantidad de aerogeneradores instalados. De esta forma, la TIR también aumentaría en ambas instalaciones al disminuir la capacidad de los aerogeneradores.

No obstante, para potencias menores, es de esperar que el rendimiento de cada aerogenerador comience a descender al disminuir su tamaño por dos factores no considerados: menor altura de captación y un mayor número de estelas (disminuyendo de esta forma la energía anual producida y por tanto la TIR). Dado que la subasta IFER incentiva sólo la inversión inicial, es razonable considerar que el proyecto más rentable sea el de menor coste.

De esta forma se verifica que no es necesario volver a modificar los parámetros de diseño de los aerogeneradores para cada resultado de la subasta, ya estos no influyen en cuál será el proyecto de mayor rentabilidad.

Sin embargo, a continuación, veremos cómo varía la rentabilidad de ambos proyectos en función de los resultados de la subasta IFER con el fin de obtener el límite máximo de rentabilidad alcanzable en los mismos. Para ello, como puede apreciarse en la Figura 4.9 se ha ido modificando el sobrecoste unitario resultante de la subasta entre 0 €/MWh y 15 €/MWh.

Figura 4.9: Variación de la rentabilidad de los proyectos en función de los resultados de la subasta IFER.



Elaboración propia.

Puede verse como la máxima rentabilidad se alcanza en ambos proyectos para un sobrecoste unitario resultante de la subasta de 5.37 €/MWh (correspondiente al sobrecoste unitario resultante para el tramo 3).

Para este resultado, se obtiene una reducción del 25% del valor de la inversión estándar para las potencias correspondientes a los tramos 3, 4 y 5 de la Tabla 4.9, es decir, un total de 224,996.10 €/MW anual, situando la TIR en Tarifa en un 24.21 % y en El Bonillo en un 12.49 %.

Tras haber llevado a cabo las simulaciones, podemos ver que lo primero que destaca es la baja rentabilidad de los proyectos, especialmente en El Bonillo en el caso del método de promoción a través de primas. Vemos que ambos emplazamientos gozan de un potencial eólico bastante aceptable, en particular Tarifa, donde el factor de capacidad es exageradamente elevado, probablemente debido a que no se ha tenido en cuenta el efecto de las estelas y a haber considerado un factor de potencia máximo bastante alto.

Estas rentabilidades son consecuencia del modelo de costes utilizado. Como ya se mencionaba en la introducción del Capítulo 4, el modelo proporcionado por el NREL está basado en datos del año 2006, cuando la tecnología eólica aún no gozaba del desarrollo y el potencial actual. Hoy en día, se pueden llegar a encontrar parques eólicos de 40 MW con costes de inversión inicial del orden de 1.2 M€/MW, a diferencia de los 2.6 M€/MW del parque utilizado en este proyecto. En el apartado 4.2.5 se ha podido ver que, para turbinas más pequeñas (más comunes en el año 2006), los costes pueden reducirse hasta 1.6 M€/MW.

Teniendo esto en cuenta, a la hora de comparar los distintos métodos de promoción sería oportuno hacer el análisis de este capítulo anterior en términos porcentuales. Así, podemos observar que el resultado "razonable" de la subasta IFER nos proporciona un aumento de la rentabilidad respecto al caso base del 94.8% para Tarifa y más del 400 % para El Bonillo, mientras que el antiguo sistema de primas proporciona a

los proyectos unos aumentos de rentabilidad del 17.1% y 65.6% respectivamente, todo ello sin tener en cuenta las posibles modificaciones de los parámetros retributivos correspondientes a las subastas previstos, como ya se mencionaba anteriormente, cada semiperiodo regulatorio de tres años.

5 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

EN el Capítulo 2 hemos visto el funcionamiento del mercado eléctrico en la Península Ibérica, y hasta qué punto las fuentes de energía renovable, en particular la hidráulica fluyente, la eólica y la fotovoltaica, son capaces de afectar a la baja al precio de la electricidad. Sin embargo, aunque el consumidor se ve beneficiado por estos precios, también puede acarrear consecuencias negativas para los productores de renovables ya que, debido a su incapacidad de almacenamiento, se ven obligados a vender todo lo que producen de forma instantánea. Además, a causa de los altos costes de inversión (que se traducen en un LCOE por encima de los costes típicos de mercado), les es imposible competir en el pool con el resto de generadores, como las centrales de gas natural o de carbón.

Esto, unido a los objetivos comunitarios recogidos en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables por el que este tipo de generación deberá representar el 20% de la energía final consumida en 2020, hacen necesaria la existencia de algún método de promoción acorde a las necesidades de los productores de forma que sus proyectos sean rentables de un modo u otro.

De los dos métodos presentados en este trabajo, hemos visto que puede parecer más viable para los inversores el sistema de subastas, al que la reforma de la Ley del Sector Eléctrico dio finalmente paso en el año 2013. A la vista de los resultados de las tres últimas subastas, se podría pensar que no es en absoluto un método alternativo. Esto es debido, por un lado a la ineficacia del sistema del sistema a causa de errores en el diseño del mismo y, por otro, a que se debe tener presente que los costes de inversión de las tecnologías renovables se están reduciendo progresivamente.

La ineficacia de este sistema radica en dos factores: por un lado, el sistema utilizado se basa en un método marginalista, que obliga a los participantes a acatar el mismo resultado de la subasta, en vez de lo ofertado por cada uno.

Por otro lado, se tienen en cuenta unas horas de funcionamiento de referencia para cada tecnología que, en caso de igualdad de condiciones entre dos tecnologías en el procedimiento de subasta, excluyen del mismo a la tecnología con menor número de horas equivalentes de referencia. Este aspecto generó contrariedades en el sector fotovoltaico en la celebración de la primera subasta IFER, ya que las horas equivalentes de referencia para esta tecnología son menores que para la eólica según la normativa, quedando prácticamente fuera de la lista de adjudicatarios (a excepción de 1 MW).

Por último, la falta de previsión provocó que la presión competitiva ejercida por las grandes empresas participantes derivara en una reducción máxima de la ayuda a la inversión, o lo que es lo mismo, un incentivo nulo para las empresas adjudicatarias, que finalmente se bastarían de la licitación de explotación para llevar a cabo sus inversiones. El bajo riesgo que estas empresas representan para las entidades financieras les permite acceder a préstamos con costes (FCR) realmente reducidos, obteniendo rentabilidades más altas y a mayor velocidad que, por ejemplo, una pyme.

En el caso de las subastas REIBE, los participantes querían maximizar sus opciones de ser adjudicatarios y esperaban que fueran otros promotores menos agresivos los que marcaran el precio a cobrar. Esto no fue así, y los ganadores de las subastas pasaron a ser perjudicados, ahora obligados a construir sus proyectos antes de 2020 cobrando únicamente el precio del pool eléctrico, ya que en caso contrario perderían la garantías que tuvieron que presentar para participar en las subastas. La Agencia Internacional de la Energía ya prevé que un tercio de la potencia adjudicada en esa primera puja no se construirá [34].

Pese a que en las subastas posteriores se modificaron algunos aspectos, como la desaparición de los cupos por tecnología o los límites impuestos a los descuentos, los resultados volvieron a ser los mismos.

El paso de un sistema de primas a un sistema de subastas parece tener dos objetivos claros: paliar el déficit tarifario [35] y aumentar la competitividad entre los productores renovables, potenciando una mayor eficiencia en costes. Las diferencias entre la recaudación por peajes y los costes reales correspondientes se originan básicamente por errores de estimación y por objetivos político-económicos de los sucesivos gobiernos quienes, en último término, establecen estos peajes.

Uno de los costes que sufragaban los peajes era el de las ayudas a las instalaciones acogidas al antiguo régimen especial. Estas primas eran el equivalente a la diferencia entre el coste de la energía renovable y el precio de la energía en el mercado mayorista, multiplicada por la energía realmente producida. Esta predicción de la energía producida estaba sujeta a un error que podía dar lugar a un déficit o a un superávit.

Por otro lado, la energía realmente consumida, medida en los contadores de los consumidores, era facturada a los peajes previamente establecidos. Si el consumo real era distinto al previsto en el momento de fijar los peajes, el volumen de ingresos facturado sería también diferente, pudiendo de igual forma dar lugar a un déficit o a un superávit.

Este problema no solo existe en España, y el modelo de subastas renovables se ha aplicado en algunos países como método de control del déficit tarifario con bastante éxito. Ejemplos de algunos de estos países son China y Países Bajos, si bien el funcionamiento del sistema de subastas en ellos difiere en varios aspectos del español.

Se han considerado tres factores importantes a tener en cuenta a la hora de diseñar un sistema de subastas renovables [36]:

En primer lugar, el criterio de fijación del precio. Existen dos formas de establecer el precio final resultante de la subasta. Por un lado, el método “pay-as-bid”, es decir, se recibe lo que se oferta. Por otro lado, “pay-as-cleared”, es decir, el modelo marginalista. Pocos son los países, aparte de España, que utiliza la fórmula marginalista para la fijación del precio final. La mayoría, por el contrario, prefiere utilizar el método “pay-as-bid”, principalmente para evitar las retribuciones exageradas al asegurar que ganan los proyectos más económicos, y para evitar los movimientos especulativos, ya que se establece un precio fijo para toda la vida útil del proyecto. Podemos tomar como ejemplo aquí las plantas eólicas utilizadas en el trabajo: hemos visto como, gozando Tarifa de unos recursos eólicos mucho mejores que El Bonillo, ambos proyectos son incentivados de igual forma tras participar en la misma subasta. Por otro lado, utilizando un criterio de fijación del precio adecuado, no se favorecerían ofertas temerarias que, en nuestro caso, podrían poner en riesgo el desarrollo de los proyectos y por tanto el cumplimiento de los objetivos europeos.

En segundo lugar, las cantidades a subastar deberían ser concedidas únicamente en función de la energía producida y no de la potencia instalada. En el caso de España se estima que, para conseguir el objetivo europeo, sería necesario la realización de al menos una subasta anual de 3 TWh.

En tercer lugar, los trámites administrativos de las subastas deben ser lo más simples posibles, para que cualquier empresa o particular pueda licitar, con el fin de promover una mayor competencia en el sector, reduciendo al mismo tiempo la posible concentración de grandes empresas. Una posible solución frente a este aspecto podría ser la reserva de un porcentaje de la energía a subastar para plantas con potencia inferior a 10 MW.

Finalmente, se exponen a continuación algunas de las posibles tendencias futuras que podría seguir este proyecto:

- Podría llevarse a cabo un análisis similar al realizado en este trabajo con un modelo de costes más actualizado. De igual forma, este mismo análisis podría realizarse con otra tecnología renovable con menor nivel de desarrollo, como la energía solar fotovoltaica.
- Una segunda línea que podría seguir este trabajo sería, basándonos en los resultados aquí obtenidos, realizar un análisis más riguroso de las subastas renovables, y determinar mediante simulaciones los modelos óptimos de instalaciones eólicas con los que participar en función de los posibles resultados de las subastas.
- Por último, podría ampliarse el contenido de los últimos párrafos de esta conclusión, desarrollando un modelo simplificado y eficiente de subastas de energías renovables, basado en otros modelos ya existentes en otros países.

ANEXO I: SCRIPTS

- cpmax.m

```
R=20;
b=0;
i=0;
omega=0:0.01:5;
for vw=3:1:7;
    lambda=omega*R/vw;
    lambda_i=1./(1./(lambda+0.08*b)-0.035/(1+b^3));
    Cp=0.5.*(116./lambda_i-0.4*b-5).*exp(-21./lambda_i);
    P=0.5.*Cp*pi*R^2*1.225*vw.^3/1000;
    plot(omega,P)
    axis ([0 inf 0 150])
    xlabel('\omega_r [rad/s]');
    ylabel('P [kW]');
    grid on
    hold on
end
for vw=1:0.1:8;
    i=i+1;
    lambda=omega*R/vw;
    lambda_i=1./(1./(lambda+0.08*b)-0.035/(1+b^3));
    Cp=0.5.*(116./lambda_i-0.4*b-5).*exp(-21./lambda_i);
    P=0.5.*Cp*pi*R^2*1.225*vw.^3/1000;
    y(i)=max(P);
    x(i)=omega(find(P==y(i)));
    plot(x,y,'r--');
    hold on
end
legend('v_w= 3 m/s','v_w= 4 m/s','v_w= 5 m/s','v_w= 6 m/s','v_w= 7
m/s','C_p^m^a^x');
```

- weibull.m

```
%DATOS
p=101325;
R=287.05;
g=9.81;
%Tarifa (Cádiz)
T1=17.2+273.15;
z1=124;
c1=[7.544 5.661 5.758 9.457 13.879 10.385 6.471 5.797 7.984
8.472 8.628 8.286 8.032 7.964 7.261 7.33];
k1=[2.664 2.051 1.915 2.381 2.759 2.267 2.178 2.379 1.831
2.07 2.211 2.532 3.071 2.714 2.963 2.823];
w1=0.01*[2.66 1.1 0.91 3.33 28.26 6.86 1.81 1.57 2
4.29 6.65 9.2 12.16 7.8 5.96 5.42];

%El Bonillo (Albacete)
T2=12.5+273.15;
z2=1077;
```

```

c2=[5.79    4.663    4.416    6.562    7.45    7.813    7.681    7.512    6.77
7.643    9.202    9.133    8.917    7.967    6.886    6.5];
k2=[2.199    2.19    1.988    2.012    2.292    2.588    2.458    2.287    1.961
2.164    2.538    2.339    2.562    2.515    2.471    2.474];
w2=0.01*[3.71    2.39    1.87    3.32    7.56    9.34    7.26    4.99
2.76    4.56    10.55    9.86    9.85    8.5    7.5    5.98];

```

```

%Densidad probabilidad Weibull
v=0:0.01:30;
f1=0;
f2=0;
for i=1:16
    f1=f1+(k1(i)*c1(i)^(-k1(i)).*v.^(k1(i)-1)).*exp(-
(v./c1(i)).^k1(i)).*w1(i);
    f2=f2+(k2(i)*c2(i)^(-k2(i)).*v.^(k2(i)-1)).*exp(-
(v./c2(i)).^k2(i)).*w2(i);
end
figure (1)
plot (v,f1)
grid on
xlabel('v [m/s]');
ylabel('f(v) [s/m]');
figure (2)
plot (v,f2)
grid on
xlabel('v [m/s]');
ylabel('f(v) [s/m]');

```

```

%Velocidad media
vm1=0;
vm2=0;
for i=1:16
    vm1=vm1+c1(i)*gamma(1+1/k1(i))*w1(i);
    vm2=vm2+c2(i)*gamma(1+1/k2(i))*w2(i);
end

```

```

%Densidad aire
rho1=p/R/T1*(exp(-g*z1/R/T1)^2);
rho2=p/R/T2*(exp(-g*z2/R/T2)^2);

```

```

%Potencial eólico

```

```

q1=0.5*rho1*vm1^3;
q2=0.5*rho2*vm2^3;

```

- **AEP.m**

```

Cp=0.5;
N=20;
P=2e6;
%Tarifa
R=87/2;
c1=[7.544    5.661    5.758    9.457    13.879    10.385    6.471    5.797    7.984
8.472    8.628    8.286    8.032    7.964    7.261    7.33];
k1=[2.664    2.051    1.915    2.381    2.759    2.267    2.178    2.379    1.831
2.07    2.211    2.532    3.071    2.714    2.963    2.823];
w1=[2.66    1.1    0.91    3.33    28.26    6.86    1.81    1.57    2
4.29    6.65    9.2    12.16    7.8    5.96    5.42]/100;
rho1=1.1808;
AEP1=0;

```

```

syms x;
for i=1:16
    fun11=@(x) (Cp/2*rho1*x.^3) .* (k1(i)*c1(i)^-k1(i)*x.^(k1(i)-1) .*exp(-
(x./c1(i)).^k1(i)))*w1(i);
    fun12=@(x) (Cp/2*rho1*12^3) .* (k1(i)*c1(i)^-k1(i)*x.^(k1(i)-1) .*exp(-
(x./c1(i)).^k1(i)))*w1(i);
    AEP1=AEP1+(integral(fun11,3,12)+integral(fun12,12,25));
end
AEP1=8760*0.75*N*AEP1*pi*R^2;
CF1=AEP1/P/N/8760;
t1=8760*CF1;

%El Bonillo
c2=[5.79 4.663 4.416 6.562 7.45 7.813 7.681 7.512 6.77
7.643 9.202 9.133 8.917 7.967 6.886 6.5];
k2=[2.199 2.19 1.988 2.012 2.292 2.588 2.458 2.287 1.961
2.164 2.538 2.339 2.562 2.515 2.471 2.474];
w2=0.01*[3.71 2.39 1.87 3.32 7.56 9.34 7.26 4.99
2.76 4.56 10.55 9.86 9.85 8.5 7.5 5.98];
rho2=0.955;
AEP2=0;

for i=1:16
    fun21=@(x) (Cp/2*rho2*x.^3) .* (k2(i)*c2(i)^-k2(i)*x.^(k2(i)-1) .*exp(-
(x./c2(i)).^k2(i)))*w2(i);
    fun22=@(x) (Cp/2*rho2*12^3) .* (k2(i)*c2(i)^-k2(i)*x.^(k2(i)-1) .*exp(-
(x./c2(i)).^k2(i)))*w2(i);
    AEP2=AEP2+(integral(fun21,3,12)+integral(fun22,12,25));
end
AEP2=8760*0.75*N*AEP2*pi*R^2;
CF2=AEP2/P/N/8760;
t2=8760*CF2;

```


ANEXO II: HOJAS DE CÁLCULO

- HOJA 1: Estudio de viabilidad en Tarifa (Cádiz).

Datos		Año	Gastos	Ingresos	CF _i	CF _i (Actualizados)	Payback
Coste inicial (k€/MW)	2,621.99	0	104,879,521.59 €	0.00 €	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)
NHE (h)	4189	1	1,732,778.39 €	9,756,495.92 €	8,023,717.53 €	7,361,208.74 €	(96,855,804.06 €)
O&M (€/MWh)	10.34	2	1,750,106.18 €	10,029,677.80 €	8,279,571.63 €	6,968,749.79 €	(88,576,232.43 €)
ΔO&M (%/año)	1%	3	1,767,607.24 €	10,310,508.78 €	8,542,901.54 €	6,596,687.44 €	(80,033,330.89 €)
Potencia nominal (MW)	40	4	1,785,283.31 €	10,599,203.03 €	8,813,919.72 €	6,244,002.94 €	(71,219,411.17 €)
Energía anual (MWh/año)	167,551.02	5	1,803,136.14 €	10,895,980.71 €	9,092,844.57 €	5,909,725.08 €	(62,126,566.60 €)
Tasa de interés fija (%)	9%	6	1,821,167.50 €	11,201,068.17 €	9,379,900.67 €	5,592,928.30 €	(52,746,665.93 €)
Pventa (€/MWh)	58.23	7	1,839,379.18 €	11,514,698.08 €	9,675,318.90 €	5,292,730.77 €	(43,071,347.03 €)
ΔPventa (%/año)	2.80%	8	1,857,772.97 €	11,837,109.63 €	9,979,336.66 €	5,008,292.56 €	(33,092,010.38 €)
Resultados		9	1,876,350.70 €	12,168,548.70 €	10,292,198.00 €	4,738,813.87 €	(22,799,812.38 €)
VAN	(2,352,328.59 €)	10	1,895,114.21 €	12,509,268.06 €	10,614,153.85 €	4,483,533.29 €	(12,185,658.53 €)
TIR	8.76%	11	1,914,065.35 €	12,859,527.57 €	10,945,462.22 €	4,241,726.17 €	(1,240,196.31 €)
PB (años)	11.11	12	1,933,206.00 €	13,219,594.34 €	11,286,388.33 €	4,012,702.97 €	10,046,192.02 €
		13	1,952,538.06 €	13,589,742.98 €	11,637,204.92 €	3,795,807.75 €	21,683,396.94 €
		14	1,972,063.44 €	13,970,255.78 €	11,998,192.34 €	3,590,416.64 €	33,681,589.28 €
		15	1,991,784.08 €	14,361,422.94 €	12,369,638.87 €	3,395,936.43 €	46,051,228.15 €
		16	2,011,701.92 €	14,763,542.79 €	12,751,840.87 €	3,211,803.13 €	58,803,069.02 €
		17	2,031,818.94 €	15,176,921.99 €	13,145,103.05 €	3,037,480.72 €	71,948,172.06 €
		18	2,052,137.13 €	15,601,875.80 €	13,549,738.67 €	2,872,459.78 €	85,497,910.74 €
		19	2,072,658.50 €	16,038,728.32 €	13,966,069.82 €	2,716,256.31 €	99,463,980.56 €
		20	2,093,385.08 €	16,487,812.72 €	14,394,427.63 €	2,568,410.53 €	113,858,408.19 €
		21	2,114,318.93 €	16,949,471.47 €	14,835,152.54 €	2,428,485.75 €	128,693,560.73 €
		22	2,135,462.12 €	17,424,056.67 €	15,288,594.55 €	2,296,067.27 €	143,982,155.28 €
		23	2,156,816.75 €	17,911,930.26 €	15,755,113.52 €	2,170,761.37 €	159,737,268.79 €
		24	2,178,384.91 €	18,413,464.31 €	16,235,079.40 €	2,052,194.25 €	175,972,348.19 €
		25	2,200,168.76 €	18,929,041.31 €	16,728,872.55 €	1,940,011.14 €	192,701,220.74 €

- **HOJA 2:** Estudio de viabilidad en El Bonillo (Albacete).

Datos		Año	Gastos	Ingresos	CF _i	CF _i (Actualizados)	Payback
Coste inicial (k€/MW)	2,621.99	0	104,879,521.59 €	0.00 €	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)
NHE (h)	2252	1	1,732,778.39 €	5,246,129.72 €	3,513,351.33 €	3,223,258.10 €	(101,366,170.26 €)
O&M (€/MWh)	19.23	2	1,750,106.18 €	5,393,021.35 €	3,642,915.18 €	3,066,168.82 €	(97,723,255.08 €)
ΔO&M (%/año)	1%	3	1,767,607.24 €	5,544,025.95 €	3,776,418.71 €	2,916,088.14 €	(93,946,836.37 €)
Potencia nominal (MW)	40	4	1,785,283.31 €	5,699,258.68 €	3,913,975.37 €	2,772,758.83 €	(90,032,861.00 €)
Energía anual (MWh/año)	90,093.25	5	1,803,136.14 €	5,858,837.92 €	4,055,701.78 €	2,635,927.88 €	(85,977,159.22 €)
Tasa de interés fija (%)	9%	6	1,821,167.50 €	6,022,885.38 €	4,201,717.88 €	2,505,347.09 €	(81,775,441.34 €)
Pventa (€/MWh)	58.23	7	1,839,379.18 €	6,191,526.17 €	4,352,146.99 €	2,380,773.44 €	(77,423,294.35 €)
ΔPventa (%/año)	2.80%	8	1,857,772.97 €	6,364,888.91 €	4,507,115.94 €	2,261,969.51 €	(72,916,178.41 €)
Resultados		9	1,876,350.70 €	6,543,105.80 €	4,666,755.09 €	2,148,703.69 €	(68,249,423.32 €)
VAN	(58,273,990.40 €)	10	1,895,114.21 €	6,726,312.76 €	4,831,198.55 €	2,040,750.48 €	(63,418,224.77 €)
TIR	1.91%	11	1,914,065.35 €	6,914,649.51 €	5,000,584.17 €	1,937,890.64 €	(58,417,640.60 €)
PB (años)	20.70	12	1,933,206.00 €	7,108,259.70 €	5,175,053.70 €	1,839,911.29 €	(53,242,586.90 €)
		13	1,952,538.06 €	7,307,290.97 €	5,354,752.91 €	1,746,606.06 €	(47,887,833.99 €)
		14	1,972,063.44 €	7,511,895.12 €	5,539,831.68 €	1,657,775.05 €	(42,348,002.32 €)
		15	1,991,784.08 €	7,722,228.18 €	5,730,444.11 €	1,573,224.90 €	(36,617,558.21 €)
		16	2,011,701.92 €	7,938,450.57 €	5,926,748.65 €	1,492,768.78 €	(30,690,809.56 €)
		17	2,031,818.94 €	8,160,727.19 €	6,128,908.25 €	1,416,226.30 €	(24,561,901.31 €)
		18	2,052,137.13 €	8,389,227.55 €	6,337,090.42 €	1,343,423.50 €	(18,224,810.89 €)
		19	2,072,658.50 €	8,624,125.92 €	6,551,467.42 €	1,274,192.74 €	(11,673,343.46 €)
		20	2,093,385.08 €	8,865,601.45 €	6,772,216.36 €	1,208,372.59 €	(4,901,127.10 €)
		21	2,114,318.93 €	9,113,838.29 €	6,999,519.35 €	1,145,807.77 €	2,098,392.25 €
		22	2,135,462.12 €	9,369,025.76 €	7,233,563.64 €	1,086,348.96 €	9,331,955.89 €
		23	2,156,816.75 €	9,631,358.48 €	7,474,541.74 €	1,029,852.72 €	16,806,497.63 €
		24	2,178,384.91 €	9,901,036.52 €	7,722,651.61 €	976,181.32 €	24,529,149.23 €
		25	2,200,168.76 €	10,178,265.54 €	7,978,096.78 €	925,202.62 €	32,507,246.01 €

- **HOJA 3:** Estudio de viabilidad en Tarifa (Cádiz) participando en la subasta IFER.

Datos		Año	Gastos	Ingresos	CF _i	CF _i (Actualizados)	Payback
Coste inicial (k€/MW)	2,621.99	0	104,879,521.59 €	0.00 €	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)
Reducción (k€/MW)	216	1	1,732,778.39 €	18,396,495.92 €	16,663,717.53 €	15,287,814.24 €	(88,215,804.06 €)
Coste neto inicial (k€/MW)	2,405.99	2	1,750,106.18 €	18,669,677.80 €	16,919,571.63 €	14,240,864.93 €	(71,296,232.43 €)
NHE (h)	4189	3	1,767,607.24 €	18,950,508.78 €	17,182,901.54 €	13,268,352.71 €	(54,113,330.89 €)
O&M (€/MWh)	10.34	4	1,785,283.31 €	19,239,203.03 €	17,453,919.72 €	12,364,796.76 €	(36,659,411.17 €)
ΔO&M (%/año)	1%	5	1,803,136.14 €	19,535,980.71 €	17,732,844.57 €	11,525,132.25 €	(18,926,566.60 €)
Potencia nominal (MW)	40	6	1,821,167.50 €	19,841,068.17 €	18,019,900.67 €	10,744,678.00 €	(906,665.93 €)
Energía anual (MWh/año)	167,551.02	7	1,839,379.18 €	20,154,698.08 €	18,315,318.90 €	10,019,106.64 €	17,408,652.97 €
Tasa de interés fija (%)	9%	8	1,857,772.97 €	20,477,109.63 €	18,619,336.66 €	9,344,417.22 €	36,027,989.62 €
Pventa (€/MWh)	58.23	9	1,876,350.70 €	20,808,548.70 €	18,932,198.00 €	8,716,909.88 €	54,960,187.62 €
ΔPventa (%/año)	2.80%	10	1,895,114.21 €	21,149,268.06 €	19,254,153.85 €	8,133,162.67 €	74,214,341.47 €
Resultados		11	1,914,065.35 €	21,499,527.57 €	19,585,462.22 €	7,590,010.00 €	93,799,803.69 €
VAN	82,514,759.20 €	12	1,933,206.00 €	21,859,594.34 €	19,926,388.33 €	7,084,523.00 €	113,726,192.02 €
TIR	17.06%	13	1,952,538.06 €	22,229,742.98 €	20,277,204.92 €	6,613,991.26 €	134,003,396.94 €
PB (años)	6.05	14	1,972,063.44 €	22,610,255.78 €	20,638,192.34 €	6,175,906.10 €	154,641,589.28 €
		15	1,991,784.08 €	23,001,422.94 €	21,009,638.87 €	5,767,945.10 €	175,651,228.15 €
		16	2,011,701.92 €	23,403,542.79 €	21,391,840.87 €	5,387,957.88 €	197,043,069.02 €
		17	2,031,818.94 €	23,816,921.99 €	21,785,103.05 €	5,033,952.97 €	218,828,172.06 €
		18	2,052,137.13 €	24,241,875.80 €	22,189,738.67 €	4,704,085.69 €	241,017,910.74 €
		19	2,072,658.50 €	24,678,728.32 €	22,606,069.82 €	4,396,647.06 €	263,623,980.56 €
		20	2,093,385.08 €	25,127,812.72 €	23,034,427.63 €	4,110,053.42 €	286,658,408.19 €
		21	2,114,318.93 €	25,589,471.47 €	23,475,152.54 €	3,842,837.02 €	310,133,560.73 €
		22	2,135,462.12 €	26,064,056.67 €	23,928,594.55 €	3,593,637.25 €	334,062,155.28 €
		23	2,156,816.75 €	26,551,930.26 €	24,395,113.52 €	3,361,192.54 €	358,457,268.79 €
		24	2,178,384.91 €	27,053,464.31 €	24,875,079.40 €	3,144,332.94 €	383,332,348.19 €
		25	2,200,168.76 €	27,569,041.31 €	25,368,872.55 €	2,941,973.24 €	408,701,220.74 €

- **HOJA 4:** Estudio de viabilidad en El Bonillo (Albacete), participando en la subasta IFER.

Datos		Año	Gastos	Ingresos	CF _i	CF _i (Actualizados)	Payback
Coste inicial (k€/MW)	2,621.99	0	104,879,521.59 €	0.00 €	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)
Reducción (k€/MW)	216	1	1,732,778.39 €	11,732,843.44 €	10,000,065.05 €	9,174,371.61 €	(94,879,456.54 €)
Coste neto inicial (k€/MW)	2,405.99	2	1,750,106.18 €	11,879,735.07 €	10,129,628.90 €	8,525,905.98 €	(84,749,827.64 €)
NHE (h)	2252	3	1,767,607.24 €	12,030,739.67 €	10,263,132.43 €	7,925,021.32 €	(74,486,695.21 €)
O&M (€/MWh)	19.23	4	1,785,283.31 €	12,185,972.40 €	10,400,689.09 €	7,368,110.36 €	(64,086,006.12 €)
ΔO&M (%/año)	1%	5	1,803,136.14 €	12,345,551.64 €	10,542,415.50 €	6,851,846.72 €	(53,543,590.62 €)
Potencia nominal (MW)	40	6	1,821,167.50 €	12,509,599.10 €	10,688,431.60 €	6,373,162.54 €	(42,855,159.02 €)
Energía anual (MWh/año)	90,093.25	7	1,839,379.18 €	12,678,239.89 €	10,838,860.71 €	5,929,227.99 €	(32,016,298.31 €)
Tasa de interés fija (%)	9%	8	1,857,772.97 €	12,851,602.63 €	10,993,829.66 €	5,517,432.39 €	(21,022,468.65 €)
Pventa (€/MWh)	58.23	9	1,876,350.70 €	13,029,819.52 €	11,153,468.81 €	5,135,366.88 €	(9,868,999.84 €)
ΔPventa (%/año)	2.80%	10	1,895,114.21 €	13,213,026.48 €	11,317,912.27 €	4,780,808.45 €	1,448,912.43 €
Resultados		11	1,914,065.35 €	13,401,363.23 €	11,487,297.89 €	4,451,705.29 €	12,936,210.32 €
VAN	5,442,271.49 €	12	1,933,206.00 €	13,594,973.42 €	11,661,767.42 €	4,146,163.27 €	24,597,977.73 €
TIR	9.59%	13	1,952,538.06 €	13,794,004.69 €	11,841,466.63 €	3,862,433.56 €	36,439,444.36 €
PB (años)	9.87	14	1,972,063.44 €	13,998,608.84 €	12,026,545.40 €	3,598,901.20 €	48,465,989.76 €
		15	1,991,784.08 €	14,208,941.90 €	12,217,157.83 €	3,354,074.58 €	60,683,147.58 €
		16	2,011,701.92 €	14,425,164.29 €	12,413,462.37 €	3,126,575.82 €	73,096,609.96 €
		17	2,031,818.94 €	14,647,440.91 €	12,615,621.97 €	2,915,131.85 €	85,712,231.93 €
		18	2,052,137.13 €	14,875,941.27 €	12,823,804.14 €	2,718,566.20 €	98,536,036.07 €
		19	2,072,658.50 €	15,110,839.64 €	13,038,181.14 €	2,535,791.55 €	111,574,217.21 €
		20	2,093,385.08 €	15,352,315.17 €	13,258,930.08 €	2,365,802.69 €	124,833,147.30 €
		21	2,114,318.93 €	15,600,552.01 €	13,486,233.07 €	2,207,670.24 €	138,319,380.37 €
		22	2,135,462.12 €	15,855,739.48 €	13,720,277.36 €	2,060,534.72 €	152,039,657.73 €
		23	2,156,816.75 €	16,118,072.20 €	13,961,255.46 €	1,923,601.12 €	166,000,913.18 €
		24	2,178,384.91 €	16,387,750.24 €	14,209,365.33 €	1,796,133.98 €	180,210,278.51 €
		25	2,200,168.76 €	16,664,979.26 €	14,464,810.50 €	1,677,452.77 €	194,675,089.01 €

- **HOJA 5:** Estudio de viabilidad en Tarifa (Cádiz) acogido al antiguo sistema de primas.

Datos		Año	Gastos	Pventa	Pventa + Prima	Ingresos	CF _i	CF _i (Actualizados)	Payback
Coste inicial (k€/MW)	2,621.99	0	104,879,521.59 €			0.00 €	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)
NHE (h)	4189	1	1,732,778.39 €	58.23 €	84.94 €	12,522,997.76 €	10,790,219.37 €	9,899,283.82 €	(94,089,302.22 €)
O&M (€/MWh)	10.34	2	1,750,106.18 €	59.86 €	84.94 €	12,627,331.28 €	10,877,225.10 €	9,155,142.75 €	(83,212,077.12 €)
ΔO&M (%/año)	1%	3	1,767,607.24 €	61.54 €	84.94 €	12,734,586.13 €	10,966,978.90 €	8,468,519.93 €	(72,245,098.22 €)
Potencia nominal (MW)	40	4	1,785,283.31 €	63.26 €	84.94 €	12,844,844.13 €	11,059,560.82 €	7,834,871.71 €	(61,185,537.40 €)
Energía anual (MWh/año)	167,551.02	5	1,803,136.14 €	65.03 €	84.94 €	12,958,189.35 €	11,155,053.20 €	7,250,019.19 €	(50,030,484.20 €)
Tasa de interés fija (%)	9%	6	1,821,167.50 €	66.85 €	84.94 €	13,074,708.23 €	11,253,540.73 €	6,710,118.65 €	(38,776,943.48 €)
Pventa (€/MWh)	58.23	7	1,839,379.18 €	68.72 €	84.94 €	13,194,489.64 €	11,355,110.46 €	6,211,634.28 €	(27,421,833.01 €)
ΔPventa (%/año)	2.80%	8	1,857,772.97 €	70.65 €	84.94 €	13,317,624.93 €	11,459,851.96 €	5,751,313.27 €	(15,961,981.05 €)
Primas		9	1,876,350.70 €	72.63 €	84.94 €	13,444,208.01 €	11,567,857.31 €	5,326,162.86 €	(4,394,123.73 €)
Prima de referencia (€/MWh)	29.29 €	10	1,895,114.21 €	74.66 €	84.94 €	13,574,335.42 €	11,679,221.21 €	4,933,429.26 €	7,285,097.48 €
Límite superior (€/MWh)	84.944	11	1,914,065.35 €	76.75 €	84.94 €	13,708,106.39 €	11,794,041.05 €	4,570,578.34 €	19,079,138.53 €
Límite inferior (€/MWh)	71.275	12	1,933,206.00 €	78.90 €	84.94 €	13,845,622.96 €	11,912,416.95 €	4,235,277.89 €	30,991,555.48 €
NHE máx (h)	2589	13	1,952,538.06 €	81.11 €	84.94 €	13,986,989.98 €	12,034,451.92 €	3,925,381.24 €	43,026,007.40 €
Resultados		14	1,972,063.44 €	83.38 €	84.94 €	14,132,315.28 €	12,160,251.84 €	3,638,912.38 €	55,186,259.23 €
VAN	11,720,990.65 €	15	1,991,784.08 €	85.71 €	85.71 €	14,361,422.94 €	12,369,638.87 €	3,395,936.43 €	67,555,898.10 €
TIR	10.26%	16	2,011,701.92 €	88.11 €	88.11 €	14,763,542.79 €	12,751,840.87 €	3,211,803.13 €	80,307,738.97 €
PB (años)	9.38	17	2,031,818.94 €	90.58 €	90.58 €	15,176,921.99 €	13,145,103.05 €	3,037,480.72 €	93,452,842.02 €
		18	2,052,137.13 €	93.12 €	93.12 €	15,601,875.80 €	13,549,738.67 €	2,872,459.78 €	107,002,580.69 €
		19	2,072,658.50 €	95.72 €	95.72 €	16,038,728.32 €	13,966,069.82 €	2,716,256.31 €	120,968,650.51 €
		20	2,093,385.08 €	98.40 €	98.40 €	16,487,812.72 €	14,394,427.63 €	2,568,410.53 €	135,363,078.15 €
		21	2,114,318.93 €	101.16 €	101.16 €	16,949,471.47 €	14,835,152.54 €	2,428,485.75 €	150,198,230.68 €
		22	2,135,462.12 €	103.99 €	103.99 €	17,424,056.67 €	15,288,594.55 €	2,296,067.27 €	165,486,825.23 €
		23	2,156,816.75 €	106.90 €	106.90 €	17,911,930.26 €	15,755,113.52 €	2,170,761.37 €	181,241,938.75 €
		24	2,178,384.91 €	109.90 €	109.90 €	18,413,464.31 €	16,235,079.40 €	2,052,194.25 €	197,477,018.14 €
		25	2,200,168.76 €	112.97 €	112.97 €	18,929,041.31 €	16,728,872.55 €	1,940,011.14 €	214,205,890.69 €

- **HOJA 6:** Estudio de viabilidad en El Bonillo (Albacete) acogíendose al antiguo sistema de primas.

Datos		Año	Gastos	Pventa	Pventa + Prima	Ingresos	CF _i	CF _i (Actualizados)	Payback
Coste inicial (k€/MW)	2,621.99	0	104,879,521.59 €			0.00 €	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)	(104,879,521.59 €)
NHE (h)	2252	1	1,732,778.39 €	58.23 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,920,102.31 €	5,431,286.52 €	(98,959,419.28 €)
O&M (€/MWh)	19.23	2	1,750,106.18 €	59.86 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,902,774.52 €	4,968,247.22 €	(93,056,644.76 €)
ΔO&M (%/año)	1%	3	1,767,607.24 €	61.54 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,885,273.46 €	4,544,510.94 €	(87,171,371.30 €)
Potencia nominal (MW)	40	4	1,785,283.31 €	63.26 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,867,597.39 €	4,156,753.92 €	(81,303,773.91 €)
Energía anual (MWh/año)	90,093.25	5	1,803,136.14 €	65.03 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,849,744.56 €	3,801,932.59 €	(75,454,029.36 €)
Tasa de interés fija (%)	9%	6	1,821,167.50 €	66.85 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,831,713.19 €	3,477,260.04 €	(69,622,316.16 €)
Pventa (€/MWh)	58.23	7	1,839,379.18 €	68.72 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,813,501.52 €	3,180,184.41 €	(63,808,814.64 €)
ΔPventa (%/año)	2.80%	8	1,857,772.97 €	70.65 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,795,107.73 €	2,908,369.16 €	(58,013,706.92 €)
Primas		9	1,876,350.70 €	72.63 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,776,530.00 €	2,659,674.88 €	(52,237,176.92 €)
Prima de referencia (€/MWh)	29.29 €	10	1,895,114.21 €	74.66 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,757,766.49 €	2,432,142.79 €	(46,479,410.43 €)
Límite superior (€/MWh)	84.944	11	1,914,065.35 €	76.75 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,738,815.35 €	2,223,979.47 €	(40,740,595.08 €)
Límite inferior (€/MWh)	71.275	12	1,933,206.00 €	78.90 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,719,674.69 €	2,033,542.97 €	(35,020,920.39 €)
NHE máx (h)	2589	13	1,952,538.06 €	81.11 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,700,342.63 €	1,859,330.05 €	(29,320,577.75 €)
Resultados		14	1,972,063.44 €	83.38 €	84.94 €	7,652,880.70 €	5,680,817.25 €	1,699,964.48 €	(23,639,760.50 €)
VAN	(46,030,739.98 €)	15	1,991,784.08 €	85.71 €	85.71 €	7,722,228.18 €	5,730,444.11 €	1,573,224.90 €	(17,909,316.39 €)
TIR	3.16%	16	2,011,701.92 €	88.11 €	88.11 €	7,938,450.57 €	5,926,748.65 €	1,492,768.78 €	(11,982,567.74 €)
PB (años)	17.92	17	2,031,818.94 €	90.58 €	90.58 €	8,160,727.19 €	6,128,908.25 €	1,416,226.30 €	(5,853,659.49 €)
		18	2,052,137.13 €	93.12 €	93.12 €	8,389,227.55 €	6,337,090.42 €	1,343,423.50 €	483,430.93 €
		19	2,072,658.50 €	95.72 €	95.72 €	8,624,125.92 €	6,551,467.42 €	1,274,192.74 €	7,034,898.36 €
		20	2,093,385.08 €	98.40 €	98.40 €	8,865,601.45 €	6,772,216.36 €	1,208,372.59 €	13,807,114.72 €
		21	2,114,318.93 €	101.16 €	101.16 €	9,113,838.29 €	6,999,519.35 €	1,145,807.77 €	20,806,634.07 €
		22	2,135,462.12 €	103.99 €	103.99 €	9,369,025.76 €	7,233,563.64 €	1,086,348.96 €	28,040,197.71 €
		23	2,156,816.75 €	106.90 €	106.90 €	9,631,358.48 €	7,474,541.74 €	1,029,852.72 €	35,514,739.44 €
		24	2,178,384.91 €	109.90 €	109.90 €	9,901,036.52 €	7,722,651.61 €	976,181.32 €	43,237,391.05 €
		25	2,200,168.76 €	112.97 €	112.97 €	10,178,265.54 €	7,978,096.78 €	925,202.62 €	51,215,487.83 €

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «Energía y Sociedad,» [En línea]. Disponible en: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>. [Último acceso: 11 agosto 2017].
- [2] M. I. MARTÍNEZ, Á. CÁMARA, N. GUILLÓ y I. FERNÁNDEZ, «El Impacto de las Energías Renovables en la Economía con el Horizonte 2030,» Greenpeace, 2014.
- [3] L. AGOSTI, A. J. PADILLA y A. REQUEJO, «El «mercado» de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados,» *Economía Industrial*, vol. 364, pp. 21-37, 2007.
- [4] «Red Eléctrica de España,» 12 marzo 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.ree.es/es>.
- [5] «Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital,» [En línea]. Disponible en: <http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/Paginas/Index.aspx>.
- [6] Y. BERGEL, «El mercado eléctrico y el consumidor de electricidad,» Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, 2016.
- [7] N. FABRA, «Funcionamiento y diseño de los mercados eléctricos ¿Qué nos enseña la Teoría de Juegos?,» *Economía Industrial*, vol. 393, pp. 25-32, 2014.
- [8] J. M. ROLDÁN FERNÁNDEZ, Tesis doctoral: Influencia de la integración de la generación renovable y gestión de la demanda en el mercado, Sevilla: Universidad de Sevilla, 2016.
- [9] S. SCARPELLINI, A. ARANDA y I. ZABALZA, Introducción a los Mercados Energéticos, Zaragoza: Universidad de Zaragoza, 2008.
- [10] E. VAQUERO, «EOI - Escuela de Organización Industrial,» [En línea]. Disponible en: <http://www.eoi.es/blogs/merme/regulacion-del-mercado-electrico-en-espana-y-energias-renovables/#>.
- [11] M. O. Hansen, «General Introduction to Wind Turbines,» de *Aerodynamics of Wind Turbines*, Earthscan, 2015, pp. 3-6.
- [12] L. TREJOS-GRISALES, C. GUARNIZO-LEMUS y S. SERNA, «Overall Description of Wind Power Systems,» Ingeniería y Ciencia, 2014.
- [13] A. Miller, E. Muljadi y D. S. Zinger, «A Variable Speed Wind Turbine Power Control,» *Transactions on Energy Conversion*, vol. 12, pp. 181-186, 1997.

- [14] H. Cetinay, F. A. Kuipers y G. A. Nezh, «Optimal siting and sizing of wind farms,» *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 51-58, 2017.
- [15] N. Johnson, S. Kotz y N. Balakrishnan, «Continuous Univariate Distributions,» *Wiley Interscience*, vol. I, 1994.
- [16] A. García, J. Torres y A. De Francisco, «Fitting Wind Speed Distributions: A Case Study,» *Solar Energy*, vol. 62, pp. 139-144, 1998.
- [17] J. Serrano, «Introducción a la Evaluación de la Energía Anual Producida por Parques Eólicos,» Universidad de Sevilla, Sevilla, 2017.
- [18] L. Söder y A. Thomas, «Wind Power in Power Systems: An Introduction,» de *Wind Power in Power Systems*, Estocolmo, Suecia, Royal Institute of Technology, 2005, pp. 25-50.
- [19] A. Crespo, E. Migoya y J. García, «Efecto de las Estelas en los Parques Eólicos,» Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 2010.
- [20] L. Fingersh, M. Hand y A. Laxon, «Wind Turbine Design Cost and Scaling Model,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2006.
- [21] C. Mone, M. Hand, M. Bolinger, J. Rand, D. Heimiller y J. Ho, «2015 Cost of Wind Energy Review,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2015.
- [22] REN21: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, «Renewables 2017: Global Status Report,» REN21 Secretariat, Paris, France, 2017.
- [23] Secretaría de Estado de la Energía, «OMEL Diversificación: Normativa Relativa a las Subastas Renovables,» 10 noviembre 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.subastasrenovables.omie.es/subastas-de-energia-renovable/informacion-general/normativa>. [Último acceso: 13 agosto 2017].
- [24] OMEL Diversificación, «OMEL Diversificación: Subastas Renovables,» 5 noviembre 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.subastasrenovables.omie.es/subastas-de-energia-renovable/participacion-subastas/presentaciones-realizadas>. [Último acceso: 14 agosto 2017].
- [25] Dirección General de Política Energética y Minas, «Resolución del Ministerio de Industria, Energía y Turismo,» 18 enero 2016. [En línea].
- [26] E. Villalba y H. F. Menéndez, «Análisis de la subasta de energías renovables en España,» *Tecnología y Desarrollo*, vol. XV, nº ISSN 1696-8085, Mayo 2017.
- [27] Dirección General de Política Energética y Minas, «Resolución del Ministerio de Industria, Energía y Agenda Digital,» 19 mayo 2017. [En línea].
- [28] Dirección General de Política Energética y Minas, «Resolución del Ministerio de Industria, Energía y Agenda Digital,» 27 julio 2017. [En línea].

- [29] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Atlas Eólico,» Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, [En línea]. Disponible en: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [30] Instituto Español de Oceanografía, «MathWorks file exchange,» [En línea]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/17748-wind-rose>. [Último acceso: 15 agosto 2017].
- [31] «Climate Data,» [En línea]. Disponible en: <https://es.climate-data.org/>. [Último acceso: 16 agosto 2017].
- [32] Siemens Gamesa, «Siemens Gamesa Renewable Energy,» febrero 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/nuevas-fichas/catalogo-plataformas.pdf>. [Último acceso: 19 agosto 2017].
- [33] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Precios del Mercado de Producción de Energía Eléctrica,» agosto 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnmec.es/estadistica/precios-mercado-2017>. [Último acceso: 21 agosto 2017].
- [34] T. Díaz, «El Economista,» 24 abril 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.economista.es/energia/noticias/8311703/04/17/La-subasta-de-ayudas-a-renovables-mas-complicada-del-mundo.html>. [Último acceso: 12 septiembre 2017].
- [35] «Energía y sociedad,» [En línea]. Disponible en: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/7-2-el-deficit-tarifario-que-es-consecuencias-y-solucion/>. [Último acceso: 12 septiembre 2017].
- [36] A. González, «Subastas energéticas: características de un modelo eficiente,» Energías Renovables, 11 octubre 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/panorama/subastas-energeticas-caracteristicas-de-un-modelo-eficiente-20161011>. [Último acceso: 12 septiembre 2017].
- [37] J. SERRANO GONZÁLEZ y R. LACAL ARANTEGUI, Wind Power Technology Aspects, JRC Scientific and Policy Reports, 2015.
- [38] S. Fernández, «Diario Renovables,» 16 mayo 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.diariorenovables.com/2017/05/como-funciona-la-subasta-renovable-de-espana.html>. [Último acceso: 11 agosto 2017].

Sevilla, a 13 de septiembre de 2017