

Iñigo de Mir Morera

Trabajo Fin de Master

UAH

Tutor: Covadonga de la iglesia Villasol

El sector de la energía eólica en España.

Estudio del déficit de tarifa a través de un ejercicio de simulación de instalación de un parque eólico.

Índice	Pág.
1. Introducción	4
2. El sector de la energía eólica	
2.1 Regulación del sector de la energía eólica	5
2.2 Situación actual del sector de la energía eólica.	9
2.2.1 La energía eólica en el mundo.	10
2.2.2 La energía eólica en Europa.	11
2.2.3 La energía eólica en España.	12
2.3 Empresas del sector de la energía eólica y concentración industrial.	13
2.3.1 Empresas del sector de la energía eólica en España.	13
2.3.2 Cálculo de ratios e índices para las principales empresas del sector.	15
2.4 La energía eólica y su influencia en la economía española.	17
3. El problema del déficit de Tarifa en la energía eólica.	19
3.1 Caso práctico: Estudio de simulación de la instalación de un parque eólico.	22
3.1.1 Consideraciones previas a la simulación y cálculo de variables decisorias referidas a la elección del tipo de aerogenerador.	22
3.1.2 Elección de la ubicación del parque eólico.	23
3.2 Simulación de la instalación de un parque eólico.	26
3.2.1 Cálculo del margen operativo.	28
3.2.2 Inversión financiera y amortizaciones.	30
3.2.3 Cuenta de resultados	31
3.2.4 Análisis de resultados para los tres parques	32
3.2.5 Recomendaciones	37
4. Conclusiones finales del trabajo.	41

Resumen

El encarecimiento y efectos ambientales negativos de las energías tradicionales hicieron que se incentivara el uso de energías renovables a costa de un déficit de tarifa. El desarrollo de la energía eólica ha sobresalido tanto en España como fuera de ella. Esta tecnología ha madurado y su coste se ha reducido considerablemente entre 1990 y 2012, favoreciendo la creación de una industria potente. La legislación española no previó su adaptación periódica a los avances técnicos ni al aumento de su utilización. Por ello el déficit de tarifa se ha convertido en un problema estructural que requiere que el estado asuma, al menos en parte, un porcentaje de los costes que no se pueden cargar directamente sobre el consumidor. El trabajo analiza las características del sector, con hincapié en el marco regulatorio específico, y a través de un ejercicio de simulación de un parque eólico muestra que se está incentivando en exceso la industria eólica, siendo este exceso una posible causa del déficit de tarifa. Se recomienda una reducción de las primas procurando a la vez no herir gravemente a la industria y paralizarla eventualmente.

Palabras clave: *energía, energía eólica, industria, incentivos, déficit de tarifa, reducción de primas.*

Abstract

The increase in the cost of traditional sources of energy and the negative environmental effects they cause have made it necessary to incentivize the use of renewable energies, at the expense of creating a tariff deficit. In Spain, like in the rest of the world, Wind Energy is the renewable source of energy that has advanced the most. Between 1990 and 2012 this technology has flourished which has resulted in a reduction of its costs as well as in the creation of a strong and consistent industry. The Spanish Legislation did not foresee that prices should adapt to periodical technical advances and to its increased use. As a result, the tariff deficit has developed into a structural problem requiring the intervention of the Spanish government to absorb at least part of the costs which cannot be charged entirely to the consumers. This paper analyzes the sector's characteristics and shows, through a wind farm simulation exercise, that the industry of wind energy is being over incentivized, this excess in incentives being a possible cause of the current tariff deficit. The recommended solution is to decrease the incentives without seriously damaging the industry.

Key Words: Energy, Wind energy, industry, incentives, tariff deficit, incentives reduction.

El sector de la energía eólica en España.

Estudio del déficit de tarifa a través de un ejercicio de simulación de instalación de un parque eólico.

1. Introducción

Este trabajo tiene como fin proporcionar al lector una idea clara de la importancia que tiene el sector de la energía eólica en España, así como de los problemas a los que se tiene que enfrentar la sociedad, en especial el problema del elevado déficit de tarifas que se está sufriendo. En un mundo cuya población está aumentando a un ritmo vertiginoso, cada vez resulta más importante que cada país disponga de sus propias fuentes de energía para abastecerse. Países como España disponen de escasos recursos naturales (salvo de carbón) y, por lo tanto, necesitan otras fuentes de energía alternativas para no depender al completo de otros países.

De las denominadas energías “autosuficientes”, aquellas con las que un país puede cubrir parte de sus necesidades energéticas con la energía producida dentro de su territorio, la energía eólica es la que más importancia ha cobrado en las últimas dos décadas. Las características climáticas y el relieve de España hacen posible que se pueda desarrollar esta energía de forma eficiente, y mantenga aún un alto potencial de desarrollo futuro. Gracias a estas características todas las comunidades autónomas de España con la excepción de Madrid y de Extremadura disponen de parques eólicos destinados a la producción de energía eólica.

Este trabajo va a estar dividido en dos bloques diferenciados. En el primer bloque se mostrarán las características del sector de la energía eólica, y comenzará con una explicación sintética del funcionamiento de los aerogeneradores, piezas clave en el desarrollo y obtención de la energía eólica, seguida de una exposición del desarrollo que ha experimentado el sector de la energía eólica primero en el mundo, luego en Europa y, por último, en España. Esta visión del desarrollo y expansión de la energía eólica estará centrada principalmente en el período 2005-2011, que es el período más reciente para el que se dispone de información completa, aunque también se mencionará lo ocurrido en los años anteriores. A continuación se presentará la regulación específica del sector de la energía eólica actualmente en España, que

delimita la actuación empresarial y los cauces de su desarrollo presente y futuro. Por último, se realizará un análisis del sector industrial centrado esencialmente en las empresas presentes en el sector y en algunas características del mismo, como la concentración industrial del mercado.

Una vez analizado el sector industrial de la energía eólica, el resto del trabajo consistirá en un análisis de simulación de la instalación de un parque eólico. En este segundo bloque, en primer lugar se explicará en qué consiste el déficit de tarifas, seguido de un ejercicio analítico para determinar si la energía eólica, hoy por hoy y en España, se encuentra sobre-subsidada o no. En dicha simulación se calculan los ingresos, los gastos y la rentabilidad del supuesto parque eólico, hecho éste que permitirá llegar a la conclusión de que, efectivamente, esta energía se encuentra sobre-subsidada. Por último, se proporcionarán diversas soluciones para reducir los incentivos a la industria, sin frenar considerablemente su desarrollo. Aplicando alguna de las soluciones propuestas se puede conseguir reducir de paso el elevado déficit de tarifa que sufre el país en la actualidad.

2.1 Regulación del sector de la energía eólica

Este apartado se centra en la legislación española que regula la producción y venta de energía eólica. Sin embargo es muy importante destacar que la Unión Europea juega un papel muy importante en el sector energético, siendo la encargada de fijar los porcentajes de la energía producida que se deben utilizar haciendo uso de las energías renovables (entre ellas la eólica). Hasta el año 2010 España tenía fijado como objetivo que el consumo de energías primarias tenía que estar abastecido por energías renovables en un 12,1%. En 2011 el porcentaje alcanzado fue del 11,6%. Para el año 2020 España ha establecido como objetivo que un 22,7 % del consumo de energías primarias tendrá que estar abastecido por energías renovables. Además, España está en la obligación de adaptar a su código civil cualquier directiva europea que se apruebe en materia de energías renovables.

En este apartado se ha seguido el interesante e instructivo trabajo de López Sako (2009), referido al estudio de las medidas de apoyo público a la Energía Eólica en España, complementado con la revisión específica de la normativa señalada.

En España la regulación del sector de la energía eólica viene condicionada por la distribución de las competencias energéticas entre Estado y Comunidades Autónomas. Son las Comunidades Autónomas las que tienen el poder de autorizar la construcción de un parque eólico. Dado que todas las Comunidades Autónomas tienen competencia para ello, se deja que las Comunidades decidan si instalan o no un parque eólico en una determinada región. Las Comunidades de Aragón, Asturias, Canarias, Cantabria, Castilla la Mancha, Castilla y León, Cataluña, Extremadura, Galicia, Navarra, La Rioja, Valencia y el País Vasco tienen procedimientos específicos para la autorización de parques eólicos.

Desde que se empezó a utilizar la energía eólica para producir energía eléctrica se han aprobado distintas leyes y/o decretos de apoyo a la misma. La primera ley en materia de regulación de la energía aprobada fue la 40/1994 (LOSEN). Esta ley distinguió por primera vez entre la producción de energía eléctrica en régimen ordinario y la producción en régimen especial, existiendo el régimen especial solo en el caso en el que se utilizasen energías renovables como fuente principal de energía. La primera regulación completa del régimen especial vino de la mano del real decreto 2366/1994.

La Ley 54 de 1997, junto con el Real Decreto 2818/1998, declaraba la intención de impulsar el desarrollo de las instalaciones energéticas de régimen especial. Esto se hizo de forma que fuese compatible con los nuevos objetivos legales de España que se basaban en la libre competencia. Al mismo tiempo también se tuvieron en cuenta los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. La forma de impulsar el desarrollo de este tipo de instalaciones energéticas estipulado en la ley fue mediante la fijación de primas. Esta ley contemplaba que las primas se darían durante un periodo de tiempo indefinido y la cuantía de las primas se podría ajustar cada cuatro años en función de la evolución de los precios de la energía en el mercado.

En 2004 se publicó el Real Decreto 436/2004, por el cual las empresas tenían dos opciones a la hora de vender la energía producida. Por un lado podían acogerse a una tarifa regulada fija o, por otro, percibir el precio de mercado más una prima. La opción escogida por las empresas dependía del precio del mercado eléctrico. Así, por

ejemplo, en 2004 cuando el precio de mercado de la energía eléctrica del mercado fue de 28 €/MWh, el 90 % de las empresas escogió la tarifa regulada. En cambio, en 2005 el precio de mercado subió hasta los 53,68 €/MWh lo que hizo que muchas empresas decidieran cambiar de opción a favor de las primas.

El siguiente Decreto-Ley, aprobado el 7-2006, mediante el cual se adoptaron medidas urgentes en el sector energético, suprimió la prescripción legal de la Ley 54/1997 por la cual se establecía que la prima la determinaba el gobierno, previa consulta de las Comunidades Autónomas, de manera que el precio de la electricidad vendida por las instalaciones se situase entre el 80% y el 90% de un precio medio de la electricidad. Este precio medio de la electricidad se calculaba mediante la división de los ingresos derivados de la facturación por suministros de electricidad entre la energía suministrada. El objetivo de suprimir esta prescripción legal no fue otro que el de aumentar la flexibilidad de la política de establecimiento de primas e incentivos a la producción de energía eléctrica en régimen especial.

El siguiente Real Decreto aprobado fue el 661/2007. Este Decreto mantiene las dos opciones de venta de energía que ya figuraban en el aprobado en 2004. La primera opción es ceder la energía producida a las empresas encargadas de distribuir la energía por una tarifa regulada, y la segunda opción consiste en vender la energía libremente en el mercado al precio que resulte. A esta segunda opción se le añade una prima que concede el Estado, según unas tablas, en función de la fuente de energía que se utilice y del tiempo durante el cual se deba conceder la prima.

Para la energía eólica, en el caso de que los productores escojan la primera opción de venta de energía, la tarifa regulada es de 7,3228 c€/KWh¹. En el caso de que el productor escoja la opción de vender la energía libremente en el mercado existe un techo para la suma del precio de mercado y la prima de 8.4944 c€/KWh que, en caso de superarse, supondría la no concesión de dicha prima. Para la energía eólica se proporciona además una retribución para compensar los huecos en la tensión (periodos sin producción de energía) de 0.38 c€/KWh. Este último valor de compensación se revisa según el valor del IPC, normalmente una vez al año.

¹ c€/KWh indica céntimos de euro por KiloWatio hora.

El decreto ley 6/2009 de 30 de abril estableció unos límites decrecientes al déficit de tarifa con el horizonte de su supresión a final de 2013. Desde el año 2010 el sector de la energía eólica en España está atravesando una difícil situación. Las restricciones económicas han hecho que el gobierno se haya visto obligado a considerar una reducción en las primas que concede a las empresas productoras de energía eólica. Esta reducción en las primas se ve reflejada en el artículo 5 del Real Decreto 1614/2010 en el cual se establece que la eólica percibirá en 2011 y 2012 un 65% de la prima vigente en 2010 según define el Decreto 661/2007. Este decreto fue aceptado por la mayor parte de los productores de eólica pero era insuficiente y se intentó modificar cuando en septiembre de 2010 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio envió a la CNE un borrador de Real Decreto calificado de inviable económicamente por las empresas del sector. Este borrador incluía tres condiciones tachadas de inaceptables: 1) Se limitaba a doce años la percepción de las primas, 2) las instalaciones solo cobrarían retribución durante las primeras 1500 horas de funcionamiento y 3) las primas no se revisarían en función de la inflación. El borrador no fue finalmente aprobado.

A partir de entonces la situación económica siguió empeorando, lo que obligó al gobierno a adoptar varias medidas legales urgentes con el fin de llevar el aumento del déficit de tarifa a cero en 2013. Ello culmina al tiempo que se acaba de redactar este trabajo con el Decreto Ley de 12 de julio de 2013, que suspende el sistema anterior de remuneración y se define uno nuevo: Se abandona el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997.

El nuevo régimen económico se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional específica articulada en: (i) un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía y (ii) un término a la operación que cubra la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

Este marco garantiza una rentabilidad razonable que se estima, antes de impuestos, como las Obligaciones del Estado a 10 años incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos.

A modo de resumen, la tabla 1 recoge los elementos regulatorios básicos del sector de energía eólica en España, previamente señalados.

Tabla 1. Resumen regulación energía eólica

Ley/real decreto	Descripción
Ley 40 1994	Distinción por primera vez entre la producción de energía eléctrica en régimen ordinario y especial. El régimen especial implica la utilización de energías renovables como fuente principal de energía.
Ley 54 de 1997 + Real Decreto 2818/1998	Objetivo de impulsar el desarrollo de las instalaciones energéticas en régimen especial mediante la concesión de primas. Las primas se concedían durante un tiempo indefinido y la cuantía podía revisarse cada 4 años.
Decreto-ley 7-2006	Supresión de la prescripción legal de la Ley 54/1997. La prima que se concedía a los productores ya no la determinaba el gobierno de forma que el precio de la electricidad vendida se situase entre el 80% y el 90% de un precio medio. Con esta medida se dio mayor flexibilidad a la política de establecimiento de primas e incentivos a producción de energía eléctrica en régimen especial.
Real Decreto 661 de 2007	Los productores tienen dos opciones: Ceder la energía producida a las empresas distribuidoras por una tarifa regulada o venderla libremente al mercado al precio que resulte más una prima, en el caso de que la instalación tenga derecho a ella. En el segundo caso el precio no puede superar 8,49 (c€/KWh) o de lo contrario no se concede prima alguna.
Decreto Ley 6/2009	Límites decrecientes al déficit de tarifa, con horizonte de supresión en 2013.
Real Decreto 1614/2010	La energía eólica percibirá en 2011 y 2012 un 65% de la prima vigente en 2010. Este decreto se incumplió en septiembre de 2010.
Real Decreto Ley de 12 de julio de 2013	Se suprimen los incentivos y se define una “rentabilidad razonable” de los proyectos en función de la rentabilidad de la deuda pública a 10 años

Fuente: elaboración propia

2.2 Evolución del sector de la energía eólica

A continuación se realiza una breve descripción de la evolución de la potencia eólica instalada, por áreas geográficas, que evidencia la importancia de la misma por continentes y países, y el peso relativo en España frente a países de nuestro entorno.

2.2.1 La energía eólica en el mundo

Los países del mundo con una capacidad eólica instalada destacable han aumentado considerablemente en los últimos 5 años. A finales del año 2011 el país con más Mega Watos (MW) instalados era La República Popular China (62364) seguida de EEUU (46919), Alemania (29060) y España (21674). A continuación, en la tabla 2 se puede ver un resumen de la potencia eólica instalada por continentes.

Tabla 2. Situación de la energía eólica por continentes en MW

Areas geográficas	Acumulado 2010	Acumulado 2011
Asia	61106	82029
América del Norte y América Latina	46303	55083
Europa	84650	93957
Oceanía (Australia y Nueva Zelanda)	5069	5765
Otros	976	1024

Fuente: GWEC Global Wind Report, GWEC. Elaboración propia

Por continentes, en el que la energía eólica tiene un mayor protagonismo es el europeo, del que se hablará más adelante. En Asia, China y la India, figuran en el top 5 de países con mayor potencia eólica del mundo, tal y como se muestra en la tabla 3. En los demás países asiáticos la energía eólica no tiene una presencia destacable (ver **tabla 2** del anexo). En todo el continente americano sólo Estados Unidos ha apostado por la energía eólica aunque para las dimensiones del país cabría esperar que la potencia instalada fuese mayor. En los demás países americanos la presencia de la energía eólica es meramente anecdótica, con la excepción de Canadá que dispone de 5265 MW de energía eólica (ver **tabla 3** del anexo) lo que la sitúa en el noveno puesto del ranking mundial de potencia eólica instalada. En África la energía eólica es casi inexistente (GWEC 2012).

Tabla 3. Top 10 de potencia acumulada (MW en 2011)

País	MW	% Total
RP China	62364	26.2
EEUU	46919	19.7
Alemania	29060	12.2
España	21674	9.1
India	16084	6.8
Francia	6800	2.9
Italia	6737	2.8
Reino Unido	6540	2.7

Canadá	5265	2.2
Portugal	4083	1.7
Total top 10	205526	86.5
Total Mundo	237669	100

Fuente: GWEC Global Wind Report, GWEC. Elaboración propia

2.2.2 La energía eólica en Europa.

La energía eólica en Europa ha sido siempre, y continúa siendo, la principal fuente de energía renovable. En sus inicios, en el año 1995 se instalaron en Europa 885 MW de potencia eólica. Desde entonces y hasta el año 2011 esta tasa ha ido incrementándose un 15,6% de media cada año, de forma que en 2011 la potencia eólica instalada fue de 9616 MW. Así, en 2011 había en Europa 93957 MW de potencia eólica acumulada. (Global Wind Report², GWEC, 2012).

Tabla 4. Líderes europeos en potencia eólica instalada

	2010		2011	
	Instalado 2010	Fin: acumulado 2010	Instalado 2011	Fin: acumulado 2011
Alemania	1493	27191	2086	29060
España	1463	20623	1050	21674
Francia	1396	5970	830	6800
Italia	948	5797	950	6747
Reino Unido	1005	5204	1293	6540

Fuente: GWEC Global Wind Report, GWEC. Elaboración propia

En el conjunto de la UE, los países con más potencia eólica instalada son Alemania 29060 MW, España (21674 MW) y Francia (6800 MW) (Ver tabla 4) (GWEC, 2012). Así, en el año 2000 el 85% de toda la potencia eólica instalada en Europa durante ese año se instaló en estos tres países. Sin embargo, en la actualidad la potencia eólica instalada anual en estos países representa únicamente el 31% de toda la potencia eólica instalada en Europa. Este hecho muestra el compromiso que han adquirido muchos países europeos con la energía eólica, lo que ha conducido a que se estén instalando muchos parques, y por tanto muchos MW, disminuyendo la concentración correspondiente a los tres principales países pioneros en la instalación y apuesta por dicha energía. La potencia eólica acumulada en el conjunto de la Unión

² Global Wind Report, GWEC, o Consejo Global de la Energía Eólica.

Europea a finales del 2011 fue de 93957 MW lo que supone un crecimiento del 11% con respecto al año anterior.

El liderazgo de Alemania y España se explica por el monto de las primas vigentes en esos dos países en comparación con los otros países europeos.

2.2.3 La energía eólica en España: situación actual y evolución

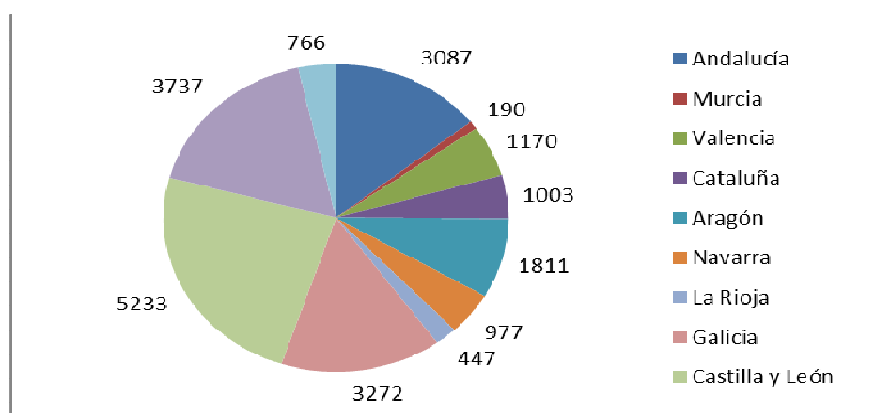
El sector de la energía eólica es un sector que ha cobrado mucha importancia en los últimos años. Sus inicios en España se remontan a la década de los 90, momento en el cual se instalaron los primeros MW. Como es obvio, el continuo desarrollo y mejora tecnológica y el consiguiente abaratamiento de los aerogeneradores, ha facilitado la expansión de las plantas productoras o parques eólicos en España. Dichas mejoras instaladas, se tradujeron en un continuado aumento de la potencia instalada anual, medida en MW pasando de los 2529 MW de 1995 a los 21674 actuales (Espejo Marín 2004). No obstante, en los últimos dos años el crecimiento de esta energía se ha frenado de forma considerable y el futuro del sector en España es bastante incierto.

Según el último estudio de la asociación empresarial eólica en 2011 (AEE 2012), se instalaron en España 1050,10 MW nuevos, lo que supone un aumento con respecto a la potencia instalada en el año 2010 de un 5,1%. El número total de parques eólicos en este año ascendió a 995. En el año 2010 la nueva potencia instalada fue de 1515,95 MW, lo que supuso un 7.9% de variación con respecto a la potencia del año anterior. Esta variación en el año 2009 fue de un 12.89%. Debido a que en los últimos años se ha ido instalando nueva potencia eólica, la potencia eólica acumulada de España siempre ha ido en aumento, pero como se ve en los datos previos este aumento en la potencia total instalada se ha ido reduciendo, especialmente en estos últimos tres años.

La energía eólica está presente en todas las Comunidades Autónomas con la excepción de Extremadura y la Comunidad de Madrid. Hay 7 Comunidades con más de 1000 MW instalados: Andalucía (3087), Valencia (1170), Cataluña (1003), Aragón (1811), Galicia (3272), Castilla y León (5233) y Castilla la Mancha (3737). Las islas Baleares apenas disponen de 4 MW de potencia eólica y en Ceuta y Melilla no hay ningún aerogenerador. (Ver **tabla 5** del anexo, según datos de AEE 2012). La potencia

eólica instalada en 2011 por las Comunidades Autónomas se muestra en el gráfico 1 adjunto.

Gráfico 1. Potencia eólica instalada en España por Comunidades Autónomas.



Fuente: AEE (2012), elaboración propia

2.3 Empresas y concentración industrial del sector de la energía eólica

A continuación se completa esta panorámica descriptiva del sector eólico en España con un breve estudio desagregando por empresas productoras, así como un cálculo de índices y ratios para las principales empresas del sector eólico, que muestra una visión de la estructura y grado de concentración en el mismo.

2.3.1 Empresas del sector de la energía eólica en España:

En la tabla 5 se presenta la información correspondiente a la potencia instalada de las empresas o grupos productores, en 2011 y su acumulado, de entre las que destacan principalmente Gamesa, Vestas, Alstom y Acciona.

Tabla 5. Potencia instalada en España por fabricantes (AEE)

	Instalación en 2011		Acumulada al cierre 2011	
	Potencia en MW	Cuota sobre instalado, (%)	Potencia en MW	Cuota sobre acumulado (%)
Gamesa	461,15	43.9%	11510.16	53.1%
Vestas	207.4	19.8%	3733.49	17.2%
Alstom	68,11	6,5%	1629.54	7.5%
Acciona Wind Power	102	9.7%	1556.13	7,2%
General Electrics (GE)	163.44	15.6%	1366,64	6,3%
Siemens	48	4,6%	772,4	3,6%
Enercon	0	0	485,03	2,2%
Suzlon	0	0	218	1,0%
Nordex	0	0	135,18	0,6%

Desa	0	0	100,8	0,5%
Lagerway	0	0	37,5	0,2%
M-Torres	0	0	36,9	0,2%
Kenetech	0	0	36,9	0,2%
RepoNer	0	0	25,00	0,1%
Otros	0	0	17,29	0,1%
Fuhrlander	0	0	12,5	0,1%
Windeco	0	0	0,05	0,0%
Total	1050		21673	100%

Fuente: AEE (2012). Elaboración propia.

Particularizando para las empresas con producción de energía eólica en España, a continuación se hace una breve mención de las cuatro con mayor cuota de mercado, Gamesa, Vestas, Alstom y Acciona, que acumulan el 85% de la potencia acumulada en 2011, y cuya información se recoge en la tabla 6, que muestra las ventas y los beneficios de las 5 empresas más importantes que operan en España:

a) Gamesa: A nivel mundial es una de las empresas productoras de energía eólica más importantes. En 2011 sus ventas fueron de 3033 millones de €. Durante este año vendió aerogeneradores de 2802 MW de potencia total y recibió pedidos de instalación de 1600 MW adicionales. En España es la empresa más importante en lo que se refiere a la potencia instalada por fabricantes. Posee una cuota de mercado del 53.1% con 11510 MW instalados en total (tabla 5). De los 2802 MW que vendió en 2011, sólo un 8% (232 MW) fueron destinados al mercado español; el resto se vendieron en otros países y/o continentes. La empresa vende 3 tipos de aerogeneradores: aerogeneradores de 2MW, 4,5MW y 5MW (sólo para el mar). La empresa también se encarga de fabricar y suministrar todos los componentes eléctricos de los aerogeneradores y realiza distintas tareas de mantenimiento de los mismos. (Web y Gamesa Resumen informe 2012).

b) Vestas: ocupa la segunda posición en el ranking de producción de energía eólica. En 2012, según los resultados ofrecidos por su página web, la empresa obtuvo unos ingresos de 7216 millones de euros. La empresa cuenta con 17778 empleados a nivel mundial. Tal y como se muestra en la tabla 5, en España esta empresa tiene instalados un total de 3733,49 MW lo que supone un 17,2% de cuota de mercado. Vestas dispone de aerogeneradores de 2 y 3 MW de potencia. (Vestas Informe anual 2012).

c) Alstom: es otra de las compañías importantes dentro del mercado de la energía eólica español. A finales de 2011 la compañía había instalado en España un total de 1629 MW con lo que adquirió una cuota de mercado del 7,5%. No obstante, cabe destacar que esta compañía está perdiendo peso relativo en el sector, ya que durante el 2011 fue la segunda empresa que menos MW instaló (sólo 68,11 MW). En el año 2012 las ventas (mundiales) de energías renovables fueron de 2000 millones de euros. Esta es una empresa grande con 10000 empleados en energías renovables. En España Alstom dispone de 1500 aerogeneradores repartidos en un total de 70 parques eólicos. (Alstom Informe anual 2012)

d) Acciona: Aunque en España esta empresa ocupa tan sólo el 4º puesto en número de MW instalados, lo cierto es que Acciona es la empresa líder mundial en la producción de energía a partir de fuentes renovables. Los datos más recientes indican que tuvo unas ventas de 2107 millones de euros. El número de empleados asciende a 2466 personas y el número de MW instalados a 8437 (a nivel mundial). A continuación se puede ver una tabla resumen de los principales datos de las cuatro compañías que más destacan en España. Acciona contaba a mediados del 2012 con 164 parques eólicos en el territorio nacional de los cuales 50 se encuentran en la comunidad Gallega. El resto están repartidos entre Castilla la Mancha (32), Navarra (27), Comunidad Valenciana (26), Andalucía (21), Castilla y León, (21) Cataluña, (5) Asturias (3), Aragón (2) y País Vasco (1). (Web Acciona)

Tabla 6. Resumen de la información principal de las empresas líderes del sector

	Ventas	Empleados
Gamesa	3033 M	8357
Vestas	5836 M	17778
Alstom	2000 M	10000
Acciona	2107 M	2466

Fuente: Informes y páginas web empresas. Elaboración propia.

2.3.2 Cálculo de índices y ratios para las principales empresas del sector eólico

Para hacer un análisis económico más riguroso que complete el análisis del mercado de la energía eólica anterior, a continuación se calculan una serie de índices y ratios significativos, que permiten analizar mejor las diferencias entre las empresas del sector. Esto es importante para determinar si se trata de una industria con alta

concentración de mercado, en la que unas pocas empresas tienen prácticamente todo el poder de mercado o si por el contrario existen muchas empresas pequeñas.

El primer índice que se calcula es el índice de concentración industrial, definido como el sumatorio de las cuotas de las K empresas en las que nos queramos basar para calcular el índice, $C_k = \sum_{i=1}^K S_i$. Este índice se puede calcular utilizando como dato los MW instalados por cada empresa o utilizando los datos de las ventas de MW (en millones de €) en España. En cualquier caso, el primer paso es calcular las cuotas de cada empresa dentro de la industria.

Tal y como se recogía en la tabla 5, en el caso de Gamesa (para el año 2011), la cuota industrial (MW acumulados al final del año 2011) sería $11510,16/21673 = 0,531$; para Vestas (mismo año), $3733,49/21673 = 0,172$; para Alstom, $1629,54/21673 = 0,075$; para Acciona Wind Energy, $1556,13/21673 = 0,072$; y para GE su cuota es $1336,64/21673 = 0,063$. Este mismo proceso se sigue para el resto de empresas. En cuanto al índice de concentración industrial, se calcula el CR3 y el CR5, correspondientes respectivamente a la suma de las cuotas industriales de las tres principales empresas de la industria: $CR3 = 0,531 + 0,172 + 0,075 = 0,778$ y de las cinco: $CR5 = 0,531 + 0,172 + 0,075 + 0,072 + 0,063 = 0,85$. Los valores 0,778 y 0,85 están muy próximos a 1 lo que indica que en España la industria de la energía eólica se encuentra altamente concentrada: la principal empresa, Gamesa ya acapara más del 50% de la potencia, y las tres principales empresas, Gamesa Vestas y Alstom, tienen más del 75% de los MW del sector.

El siguiente índice que se va a calcular es el de Herfindahl, siendo el sumatorio de las cuotas de las N empresas que formen la industria a analizar, al cuadrado, según la fórmula: $H = \sum_{i=1}^N S_i^2$. El resultado del índice de Herfindahl es 0,329, resultado no muy próximo al valor mínimo que puede tomar este índice ($\frac{1}{N}$), que en este caso es de $1/17$, lo que indica una vez más que la industria española de la energía eólica presenta un elevado grado de concentración, generado, además, por empresas de muy diverso tamaño siendo alta la desigualdad entre ellas.

2.4 La energía eólica y su influencia en la economía Española

Para finalizar este primer bloque, se pondrá en relación la producción de energía eólica en España con algunas cifras macroeconómicas.

La energía eólica no es sólo una forma adicional de producir energía, sino que en España contribuye significativamente al PIB del país. La contribución al PIB se puede estudiar desde tres puntos de vista. Por el lado de la demanda la contribución al PIB= demanda interna + demanda exterior neta – outputs intermedios. Si se mira desde la oferta, la contribución al PIB= ingresos de explotación – consumos de explotación. Por último, la contribución al PIB por el lado de la renta = gasto de personal + excedente bruto de explotación.

La demanda interna total del sector aportó 6641,9 millones de euros en 2009, 5513,2 en 2010 y 4956,2 en 2011. La demanda exterior neta (formada por las exportaciones menos las importaciones de bienes y servicios) aportó 871,2 millones de € en 2009, 1118,3 en 2010 y 959 en 2011. Los ingresos de explotación de la energía fueron de 9685,5 millones en 2009, 8784,4 en 2010 y 8193 en 2011. El gasto en personal fue de 1031,5 (millones de €) en 2009, 1007 en 2010 y 831,3 en 2011. En casi todos los datos mostrados en la tabla 7 se observa que ha habido una disminución en la contribución al PIB del sector de la energía eólica (a partir del año 2008), disminución que es mayor o menor en función de la subdivisión del sector que se esté estudiando (AEE 2012).

Tabla 7. Contribución del sector eólico al PIB en términos constantes (año base 2011. Millones de €) AEE 2012

	2007	% variación	2008	% variación	2009	% variación	2010	% variación	2011
Demanda interna total	7584,4	-25,8	5628,1	18	6641,9	-17,9	5513,2	-10,1	4956,2
Demanda exterior neta	983,4	7,9	1060,6	-17,9	871,2	28,4	1118,3	-14,2	959
a)Exportaciones de bienes y servicios	2648,9	10,8	2934,4	-27,6	2124,4	0,3	2131,5	-11,2	1893,1
b)Importaciones de bienes y servicios	1665,5	12,5	1873,7	-33,1	1253,2	-19,1	1013,2	-7,8	934,1
Outputs intermedios	6562,4	-33,7	4350,33	27,4	5541,1	-13,4	4796,3	-10,6	4289,3
Demanda	2005,3	16,6	2338,4	-15,7	1972	-6,9	1835,1	-11,4	1626,4
Ingresos de explotación	10436	14,9	11988,9	-19,2	9686,5	-9,3	8787,4	-6,8	8193
Consumos de explotación	8430,7	14,5	9650,5	-20,1	7714,5	-9,9	6952,4	-5,6	6566,3

Oferta	2005,3	16,6	2338,4	-15,7	1972	-6,9	1835,1	-11,4	1626,4
Gasto de personal	933,9	11,6	1042,1	-1	1031,5	-2,4	1007	-17,4	831,3
Excedente bruto de explotación	1071,4	21	1296,4	-27,5	940,5	-11,9	828,1	-3,9	795,4
Renta	2005,3	16,6	2338,4	-15,7	1972	-6,9	1835,1	-11,4	1626,7

Fuente, elaboración propia

En la **tabla 6** del anexo se muestra la situación de la balanza fiscal de la energía eólica. En ella se puede observar que la cantidad en millones de euros de dicha balanza ha ido reduciéndose a partir del 2008 desde los 243,7 millones del 2008 hasta los 134,7 millones del 2011. Esto se debe a que se ha producido una disminución en la recaudación del impuesto sobre sociedades que ha pasado de 220 millones (en 2008) a apenas 105 millones en 2011. Al bajar la recaudación de los impuestos, el resultado de la balanza fiscal ha disminuido. (Estudio macro renovables 2011)

La presencia de energía eólica supone la creación de nuevos puestos de trabajo en un país, lo que contribuye positivamente a su economía. Los puestos de trabajo pueden estar directamente relacionados con el sector, como la construcción, el montaje y el mantenimiento de los aerogeneradores (empleos directos); o indirectamente contribuir al desarrollo del sector (empleos indirectos). En España, el número de empleos totales relacionados con la energía eólica alcanzó a finales del año 2008 los 41438 empleos de los que 18458 son inducidos y el resto directos. A partir del año 2009 esta cifra ha ido disminuyendo de manera que en el 2011 la cifra de empleos directos fue de 27119 (12849 inducidos). (AEE 2011) Esta disminución se debió a la crisis económica con caída de demanda y de precios desde 2008 y a la legislación restrictiva a las primas de producción desde abril de 2009.

Para finalizar este apartado, en el aspecto macroeconómico negativo, decir que en España en estos momentos hay un déficit de tarifa importante. Este déficit se debe a que no se ha trasladado el aumento de los costes de la energía a los precios. Así, entre el 2005 y el 2011, los costes de transporte de energía han aumentado un 64%, los de distribución un 56% y los de interrupción un 117%. También han aumentado de forma severa los costes de producción por energías renovables, a causa del importante aumento de producción en dicha energía, que disparó las primas cargadas al sistema. Por el contrario, la demanda de energía apenas aumentó un 3,5 %, no compensando el elevado incremento en los costes. Si se trasladase una parte del aumento de los costes

de la energía a los precios, se conseguiría reducir dicho déficit. El segundo y último bloque del trabajo tratará más a fondo el problema del déficit de tarifa. (Estudio macro renovables 2011)

3. El problema del déficit de tarifa en la energía eólica

Tal y como se ha mencionado en el apartado de regulación, el mayor problema al que se enfrenta la industria de la energía eólica (y en general la industria de las energías renovables) es el déficit de tarifa. Es un problema muy complejo que requiere una solución temprana para que se pueda seguir utilizando esta energía que aporta tantos beneficios para la economía española. En este trabajo se va a intentar abordar el problema explicando en qué consiste y de qué forma podría solucionarse. No se va a entrar en detalles muy técnicos ya que se saldrían fuera del objetivo de este trabajo.

En primer lugar es necesario conocer en qué consiste el problema del déficit de tarifa. El déficit de tarifa no es otra cosa que la diferencia entre el importe total recaudado por las tarifas integrales y tarifas de acceso (aquellas que fija la administración y que pagan los consumidores) y los costes asociados a dichas tarifas (producción, transporte, distribución de energía, etc). Esta diferencia entre la recaudación de las tarifas integrales y tarifas de acceso y los costes asociados a dichas tarifas se debe a dos causas: a los errores de estimación en los costes que determinan las tarifas y a las decisiones regulatorias del Estado, 1) al fijar las tarifas a pagar por el consumidor y 2) fijar las primas a favor de las empresas productoras de las energías renovables

La mayor parte de los costes que determinan las tarifas se calculan utilizando previsiones. Estas previsiones tienen un margen de error por lo que los costes calculados no siempre se ajustan a la realidad, lo que puede dar lugar a déficits de tarifa. Un ejemplo de costes que se calculan mediante previsiones es el coste de la producción del régimen especial, que recibe primas. Un error en la estimación hace que se den más o menos primas de las necesarias al sector, con las consecuencias que ello conlleva.

No obstante, hay que decir que los errores de estimación por sí solos no explican el déficit de tarifa. Esto se debe a que en general los errores en sentido positivo (recaudar más de lo necesario) tendrían tendencia a compensar a los errores en sentido negativo (infra recaudaciones). El déficit de tarifa no puede entenderse sin conocer las decisiones regulatorias que han ido tomando los distintos gobiernos desde el año 2000. Aquí nos vamos a centrar exclusivamente en los aspectos de la regulación de la energía eólica que han tenido un impacto directo en el déficit de tarifas. (Para obtener una información detallada sobre la regulación del sector eólico español ir a la sección de regulación al principio del trabajo.)

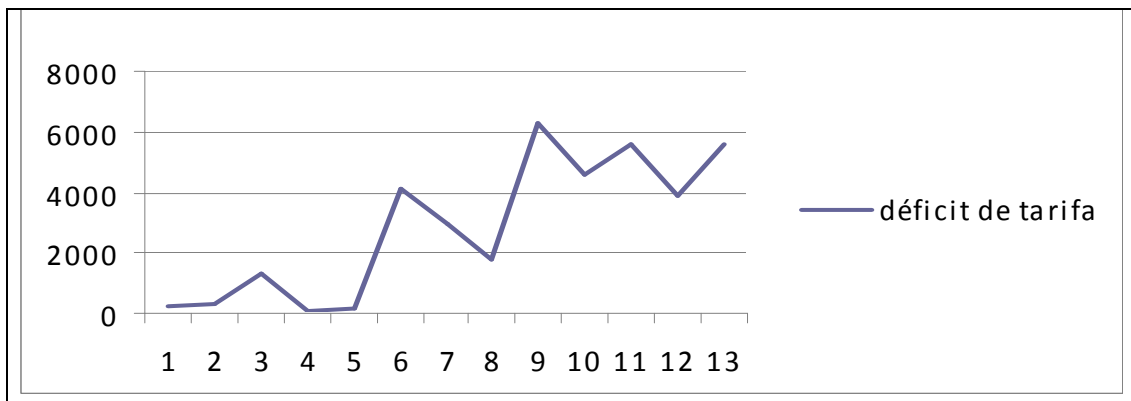
Desde el año 2000 los distintos gobiernos españoles han tenido en cuenta dos tipos de costes distintos de suministrar energía eléctrica: costes esperados y costes deseados (desde el punto de vista del regulador). Una parte del problema reside en el “rechazo” que los políticos tienen al coste político que pueda ocasionar el (supuesto) impacto inflacionista de las tarifas eléctricas, así como del efecto sobre la competitividad de algunos sectores de producción con consumo intensivo de energía. Esto hace que los gobiernos utilicen principalmente los costes deseados en lugar de los esperados a la hora de calcular las tarifas. Sin embargo, las empresas tienen que ser retribuidas según su coste reconocido cuando se trata de actividades reguladas o según el precio de mercado cuando se trata de actividades liberalizadas, lo que significa que el control de la inflación que siguen los gobiernos con esta estrategia es sólo temporal.

Este comportamiento por parte de los gobiernos ha creado un déficit que es cada vez más elevado y difícil de mantener, y que tiene efectos negativos sobre el desarrollo de la competencia en los mercados. El déficit, diferencia entre los ingresos de las empresas y los pagos realizados por los consumidores, debe cubrirse con recursos financieros, que se obtienen con la garantía regulatoria expresada vía Real Decreto, con la promesa de que serán recuperados gracias a recargos sobre las tarifas de acceso a las redes.

A partir del año 2005 el déficit de tarifa ha experimentado un incremento muy significativo. Este incremento se debe principalmente a que el precio de los

combustibles se ha disparado causando un incremento en los costes de la energía eléctrica que el estado no ha repercutido totalmente en el precio que tienen que pagar los consumidores, y a que el importe de las primas pagadas a las renovables se ha disparado. En las últimas regulaciones el gobierno ha intentado reducir el déficit estructural existente, pero sin atajar el origen del problema, que es la adecuación de las tarifas y/o primas a los costes reales, y de ahí el Decreto Ley de julio 2013.

Gráfico 2 evolución del déficit de tarifa entre el 2000 y el 2012.



Fuente: ABC 11 julio 2013

No se puede negar que el déficit de tarifas se ha vuelto insostenible. Anteriormente el trabajo deja claro que la energía eólica aporta beneficios muy positivos al sector energético y la economía, ya que contribuye al incremento del PIB, además de crear nuevos puestos de trabajo y de reducir la dependencia energética del país, lo que significa que se debería hacer todo lo posible por mantenerla o aumentarla. De lo descrito anteriormente se puede llegar a la conclusión de que los productores de energía eólica (y del resto de las energías renovables) necesitan de ciertas subvenciones del Estado para poder seguir invirtiendo en las instalaciones de la infraestructura necesaria, en concreto los aerogeneradores. La pregunta que surge es hasta qué punto las empresas productoras de energía eólica están beneficiándose de las subvenciones que les está prestando el Estado. En otras palabras, hace falta saber si las empresas productoras de energía están obteniendo una rentabilidad superior a lo que cabría esperar para empresas que reciben subvenciones públicas. (Campus Iberdrola (2011)).

Una manera de estudiar las subvenciones recibidas por las empresas productoras de energía eólica es realizar un estudio de un mini parque eólico (un

parque eólico cuya potencia instalada no supere los 5 MW). La siguiente sección del trabajo será un estudio de simulación sobre el emplazamiento y rentabilidad de un hipotético parque eólico. El análisis incluirá una explicación detallada acerca de la elección del emplazamiento, elección del tipo de aerogenerador a utilizar y un detallado análisis de la rentabilidad que tendría el parque, lo que permitirá poder decir si la industria de la energía eólica se encuentra subvencionada en exceso o no.

3.1 Caso práctico: Estudio de simulación de la instalación de un parque eólico en España.

3.1.1. Consideraciones previas a la simulación y cálculo de variables decisorias, referidas a la elección del tipo de aerogenerador.

Para simplificar, los cálculos el parque eólico que se van a analizar no superará los 5 MW de potencia eólica (mini parque). Para la elección del aerogenerador existen varias posibilidades: 5 aerogeneradores de 850 KW (Gamesa G52), 3 aerogeneradores Acciona Wind Power de 1500 KW o de General Electric, 2 de 2000 KW (Gamesa G87) y, por último, 2 aerogeneradores Gamesa G114 de 2.5 MW cada uno.

Sólo se ha incluido modelos de Gamesa y Acciona por ser las empresas que dominan el mercado español y porque tienen plantas de producción en España, lo que reduce los costes de transporte.

El primer factor a tener en cuenta a la hora de elegir el tipo de aerogenerador es el de los accesos. Dado que los aerogeneradores miden en torno a 80 metros de altura es necesario que las carreteras permitan el transporte de las piezas. Todos los lugares que se barajan como posibles ubicaciones para el pequeño parque eólico se encuentran a baja altitud (nunca superior a 400 metros) y accesibles, por lo que este factor no será un problema.

- ✓ Opción de 2.5 MW: Permitiría la instalación de 2 aerogeneradores de una producción elevada siendo uno de los aerogeneradores más eficientes. La desventaja principal es el elevado diámetro de sus palas, lo que implica que son necesarias buenas carreteras para su traslado.
- ✓ Opción de 1500 KW: Producción elevada con un aerogenerador más.

- ✓ Opción de 850 KW: Bajo diámetro (52 metros), producción óptima. No es la opción más económica dado que requeriría la instalación de 5 aerogeneradores.

Tabla 8. Resumen aerogeneradores

Aerogenerador	Diámetro rotor	Altura torres	Potencia	Precio
G52-850 KW	52	79	850	800000
Acciona AW77	77	61.4	1500	1800000
GE 1,5S	77	80	1500	1800000
G114	114	93	2500	ND

La tabla anterior muestra que el aerogenerador que mejor se adapta al estudio de este parque eólico de escala reducida es el Acciona AW77. El precio razonable, su reducido diámetro de rotor y la baja altura de la torre hacen que esta sea la mejor opción. Además, su producción es la más elevada después del G114, teniendo éste un diámetro demasiado elevado. Para un parque eólico a gran escala el G114 sería la elección ideal pero es demasiado grande para el tipo de parque que se está planteando.

3.1.2. Elección de la ubicación del parque eólico

El lugar en el que se decida emplazar un parque eólico tiene que cumplir una serie de requisitos. En primer lugar, el emplazamiento elegido debe contar con al menos 2500 horas de producción equivalente a potencia máxima³. Asimismo, los aerogeneradores deben instalarse a una distancia de como mínimo un kilómetro de cualquier zona urbana. Además, dado que para montar un aerogenerador es necesario transportar las piezas en grandes camiones, se tiene que tener muy en cuenta cómo es el acceso al parque eólico. Las carreteras de la zona en la que se decida ubicar el parque eólico no pueden tener curvas con un radio de giro reducido ya que ello imposibilitaría el transporte de las piezas. Por último, en la medida de lo posible, se debe intentar ubicar el parque en un lugar que no sea muy concurrido para evitar los efectos negativos que puedan tener los aerogeneradores sobre el paisaje (contaminación visual y sonora).

³ La potencia máxima es aquella a partir de la cual la producción de energía eléctrica deja de aumentar por mucho que aumente la velocidad del viento, y depende del tipo de aerogenerador instalado.

El Atlas eólico permite entre otras cosas conocer la velocidad media del viento a 80 metros sobre el suelo para el territorio español. Las palas de los aerogeneradores están situadas a una altitud de por lo menos 50 metros por lo que para decidir dónde ubicar un parque hay que conocer la velocidad del viento a esa altitud (siempre es superior a la velocidad a ras de suelo).

El mapa eólico⁴ adjunto (figura 2) muestra que las zonas con mayor viento son las zonas costeras del estrecho, nordeste de Cataluña y noroeste de Galicia. En tierra, las zonas de más viento están en Cádiz (velocidad media del viento cercana a los 9 m/s, La Coruña (7,5 m/s) y la desembocadura del Ebro (8,0 m/s). Otras zonas que tienen viento más que suficiente para instalar un parque eólico son el valle del Ebro, cerca de la población de la Muela (Zaragoza), el valle del Duero y amplias zonas del interior de Castilla la Mancha. Para instalar un parque eólico se debe cumplir con el requisito de las 2000 horas de producción equivalente a potencia máxima.

Figura 2 Mapa eólico de España.



⁴ Este mapa es general y solo permite visualizar las zonas con mayor viento del país.

Una vez seleccionadas las zonas más ventosas de España, el siguiente paso es analizarlas con mayor detalle usando la herramienta que proporciona el Atlas Eólico. Una de las funciones permite conocer cuál es la velocidad media del viento en un área determinada en las distintas estaciones del año. En las sierras de Tortosa, cerca de la desembocadura del río Ebro, la velocidad del viento se sitúa la mayor parte del año entre 8.4 y 9 m/s (salvo en verano), lo que hace que la media anual esté por encima de 8 m/s (Ver mapa eólico). El valle del Ebro a la altura de Zaragoza es ventoso, pero no se llegan a alcanzar las velocidades de viento que se alcanzan en la desembocadura del río (velocidad media siempre inferior a 8 m/s, como se muestra en el mapa eólico). El norte de Galicia es otra zona muy ventosa del país, con velocidades medias del viento que alcanzan los 7 metros por segundo la mayor parte del año, superando los 8 en verano.

La provincia de Cádiz es, sin lugar a dudas, la zona más ventosa de España. La sierra de Grazalema tiene una velocidad media superior a los 10 m/s, valor muy elevado; Tarifa se aproxima a los 11 m/s. Aunque a primera vista pueda parecer que estos valores son demasiado elevados para que se pueda producir energía eléctrica de forma continua, lo cierto es que no es muy habitual que se registren vientos de intensidad superior a 20 m/s (velocidad a partir de la cual los aerogeneradores se detienen). De toda esta información se deduce que los dos lugares más idóneos para instalar un parque eólico son Tarifa y la Sierra de Grazalema (fijándose sólo en la velocidad del viento). La sierra de Grazalema se encuentra alejada de todo núcleo urbano y en una zona poco concurrida, lo que minimiza los impactos de la contaminación visual. Tarifa es un núcleo urbano, pero el parque eólico se instalaría en la sierra, a una distancia mínima de 3 km de la ciudad y alejado de las playas protegidas de la zona.

La decisión de dónde ubicar el parque eólico (Tarifa o Grazalema) se tomará haciendo un breve análisis de impacto ambiental. Grazalema, a pesar de ser la segunda zona más ventosa de España es una sierra relativamente elevada (y, por lo tanto de difícil acceso) que se encuentra protegida casi en su totalidad por el parque natural de Grazalema. La presencia de este parque natural con especies naturales animales y vegetales de gran valor ecológico hacen que la instalación de un parque

eólico allí resulte imposible. Tarifa, por otro lado, tiene al Norte el parque natural de los alcornocales y tanto al oeste como al este (hasta Algeciras) el parque natural del Estrecho. Sin embargo, la “isla” de Tarifa y alrededores no tienen ninguna protección específica, por lo que sí sería factible instalar un parque eólico en los alrededores de Tarifa. No obstante, esta zona tiene un tamaño reducido lo que limita la posibilidad de instalar parques eólicos en la zona.

Tabla 9. Factores relevantes para elegir la ubicación de un parque eólico.

Factor	Descripción
Viento	Para la instalación de un parque eólico es indispensable que la zona disponga de al menos 2500 horas equivalentes de producción de energía a potencia máxima.
Medio ambiente	La presencia de zonas de protección ambiental (parques nacionales, parques naturales, espacios protegidos, reservas de la biosfera y otros) imposibilitan la instalación de un parque eólico.
Cercanía a núcleos urbanos	Ningún parque eólico puede estar situado a una distancia inferior a un kilómetro del núcleo urbano más próximo.
Contaminación visual	Considerar el efecto de los aerogeneradores sobre el paisaje.
Accesos	El transporte de las piezas de los aerogeneradores exige un trazado óptimo de carreteras, sin curvas cerradas.

3.2. Simulación de parque eólico

Objetivo: Comprobar si la energía eólica está recibiendo una subvención excesiva por parte del gobierno Español lo que se traduce en una rentabilidad excesivamente elevada para las empresas productoras de energía eólica. Las empresas están obteniendo esta alta rentabilidad a costa del gobierno.

Metodología a utilizar: Utilizando la información proporcionada por diversas asociaciones acerca de la distribución de los costes de operación y mantenimiento de los parques y la distribución de los costes de inversión necesarios para instalar un parque eólico, se va a realizar un exhaustivo ejercicio de cálculo de la rentabilidad financiera que se obtendría en el caso de que se instalase un mini parque eólico cuya potencia no supere los 5 MW. En lo que se refiere a la elección del tipo de aerogenerador a utilizar y de la ubicación de los parques eólicos el siguiente análisis se basa en el proyecto de Almudena Alonso (2007).

De la explicación anterior se podría deducir que la ubicación óptima para un parque eólico sería Tarifa. Sin embargo, hay dos problemas relacionados con este lugar que van a hacer que considere más sitios como posibles emplazamientos del parque eólico. La primera es que en Tarifa el espacio disponible para la instalación de aerogeneradores es reducido. El segundo problema tiene que ver con la elevadísima velocidad del viento de la zona que permite a los aerogeneradores funcionar la mayor parte del tiempo a potencia máxima. Esto hace que Tarifa sea un caso extremo, no representativo del conjunto del territorio español y del que no se puede sacar ninguna conclusión que se pueda considerar como válida para el resto del país. Por esta razón, en la simulación se van a incluir dos lugares más: Toque (interior de Lugo) y La Muela (Zaragoza).

El lugar de Toque tiene buenos accesos por carretera, ausencia de espacios protegidos medioambientalmente, salvo en la sierra do Careon, al sur, con cierto interés paisajístico, elevada velocidad del viento, sin ser excesiva, y escasa contaminación visual y sonora, al disponer de espacio para instalar los aerogeneradores lo suficientemente alejados de cualquier núcleo urbano. En este caso el núcleo urbano más cercano es Toques y la orografía del terreno permite separar los aerogeneradores lo suficiente del pueblo (mínimo 3 Km.)

El lugar de La Muela, Zaragoza, está en una zona con muy buenos accesos y sin la presencia de parques naturales ni zonas protegidas en los alrededores. Sin embargo, sin ser una zona de mucho viento, cumple los requisitos mínimos estipulados para instalar un parque eólico. Su inclusión en el ejercicio de simulación permite calcular cuál sería el rendimiento que se le sacaría a un parque situado en una zona sin demasiado viento.

A continuación se realiza una descripción de los cálculos a realizar para obtener la rentabilidad del proyecto que pasa por determinar el cálculo del margen operativo, la inversión financiera (servicio de deuda) y amortizaciones, la cuenta de resultados, y demás variables económicas que permiten el ejercicio de evaluación del rendimiento que se propone, para un micro parque eólico en las tres áreas de estudio, y su comparativa.

3.2.1. Cálculo del margen operativo.

Lo primero que se realiza es calcular la producción total de energía en MW que se puede obtener en una zona geográfica. Para ello es necesario conocer la distribución de los vientos en la zona. Los datos de la distribución de los vientos los proporciona el IDEA en su Atlas Eólico, tal como ya se ha señalado. La tabla 10 muestra el proceso para el caso del parque en la zona de Tarifa.

Tabla 10 cálculo de la producción de energía eólica en KW/h

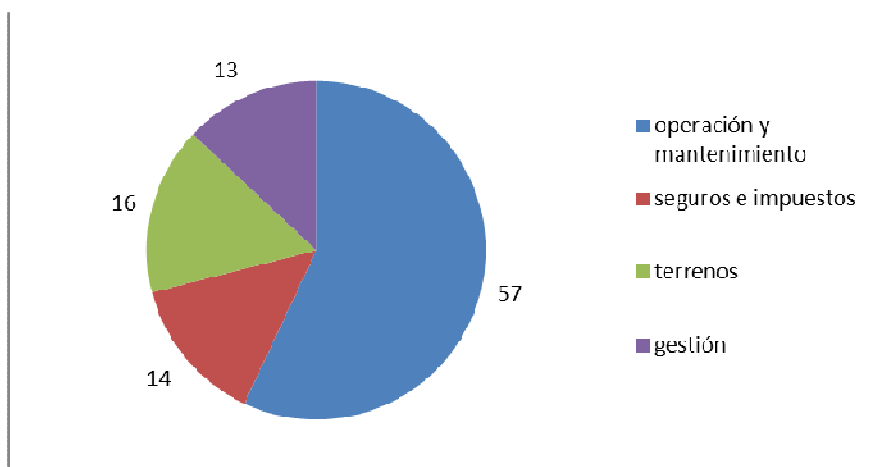
Velocidad del viento (m/s)	Probabilidad %	Nº horas	Potencia (kW)	Producción (kWh)
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	22	0
4	0	0	82	0
5	0	0	179	0
6	2.27	198.852	310	61644.12
7	2.26	197.976	499	98790.024
8	1.15	100.74	741	74648.34
9	23.8	2084.88	1014	2114068.32
10	27.53	2411.628	1298	3130293.14
11	6.53	572.028	1447	827724.516
12	11.26	986.376	1492	1471672.99
13	0	0	1500	0
14	25.2	2207.52	1500	3311280
Totales	100	8760	NA	11,090,121
Horas equivalentes 7393				

Esta tabla recoge por un lado la probabilidad de que se registre una velocidad de viento determinada en Tarifa. Multiplicando la probabilidad por el número de horas que tiene un año se obtiene el número de horas en las que se registran vientos de una velocidad determinada. Por otro lado, está la producción de energía de un aerogenerador de Acciona de 1.5 MW. Para obtener la producción total de energía en KW/h hay que multiplicar las horas de cada velocidad del viento por la producción de energía del aerogenerador para esa velocidad (información que proporciona el fabricante, en este caso Acciona). La suma de la energía producida en KW/h para cada velocidad del viento proporciona el volumen de electricidad producida, dato que más

adelante se utiliza para calcular los ingresos del parque. Para este trabajo se ha supuesto que el volumen de energía que se vende a la red es menor que el volumen producido, ya que se estima que un 3% de la energía se pierde en su transformación y transporte y un 1.5% en desgaste.

Tal y como se puede observar en las tablas del anexo (8-13), los ingresos se calculan a partir de la Tarifa Media Regulada (TMR), y se ha tomado como supuesto que la tarifa aumenta un 1% anual. La tarifa de venta (dinero que perciben las empresas por cada MW/h de electricidad producido) es del 90% de la TMR los primeros 15 años y del 80% del año 15 al año 20. Los ingresos para cada año se obtienen multiplicando la tarifa de venta de un año por el volumen de electricidad que se vende a la red (valor constante). Los gastos de operación de un parque eólico son muy reducidos durante los tres primeros años de funcionamiento de un parque, ya que los aerogeneradores se encuentran en garantía y las tareas de mantenimiento necesarias van sin coste alguno; pero, una vez termina este período, el mantenimiento deja de ser gratuito. A partir de este momento los gastos de operación de un parque pasan a representar el 21 % de los ingresos totales. Estos gastos, tal como se muestra en el gráfico 3, y según información de la CAI (2010), se dividen en gastos de operación y mantenimiento (57%), seguros e impuestos (14%), alquiler de terrenos (16%) y gastos de gestión (13%) y restando los gastos de operación a los ingresos se obtiene el margen operativo.

Gráfico 3. Distribución de los costes de operación y gestión.

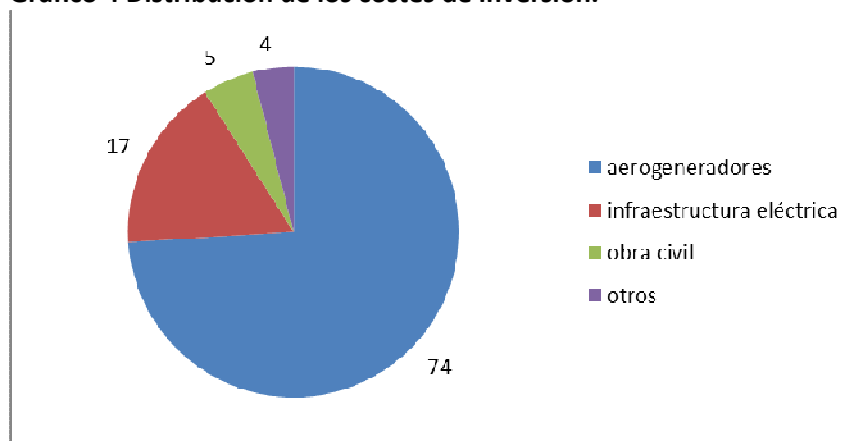


Fuente: Elaboración propia y servicio de estudios de la CAI

3.2.2. Inversión financiera (servicio de deuda) y amortizaciones

En cuanto a la inversión inicial que requiere la instalación de un parque eólico, incluye la compra de aerogeneradores (74% de la inversión total), que se corresponderá con 3 en el caso de los de Acciona de 1.5 MW, en infraestructura eléctrica (17%), en obra civil (5%) y otros gastos (4%), tal como muestra el gráfico 4.

Gráfico 4 Distribución de los costes de inversión.



Fuente: Elaboración propia y servicio de estudios de la CAI

La inversión total que para el aerogenerador de Acciona es de 6.567.568 €.

Tabla 11 Resumen de las inversiones que requiere el parque eólico.

Concepto	Inversión €	Inversión total (3 turbinas)
Aerogenerador precio suponiendo 10% descuento		4860000.00
	1620000.00	
Inversión infraestructura eléctrica	372161.16	1116486.49
inversión en obra civil	109459.46	328378.38
otros	87567.57	262702.70
Inversión total	2189189.00	6567567.57
20% capital		
80% préstamo bancario		

Su financiación se subdivide en capital (un 20%) y crédito (80% restante). En este caso para el crédito se supone que el interés es del 6% y que se devuelve en 15 cuotas anuales. Utilizando las fórmulas de Excell se ha calculado la cantidad de interés y de principal que se tendrían que pagar en cada período. Estos datos se incorporan a la cuenta de resultados. (Ver punto 3.2.3).

El último apartado de este proceso consiste en calcular la amortización correspondiente, bajo el supuesto de que los aerogeneradores se amortizan en 15 años mientras que las instalaciones lo hacen en 20.

3.2.3. Cuenta de resultados.

El punto de partida de la cuenta de resultados es el margen operativo. Si al margen operativo le resto el pago de intereses y la amortización obtengo el beneficio antes de impuestos. El siguiente paso es restar los impuestos al beneficio antes de impuestos para obtener el beneficio después de impuestos. Hasta ahora la legislación establece que las pequeñas y medianas empresas pagan un 20% de impuestos por los primeros 300000 € de sus beneficios y un 25% por el resto. A continuación se ha tenido en cuenta las necesidades de liquidez que puede tener la empresa. Así, se considera que siempre hay que tener disponible dos meses de gasto operativo y un mes de cobro.

El dinero del que dispone la empresa (Flujo de caja disponible) es igual al margen operativo menos los impuestos, los intereses y las necesidades de liquidez. Si al flujo se le resta los pagos realizados para cubrir las cuotas de principal se obtienen los dividendos que la empresa repartirá a sus accionistas. La tasa interna de retorno (TIR) se calcula con los datos de los dividendos y el dato (signo negativo) de la inversión inicial en capital).

Es importante destacar que los cálculos económicos realizados son conservadores ya que se supone que los aerogeneradores se amortizan en 15 años (cuando su vida útil es de 20 años), el 80% de la inversión se financia con deuda lo que produce unos intereses muy elevados y que la TIR se calcula después de impuestos como si el impuesto sobre sociedades fuese un coste adicional. Además, en el aspecto financiero, el crédito se devuelve en 15 años, 5 años antes del final de la vida del proyecto.

A modo de síntesis, en la figura siguiente se muestra un esquema del procedimiento de cálculo en los apartados cálculo del margen operativo, inversión neta en el parque y cuenta de resultados, según los supuestos técnicos realizados para su determinación, y que determinan las conclusiones del análisis.

Figura 3 Síntesis de los cálculos realizados.

Cálculo margen operativo	
Concepto	Supuestos
i) Cálculo Producción total de la energía	✓ Distribución vientos ✓ Probabilidad vientos ✓ Nº horas viento según probabilidad
- Pérdida	4,5% por transformación, transporte y desgaste

ii) Cálculo Ingresos Tarifa venta*Volumen de electricidad generado	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tarifa media regulada ✓ Tarifa Venta: 90% en los 15 primeros años y 80 resto
- Cálculo Gastos Operación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mínimos 3 primeros años por garantía ✓ 21% resto años
Cálculo margen operativo = Ingresos – gastos operación	
Inversión neta en parque eólico	
Inversión	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aerogeneradores 74% : 20% capital propio y 80% crédito (6.0% interés y 15 cuotas anuales) ✓ Infraestructura 17% ✓ Obra civil 5% ✓ Resto 4%
Amortización	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aerogeneradores 15 años ✓ Infraestructuras 20 años
Cuenta de resultados	
Beneficio después de impuestos= Margen operativo- Intereses- Amortización- Impuesto Soc	
Flujo de caja disponible (FCD)= Margen operativo- impuestos- intereses-necesidad de liquidez	
Dividendos= Flujo de caja disponible-Servicio a la deuda (SD)	
Tasa Interna de Retorno	

3.2.4 Análisis de resultados para los tres parques eólicos

Las tablas 8-9 del anexo muestran todos los cálculos realizados para el parque de Tarifa. En primer lugar, este es un caso en el que la producción de energía en MW/h es excepcionalmente alta (33270.4 MW para los 3 aerogeneradores) respecto del resto de zonas geográficas potenciales debido a la elevada velocidad media del viento que se registra. Este valor tan elevado hace que tanto el margen operativo como el beneficio antes de impuestos tomen valores muy elevados superando ambos el millón de €.

Los datos más importantes para extraer conclusiones de los cálculos realizados son el valor actual neto de la inversión y la tasa interna de retorno.

Para Tarifa, el valor actual neto o valor presente de todos los pagos e ingresos realizados calculados al 8% de interés se aproxima a los 7 millones de Euros con una inversión inicial de sólo 1.3 millones de €. La tasa interna de retorno o interés que hace que el valor actual neto sea igual a cero es del 63%. Cualquier TIR superior al 10% es excesiva ya que ello supone estar cuatro puntos % por encima del rendimiento de la deuda del Estado a diez años e implica que se está subvencionando en exceso a la energía eólica y que por lo tanto resulta esencial reducir la subvención. Debe tenerse en cuenta que el caso de Tarifa, por sus características tan excepcionales, hace que los resultados de su estudio no sean aplicables al resto del país. No sería aceptable decir, tras este ejercicio, que la energía eólica se encuentra sobre subvencionada utilizando

los resultados de Tarifa dado que no hay otro emplazamiento en España explotable para generar energía eólica que tenga unas características similares.

Tabla 12. Resumen de la cuenta de resultados de Tarifa, según cálculos de simulación

Cuenta de resultados	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Ingresos derivados de la venta en €	2288748.12	2381680.47	2503170.11	2630856.94	2457828.52
Suma Gasto Operación y mantenimiento (GOM)	406481.67	537068.95	638640.18	759420.705	802705.257
Margen Operativo (1)	1882266.45	1844611.52	1864529.93	1871436.24	1655123.27
Amortización	396243.243	396243.243	396243.243	396243.243	72243.2432
Intereses (2)	-315243.243	-255994.664	-159608.065	-30621.0525	
Beneficio antes impuestos	1170779.97	1192373.62	1308678.62	1444571.94	1582880.02
Impuesto Sociedades PYME < 5M€					
Primeros 300000 al 20%	60000	60000	60000	60000	60000
Resto al 25%	217694.99	223093.40	252169.66	286142.99	320720.01
Suma impuestos (3)	277695.0	283093.4	312169.7	346143.0	380720.0
Beneficio después de impuestos	893084.98	909280.21	996508.97	1098428.96	1202160.02
Caja, 2 meses de gasto operativo	67746.94	89511.49	106440.03	126570.12	133784.21
Clientes, 1 mes periodo cobro	190729.01	198473.37	208597.51	219238.08	204819.04
Proveedores, 2 meses de 57% de GOM	38615.76	51021.55	60670.82	72144.97	76257.00
Necesidad de Liquidez total (4)	219860.20	236963.31	254366.72	273663.23	262346.25
Flujo de caja disponible (FCD)= (1)-(2)-(3)-(4)	1069468.02	1068560.14	1138385.49	1221008.97	1012057.01
Servicio a la Deuda al año (SD)	-225728.68	-284977.26	-381363.86	-510350.87	
Dividendo repartible anual FCD – SD – capital inicial	843739.34	783582.88	757021.63	710658.10	1012057.01
TIR (63%)					

Por ello, con el fin de tener valoraciones en otras áreas geográficas con otras condiciones eólicas distintas, a continuación se presentan de forma simétrica los ejercicios de simulación relativos a los parques de las zonas geográficas de Toques y Muelas, que permitirán extraer algunas consideraciones finales. El procedimiento de cálculo y los supuestos técnicos hechos son los mismos que los ya especificados para Tarifa y que se han resumido en la figura 3, por lo cual no se detallan, exponiéndose únicamente en el texto lo relativo al cálculo de la producción total de la energía según la distribución de vientos específica de cada zona y las tablas resumen de la cuenta de resultados.

Para el parque de Toques (Lugo) los aerogeneradores pueden funcionar 4613 horas a potencia máxima, que teniendo en cuenta que un año tiene 8760, se considera

un valor “normal” o medio que permitirá sacar conclusiones aplicables a otros parques del país. En la cuenta de resultados de Toque que se encuentra en el anexo (tabla 11), cuya versión reducida se encuentra debajo (tabla 13), se puede observar que los valores de los ingresos y los beneficios antes de impuestos no son ni mucho menos tan elevados como los de Tarifa. Esto se debe a que al haber menos viento la producción de energía eléctrica generada es menor. No obstante, el valor de la tasa interna de retorno, TIR, es del 33%, valor que, aunque es considerablemente menor que el de Tarifa (del 63%), sigue siendo demasiado alto. Este TIR, que no debería superar el 10%, permite concluir que la financiación que se le está dando a la energía eólica en forma de primas es excesiva. En el siguiente apartado se explican posibles medidas para reducir dicha financiación excesiva.

Tabla 13 Resumen de la cuenta de resultados de Toque, Lugo.

Cuenta de resultados	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Ingresos derivados de la venta en €	1427523.49	1485486.67	1561261.41	1640901.44	1532981.25
Suma Gasto Operación y mantenimiento (GOM)	162452.173	326807.066	343477.511	360998.316	337255.874
Margen Operativo (1)	1265071.31	1158679.6	1217783.9	1279903.12	1195725.37
Amortización	396243.243	396243.243	396243.243	396243.243	396243.243
Interés (2)	-315243.243	-255994.664	-159608.065	-30621.0525	
Beneficio antes impuestos	553584.83	506441.69	661932.60	853038.83	799482.13
Impuesto Sociedades PYME < 5M€					
Primeros 30000 al 20%	60000	60000	60000	60000	60000
Resto al 25%	63396.21	51610.42	90483.15	138259.71	124870.53
Suma impuestos (3)	123396.207	111610.42	150483.15	198259.71	184870.53
Beneficio después de impuestos	430188.62	394831.27	511449.45	654779.12	614611.60
Caja, 2 meses de gasto operativo	27075.36	54467.84	57246.25	60166.39	56209.31
Clientes, 1 mes periodo cobro	118960.29	118960.29	118960.29	118960.29	118960.29
Proveedores, 2 meses de 57% de GOM	15432.96	31046.67	32630.36	34294.84	32039.31
Necesidad de Liquidez total (4)	130602.70	142381.46	143576.18	144831.84	143130.29
Flujo de caja disponible (FCD)= (1)-(2)-(3)-(4)	695829.168	648693.048	764116.511	906190.526	867724.545
Servicio a la Deuda al año (SD)	-225728.684	-284977.263	-381363.862	-510350.875	
Dividendo repartible anual FCD - SD - capital inicial	470100.484	363715.785	382752.648	395839.651	867724.545

En este caso, que se considera zona de viento medio representativa, el beneficio después de impuestos es desde el año uno superior a un 30 % de los

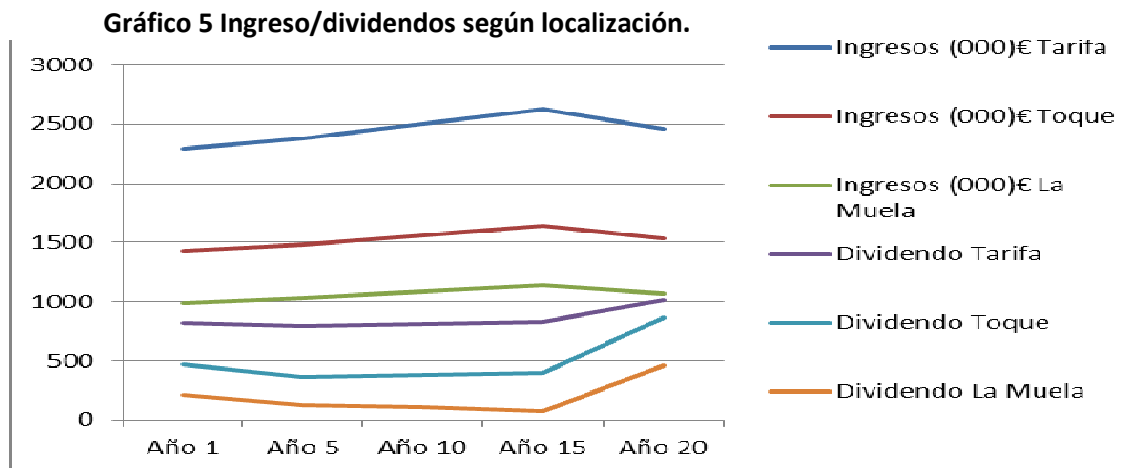
ingresos. Este dato es una indicación más de que el sistema de primas es excesivo. Otro dato significativo es que la inversión inicial realizada se recuperaría en tan sólo 3 años.

El último emplazamiento en la simulación de cálculos es el de La Muela en Zaragoza. En esta zona hay algo más de 3000 horas equivalentes de producción de energía a potencia máxima. La baja velocidad del viento hace que los ingresos que se puedan obtener en esta zona sean reducidos (en comparación con Lugo o Tarifa). Esto hace que la TIR sea de tan sólo el 13% calculado de la misma forma conservadora antes explicada, un valor que se aproxima al 10 % que se considera razonable para una instalación eólica. Esto no quiere decir que sea un lugar óptimo para la instalación de un parque eólico. El valor bajo de la TIR hace que sea necesario mantener los actuales niveles de subvenciones para poder mantener la instalación. La tabla 14 muestra un extracto de los resultados para el parque de Zaragoza (tabla 13 completa **del anexo**)

Tabla 14 resumen de la cuenta de resultados de La Muela, Zaragoza.

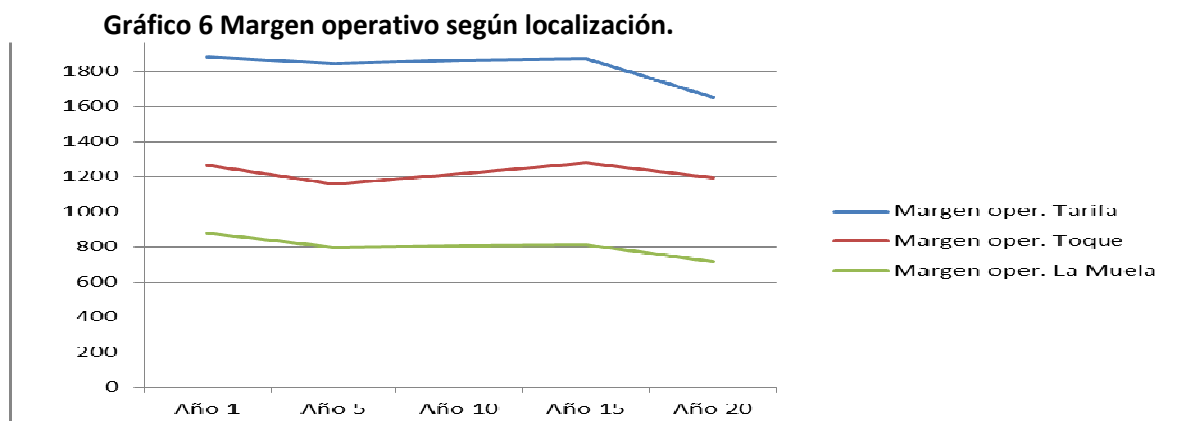
Cuenta de resultados	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Ingresos derivados de la venta en €	992489.312	1032788.36	1085470.94	1140840.87	1065809.09
Suma Gasto Operación y mantenimiento (GOM)	112945.284	232893.775	276938.972	329314.059	348083.907
Margen Operativo (1)	879544.03	799894.58	808531.97	811526.81	717725.18
Amortización	396243.24	396243.24	396243.24	396243.24	72243.24
Interés (2)	-315243.24	-255994.66	-159608.07	-30621.05	
Beneficio antes impuestos	168057.54	147656.68	252680.66	384662.52	645481.94
Impuesto Sociedades PYME < 5M€					
Primeros 300000 al 20%	33611.51	29531.34	50536.13	60000.00	60000.00
Resto al 25%				21165.63	86370.48
Suma impuestos (3)	33611.51	29531.34	50536.13	81165.63	146370.48
Beneficio después de impuestos	134446.03	118125.34	202144.53	303496.89	499111.45
Caja, 2 meses de gasto operativo	18824.21	38815.63	46156.50	54885.68	58013.98
Clientes, 1 mes periodo cobro	82707.44	86065.70	90455.91	95070.07	88817.42
Proveedores, 2 meses de 57% de GOM	10729.802	22124.9086	26309.2023	31284.8356	33067.9712
Necesidad de Liquidez total (4)	90801.85	102756.42	110303.20	118670.91	113763.44
Flujo de caja disponible (FCD)= (1)-(2)-(3)-(4)	439887.42	411612.17	488084.57	581069.22	457591.26
Servicio a la Deuda al año (SD)	-225728.68	-284977.26	-381363.86	-510350.87	
Dividendo repartible anual FCD - SD - capital inicial	214158.74	126634.90	106720.71	70718.34	457591.26

A continuación se muestran dos gráficos que sirven de resumen de los cálculos realizados en esta sección. En el primer gráfico se representan los ingresos y los dividendos obtenidos para cada uno de los tres parques eólicos estudiados. En el segundo se presenta el margen operativo para cada parque.



Fuente: Elaboración propia.

En este gráfico se observa que los ingresos aumentan hasta el año 15 debido a que se ha supuesto que la tarifa de venta aumenta un 1% anual. A partir del año 16 los ingresos disminuyen debido a que la tarifa de venta pasa del 90 al 80% de la TMR. En lo que respecta a los dividendos la tendencia claramente ascendente del servicio a la deuda hace que los dividendos disminuyan hasta el año 15. A partir del año 15 aumentan considerablemente debido a que ya no se realiza ningún pago ni de intereses ni de servicio a la deuda. El gráfico muestra la influencia que tiene la velocidad del viento tanto en los ingresos como en los dividendos. Los ingresos y los dividendos de Tarifa (zona de mayor viento) se encuentran por encima (son superiores) de los de Toque que a su vez son superiores a los de la Muela (zona de menor viento).



Fuente: Elaboración propia.

El margen operativo disminuye entre el año 3 y el 5 porque los gastos operativos son mínimos los primeros 3 años (debido a que los aerogeneradores se encuentran en garantía). Del año 5 al 15 el margen operativo aumenta conforme aumentan los ingresos. A partir del año 15 disminuye por el mismo motivo que los ingresos. Al igual que con los ingresos y con los dividendos en este gráfico se aprecia la influencia que tiene la velocidad del viento en el margen operativo.

3.3 Recomendaciones

Una vez realizado el análisis de simulación de la futura instalación de un parque eólico en España, con diversas ubicaciones geográficas, se puede afirmar que la tarifa de venta de la energía eólica vigente hasta ahora es demasiado elevada. La instalación de un parque eólico en cualquiera de las tres ubicaciones propuestas lleva consigo unos elevados niveles de ingresos desde el primer año, lo que se traduce en una rentabilidad elevada, muy por encima del valor mínimo que debería tomar (según el mercado). Esto quiere decir que, por lo tanto, habría un margen importante de actuación gubernamental para reducirla y así poder aliviar el elevado déficit de tarifas que sufre el estado español a día de hoy.

Dados los resultados del ejercicio de simulación, según los cálculos realizados y supuestos técnicos asumidos, a continuación se proponen tres soluciones que intentan reducir o aliviar el déficit de tarifas. La tarifa de venta actual se corresponde con el 90% de la tarifa media regulada (TMR) los primeros 15 años y del 80% de los años 15 al 20, por lo que las propuestas modifican los coeficientes que determinan la tarifa de venta, y por tanto el cálculo de la cuenta de resultados:

La primera solución, A (tabla 16 del texto), consistiría en reducir la tarifa de venta de la siguiente manera: los primeros 5 años la tarifa de venta sería un 80% de la TMR, los 5 años siguientes la tarifa de venta sería un 70% de la TMR, del año 10 al año 15 un 60% y los últimos 5 años un 50%. Con esta solución, la tasa interna de retorno (TIR) para Lugo bajaría al 20% (desde el 33%). El resumen de los cálculos realizados se presenta en la tabla 16 del texto y los cálculos completos en la tabla 14 del anexo.

La segunda propuesta, B, sería que la tarifa de venta se sitúe en un 70% de la TMR los 5 primeros años, que pase a ser del 60% de la TMR hasta el año 15 y que sea del 50% los últimos 5 años. Para Lugo con esta solución se obtendría una TIR del 10%.

El resumen de los cálculos realizados se presenta en la tabla 17 del texto y los cálculos completos en la tabla 15 del anexo.

La tercera opción, C, sería que la tarifa de venta se sitúe en un 70% de la TMR los 5 primeros años, que pase a ser del 60% de la TMR hasta el año 10 y que sea del 50% los últimos 10 años. La opción C en Toque daría una TIR del 10%, valor aceptable para una energía renovable. El resumen de los cálculos realizados se presenta en la tabla 18 del texto y los cálculos completos en la tabla 16 del anexo.

Para el parque de Tarifa la opción A daría una TIR del 51%, la opción B del 40% y la opción C del 38%. La tabla 15 muestra el resumen de estas recomendaciones. Para el parque de La muela, Zaragoza, la baja velocidad del viento hace que las opciones propuestas sean demasiado fuertes, obteniéndose para la primera (A) una TIR del 2%.

Tabla 15 resumen recomendaciones.

	Descripción	TIR parque Lugo	TIR parque Tarifa	TIR parque Zaragoza
Tarifa de venta actual	Tarifa de venta del 90% de la TMR los 15 primeros años bajando al 80 % los 5 últimos.	La TIR es del 33%	Se obtiene una TIR del 63%	Se obtiene una TIR del 11%
Solución A	Tarifa de venta del 80% de la TMR los primeros 5 años, reduciéndose un 10 % cada 5 años para acabar en el 50% de la TMR los últimos 5 años	La TIR sería del 20%	La TIR sería del 51%.	TIR del 2%
Solución B	Tarifa de venta del 70% de la TMR los primeros 5 años, pasando al 60 % de la TMR hasta el año 15 y al 50% de la TMR los últimos 5 años	La TIR sería del 10%	La TIR sería del 40%	NA
Solución C	Tarifa de venta del 70% de la TMR los primeros 5 años, pasando al 60 % de la TMR hasta el año 10 y al 50% de la TMR los últimos 10 años	La TIR sería del 11%	La TIR sería del 38%	NA

A continuación y a modo de síntesis se muestra el resumen de los cálculos realizados para cada una de las 3 soluciones propuestas (tablas 16 a 18 del texto). Las tablas se muestran únicamente para el parque de Toques al ser este el parque intermedio. Para los otros dos parques se sigue el mismo procedimiento de cálculo.

Tabla 16. Tabla resumen de los cálculos para el parque de Toques. Solución A

Cuenta de resultados	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Ingresos derivados de la venta en €	1268909.77	1320432.59	1214314.43	1093934.29	958113.279
Suma Gasto Operación y mantenimiento (GOM)	162452.173	297757.549	309811.14	315774.05	312911.401
Margen Operativo (1)	1106457.59	1022675.04	904503.293	778160.242	645201.878
Amortización	396243.243	396243.243	396243.243	396243.243	72243.24

Interés (2)	-315243.243	-255994.664	-159608.065	-30621.0525	
Beneficio antes impuestos	394971.11	370437.13	348651.98	351295.95	572958.64
Impuesto Sociedades PYME < 5M€					
Primeros 300000 al 20%	60000	60000	60000	60000	60000
Resto al 25%	23742.78	17609.28	12163.00	12823.99	143239.66
Suma impuestos (3)	83742.7768	77609.28	72163.00	72823.99	203239.66
Beneficio después de impuestos	311228.33	292827.85	276488.99	278471.96	369718.98
Caja, 2 meses de gasto operativo	27075.36	49626.26	51635.19	52629.01	52151.90
Clientes, 1 mes periodo cobro	105742.48	105742.48	105742.48	105742.48	105742.48
Proveedores, 2 meses de 57% de GOM	15432.96	28286.97	29432.06	29998.53	29726.58
Necesidad de Liquidez total (4)	117384.89	127081.77	127945.61	128372.95	128167.80
Flujo de caja disponible (FCD)= (1)-(2)-(3)-(4)	590086.687	561989.322	544786.62	546342.249	313794.421
Servicio a la Deuda al año (SD)	-225728.684	-284977.263	-381363.862	-510350.875	
Dividendo repartible anual FCD - SD - capital inicial	364358.003	277012.06	163422.757	35991.3741	313794.421

Tabla 17 resumen de resultados para la solución B.

Cuenta de resultados	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Ingresos derivados de la venta en €	1110296.05	1155378.52	1040840.94	1093934.29	958113.279
Suma Gasto Operación y mantenimiento (GOM)	162452.173	297757.549	309811.14	315774.05	312911.401
Margen Operativo (1)	947843.873	857620.968	731029.803	778160.242	645201.878
Amortización	396243.243	396243.243	396243.243	396243.243	72243.43
Interés (2)	-315243.243	-255994.664	-159608.065	-30621.0525	
Beneficio antes impuestos	236357.39	205383.06	175178.49	351295.95	572958.45
Impuesto Sociedades PYME < 5M€					
Primeros 300000 al 20%	47271.4773	41076.6121	35035.6989	60000	60000
Resto al 25%	0.00	0.00	0.00	12823.99	143239.61
Suma impuestos (3)	47271.4773	41076.61	35035.70	72823.99	203239.61
Beneficio después de impuestos	189085.91	164306.45	140142.80	278471.96	369718.84
Caja, 2 meses de gasto operativo	27075.36	49626.26	51635.19	52629.01	52151.90
Clientes, 1 mes periodo cobro	92524.67	92524.67	92524.67	92524.67	92524.67
Proveedores, 2 meses de 57% de GOM	15432.96	28286.97	29432.06	29998.53	29726.58
Necesidad de Liquidez total (4)	104167.08	113863.96	114727.80	115155.14	114949.99

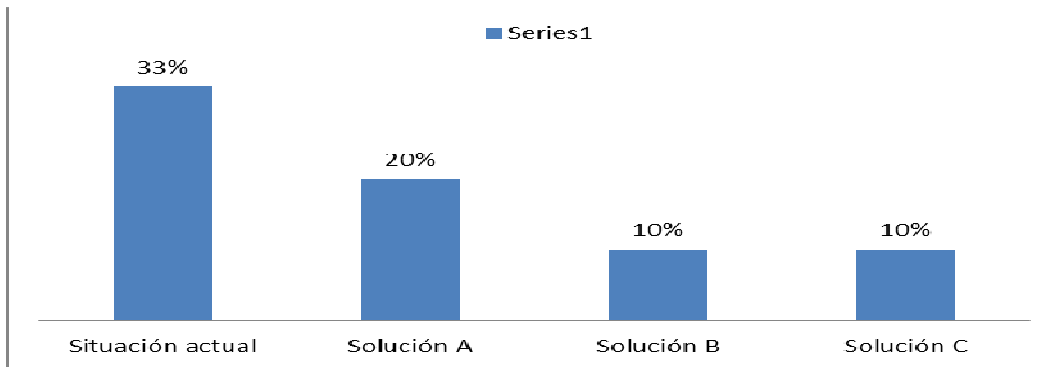
Flujo de caja disponible (FCD)= (1)-(2)-(3)-(4)	481162.076	446685.73	421658.237	559560.059	327012.279
Servicio a la Deuda al año (SD)	-225728.684	-284977.263	-381363.862	-510350.875	
Dividendo repartible anual FCD - SD - capital inicial	255433.392	161708.467	40294.3743	49209.1842	327012.279

Tabla 18 resumen de resultados opción C.

Cuenta de resultados	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
Ingresos derivados de la venta en €	1110296.05	1155378.52	1040840.94	911611.91	958113.279
Suma Gasto Operación y mantenimiento (GOM)	162452.173	260537.856	265552.406	263145.041	312911.401
Margen Operativo (1)	947843.873	894840.662	775288.537	648466.869	645201.878
Amortización	396243.243	396243.243	396243.243	396243.243	72243.43
Intereses (2)	-315243.243	-255994.664	-159608.065	-30621.0525	
Beneficio antes impuestos	236357.39	242602.75	219437.23	221602.57	572958.45
Impuesto Sociedades PYME < 5M€					
Primeros 300000 al 20%	47271.4773	48520.5508	43887.4457	44320.5146	60000
Resto al 25%	0.00	0.00	0.00	0.00	143239.61
Suma impuestos (3)	47271.4773	48520.55	43887.45	44320.51	203239.61
Beneficio después de impuestos	189085.91	194082.20	175549.78	177282.06	369718.84
Caja, 2 meses de gasto operativo	27075.36	43422.98	44258.73	43857.51	52151.90
Clientes, 1 mes periodo cobro	92524.67	92524.67	92524.67	92524.67	92524.67
Proveedores, 2 meses de 57% de GOM	15432.96	24751.10	25227.48	24998.78	29726.58
Necesidad de Liquidez total (4)	104167.08	111196.55	111555.93	111383.40	114949.99
Flujo de caja disponible (FCD)= (1)-(2)-(3)-(4)	481162.076	479128.896	460237.1	462141.903	327012.279
Servicio a la Deuda al año (SD)	-225728.684	-284977.263	-381363.862	-510350.875	
Dividendo repartible anual FCD - SD - capital inicial	255433.392	194151.634	78873.2377	-48208.9718	327012.279

Para finalizar, se presenta a modo de síntesis dos gráficos en los que se representa en el primero la evolución de la TIR para el parque de Lugo según la solución elegida y en el segundo la evolución de la TIR en los 3 parques.

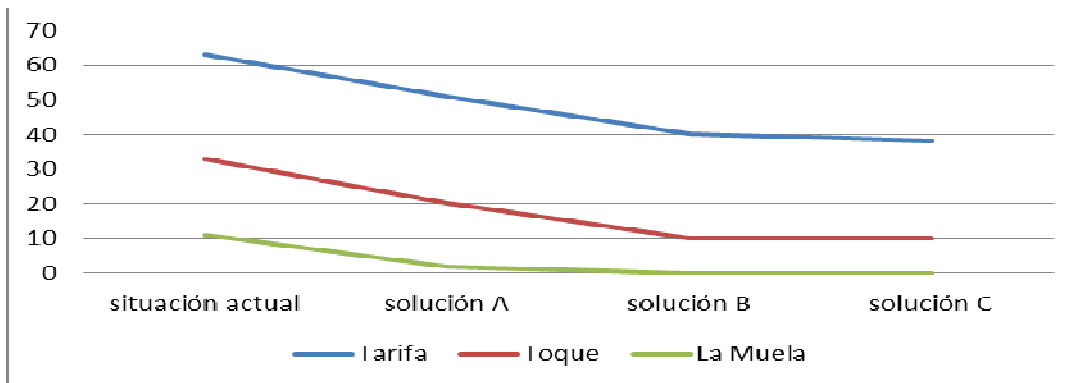
Gráfico 7 Evolución % TIR en Toque (Lugo)



Fuente: Elaboración propia

En este gráfico se observa que las soluciones son más efectivas cuanto antes se reduzca la tarifa de venta de la energía. Así, se puede apreciar una diferencia notable en el porcentaje de la TIR de la solución A con respecto a la situación actual y de la solución B con respecto a la solución A. La solución C da una TIR casi idéntica a la B porque el descenso en la tarifa no se produce en los primeros 10 años.

Gráfico 8 Evolución de la TIR según la localización y solución escogida.



Fuente: Elaboración propia.

La evolución según la solución escogida es parecida en todas las localizaciones. A mayores ingresos, mayor TIR y por lo tanto las zonas con más viento tienen una mayor TIR en toda la serie.

4. Conclusiones finales del trabajo.

A lo largo de los últimos 10 años la energía eólica se ha consolidado como una de las fuentes de energía renovable más importantes del mundo. Es una energía limpia lo que supone una ventaja comparativa, traducible en euros, con respecto a las energías no renovables.

La energía eólica en España empezó a regularse en el año 1994 aunque la primera ley con incentivos a la industria que se aprobó fue la del año 1997. Los incentivos han permitido a la industria desarrollarse hasta el punto de convertirse en una de las energías más usadas del país. La legislación regulatoria no preveía una revisión periódica de los incentivos y ello llevó a partir de 2006 a un exceso que se tradujo en un déficit de tarifa. No se pone techo hasta 2007, siendo este aún excesivo por lo que el déficit acumulado siguió creciendo sin control. Sólo a partir de 2009 la legislación fija límites decrecientes al déficit de Tarifa. Aun así el déficit crece hasta que en julio de 2013 el gobierno se vio forzado a adoptar medidas que suponen la supresión del sistema de incentivos.

Dentro de la industria de la energía eólica hay cuatro países que destacan por el elevado número de MW instalados de esta energía de los que disponen: China, Estados Unidos, Alemania y España. España es la cuarta potencia mundial en energía eólica con 21674 MW instalados. Este potencial eólico tan importante hay que conservarlo pero sin que ello implique un endeudamiento excesivo por parte del Estado Español.

La energía eólica tiene como aportaciones positivas a la economía española una contribución apreciable al PIB, saldo positivo en la balanza comercial y ha creado casi 30000 empleos. Por el lado negativo los incentivos dados a esta industria no han sido absorbidos por las tarifas al consumidor, por lo que el déficit de tarifa se ha convertido en un problema del Estado.

El análisis de simulación de la instalación de un parque eólico que se ha llevado a cabo a lo largo de este trabajo pone de manifiesto que la energía eólica se encuentra en estos momentos claramente sobre subvencionada. En zonas de viento moderado continuo, como en Toques (Lugo), el precio por MW que el Estado está pagando a los productores de energía eólica les proporciona una Tasa Interna de Retorno superior al 20% lo que demuestra que la energía eólica se encuentra sobre subvencionada ya que con las condiciones económicas actuales esta tasa (en España) no debería superar el 10%. Es más, las subvenciones actuales pueden hacer que una explotación eólica dudosa como la de la Muela en Zaragoza resulte rentable al obtenerse una TIR del 11%.

Para intentar suavizar el problema del excesivo déficit de tarifa que España está padeciendo en la actualidad hay que reducir la subvención de las energías renovables. No hay que confundir reducir con eliminar. Se pueden reducir las subvenciones de forma que se ayude a reducir el déficit de tarifa, pero sin poner en peligro la continuidad de la energía eólica. Las soluciones que se han propuesto en este trabajo se demuestra que son eficaces. Consisten en reducir las primas desde los primeros años poniendo el tope en una rentabilidad razonable. Estas soluciones son sólo posibles formas de intentar reducir este déficit sin poner en riesgo la continuidad de las instalaciones eólicas.

Al terminar de redactar este trabajo se publicó el Decreto Ley de 12 de julio de 2013. Por un lado confirma nuestro diagnóstico y propone fijar las tarifas poniendo un tope a la rentabilidad de los proyectos, que llama “rentabilidad razonable” antes de impuestos, y respecto a una inversión y gastos de operación estándares. A falta del desarrollo reglamentario, el Decreto Ley parece demasiado restrictivo y tiene el riesgo de ahogar la industria. Otra crítica es que este Decreto castiga por igual a todas las energías renovables sin tener en cuenta la contribución al déficit de tarifa de cada una.

Bibliografía

1. Introducción.
PEDROCHE SÁNCHEZ, Ana Belén. “Economía de la Energía: Energía Eólica, Energía Solar y otros tipos de Energía”, (2011).
2. Regulación de la energía eólica.
LOPEZ SAKO, Masao Javier. “Apoyo Público a la Energía Eólica en España” (2009).
3. Evolución del sector de la energía eólica.
GWEC Global Wind Report. *Annual Market Update 2011*.
AEE Asociación empresarial eólica. *Informe anual 2012*.
AEE, *Estudio macroeconómico de la energía eólica*. (2012)
Informe de Deloitte. *Impacto Macroeconómico del Sector Eólico en España* (2012).
4. Empresas
Vestas, *Informe anual 2012*.
Alstom *Informe anual 2012*.
Acciona, Web oficial
Gamesa “Resumen informe anual”, 2012.
5. Introducción déficit tarifas.
Campus Iberdrola. El déficit de tarifas, 2011
http://www.energiaysociedad.es/documentos/T3_Deficit_de_tarifas.pdf
6. Simulación
Idae Atlas eólico <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>
Acciona curva potencia
Gamesa curva potencia.
Servicio de estudios de la CAI de Zaragoza. *Análisis de viabilidad de las Instalaciones de energías renovables*.
ESPEJO MARÍN, Calletano. *Investigaciones geográficas: “La energía eólica en España”*; Nº35 Pag 44-65, Universidad de Alicante (2004).
Molina Ruiz, José. *Investigaciones geográficas: “Identificación de impactos ambientales significativos en la implantación de parques eólicos.”* Nº35 Pag 44-65, Universidad de Alicante (2004).
ALONSO HERRERO, Almudena. *Viabilidad técnica y económica de un parque eólico en la provincia de Burgos*. Madrid, 2007.