



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

# **ANÁLISIS DEL PRECIO, COSTE Y RENTABILIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE EN EL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL**

Autor: Pablo Castellón Ruiz  
Director: Elena Calleja Calatayud

Madrid  
Junio 2014

Proyecto realizado por el alumno/a:

Pablo Castellón Ruiz

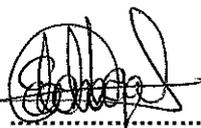
Fdo.: 

Fecha: 10 / 06 / 2014

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter  
confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Elena Calleja Calatayud

Fdo.: 

Fecha: 10 / 06 / 2014

VºBº del Coordinador de Proyectos

Fernando Cuadra

Fdo.: .....

Fecha: ..... / ..... / .....



## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN**

### **1ª. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.**

El autor D. \_\_\_\_\_, como \_\_\_\_\_ de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

Que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación \_\_\_\_\_ con \_\_\_\_\_ la obra \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_,<sup>1</sup> que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

### **2ª. Objeto y fines de la cesión.**

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* ( *con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

### **3ª. Condiciones de la cesión.**

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

<sup>1</sup> Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

(b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.<sup>2</sup>

(d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.<sup>3</sup>

#### **4º. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.

b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.

c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación ([curiarte@rec.upcomillas.es](mailto:curiarte@rec.upcomillas.es)).

d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

#### **5º. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.

b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

---

<sup>2</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

<sup>3</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a ..... de ..... de .....

**ACEPTA**

Fdo.....

## **Resumen**

La dependencia energética de España, sumada a la necesidad de cumplir con los objetivos de la Comisión Europea y Planes de Energía Renovable ha producido un auge y desarrollo extraordinario de las energías renovables en nuestro país.

Este desarrollo no habría sido posible sin una creciente corriente de sostenibilidad y el apoyo continuado por parte de la sociedad y de los sucesivos gobiernos. De entre todas las renovables destaca la energía eólica. Esta tecnología sitúa a España en la cuarta posición mundial de capacidad instalada. Es, por tanto, un buen ejemplo de que las energías renovables pueden favorecer una transformación del sistema energético tradicional que incluya una mezcla más variada de energías de producción.

La dependencia energética del país alcanzaba en 2013 un 71%; el valor más bajo desde el año 2000. Esto es debido al aumento de generación de energía por parte de las renovables; de nuevo la eólica sobresalió en el ejercicio del año mencionado. No obstante, la dependencia energética de España sigue siendo mucho mayor a la de la media de la Unión Europea (50%).

Como se mencionaba anteriormente, este desarrollo ha sido posible gracias al sistema de apoyo prestado. Dicho sistema se conoce como *"Feed-in Tariffs"* o FIT, que consiste en subvencionar las energías del régimen especial (renovables, residuos y cogeneración) a través de una tarifa regulada o mediante la percepción de una plusvalía, conocida como prima.

Los distintos sistemas de apoyo que se utilizaron en Europa y su evolución son objeto de estudio en el presente proyecto. Desde el punto de vista de la eficacia destaca, sobre el resto, el sistema FIT.

Sin embargo, la inclusión de energías renovables en la mezcla energética del país tiene sus aspectos negativos. Desde el punto de vista de la gestión, las energías renovables presentan una muy alta volatilidad para las previsiones de demanda y consumo. Este hecho es el principal factor de crítica a las renovables. Otro elemento criticado lo representa el hecho de que la producción real de las instalaciones no sea la adecuada; es decir, que a pesar de disponer de una alta capacidad instalada finalmente en el mercado entra una cantidad inferior.

Puesto que la energía no se almacena (se están desarrollando cada vez más proyectos para que esto sea posible), las previsiones de demanda y producción deben ser lo más precisas posibles. Lo mismo ocurre con la previsión de los peajes de acceso y de los

costes regulados. Los peajes de acceso, establecidos por el gobierno, deben cubrir los costes de las actividades reguladas para que no se produzca un desajuste.

Ese desajuste es lo que se conoce como déficit de tarifa, error que se ha producido sistemáticamente durante la última década y que ha llevado a la aparición de una deuda a las empresas energéticas que ha alcanzado la cifra de 28 mil millones de euros.

Parece evidente que la regulación debe ser muy cuidadosa para evitar agrandar este déficit. Por ello y con el objetivo de disminuir el desajuste creado, se ha producido una continua modificación de la regulación en el sector eléctrico español que ha puesto en duda la estabilidad del sector.

Son estas modificaciones y las crecientes críticas al sistema de subvención de las renovables, las que justifican la elaboración de este proyecto. Se pretende por tanto estudiar los precios a los que se retribuye la energía eólica, los costes que implica generar electricidad con dicha tecnología y, por último, estudiar la viabilidad económica real de los parques eólicos de gran potencia en el sistema peninsular español.

El desarrollo del proyecto se destina a estudiar a fondo los beneficios de la eólica, a través de un recorrido y análisis de la principal literatura asociada a esta materia.

Posteriormente se realiza un estudio del precio de retribución a la energía eólica en función de las distintas modificaciones regulatorias que se han ido produciendo.

Finalmente, para la obtención de la viabilidad de las instalaciones eólicas terrestres en la península, se ha creado un modelo base de simulación mediante la herramienta de Microsoft Office, Excel. El mencionado modelo se basa en un análisis de valor a través de un *"Discounted Cash Flow"* (Flujo de caja descontado) para un parque real, de forma que se obtengan resultados fidedignos.

Una vez desarrollado el modelo base, se han llevado a cabo una serie de modificaciones que representen diferentes escenarios posibles para instalaciones de puesta en marcha entre 2011 y 2013-2014.

Se forman por tanto dos escenarios principales en función de la tecnología y la fecha de puesta en marcha del parque. Éstos a su vez se dividen en varios sub-escenarios con el objetivo de cubrir el mayor rango posible de localizaciones.

De especial interés son los resultados obtenidos para parques que no obtuvieron el derecho a retribución primada por no completarse el registro de preasignación en el tiempo establecido por la Ley 1/2012. Dicha Ley es la que ha generado más controversia

en el sector ya que eliminó el concepto de prima. Efectivamente la viabilidad económica de las instalaciones que no consiguieron el registro de preasignación pero que cuentan con tecnología de 2009 se ve comprometida, hasta el punto de no ser rentables.

Las medidas de análisis de rentabilidad son la tasa interna de rentabilidad (TIR), y el VAN (Valor Actual Neto) como medida de apoyo.

El mismo sistema utilizado para el estudio de la rentabilidad permite estudiar el sobrecoste en la retribución, si existiese. Efectivamente, y considerando un rentabilidad real razonable del 1,5%, calculada como la resta entre el TIR y la tasa de rentabilidad mínima WACC, existe un sobrecoste en el sistema de financiación a tarifa regulada del RD 661/2007 que equivale aproximadamente a 12 €/MWh.

Las principales conclusiones derivadas de los resultados de la simulación de escenarios son:

La no viabilidad de los parques con tecnología propia de 2007 y 2010 que no tienen opción a ningún tipo de retribución.

La posibilidad de rentabilidad real razonable para las mismas instalaciones mediante un sistema de primas variable.

La necesidad de un sistema regulatorio estable para las instalaciones eólicas terrestres instaladas entre 2013 y 2014, encaminada a fomentar y conseguir una rentabilidad razonable en todos los niveles de producción.

Ante la situación real de cambio constante e inestabilidad regulatoria en nuestro país, el impulso a la tecnología eólica se ve fuertemente mermado. De forma que los objetivos de una mejora de las prestaciones de las instalaciones y un precio competitivo en el mercado para la energía eólica no parecen alcanzables para el horizonte de 2020.

En resumen, se ha analizado el marco legal y su evolución para la energía eólica en la península. Se ha desarrollado un modelo flexible, capaz de adaptarse a distintos escenarios que facilita la interpretación de datos y la toma de decisiones. A pesar de tener algunas limitaciones, este modelo calcula de forma ajustada la viabilidad económica de los parques eólicos, tanto pasados como presentes y futuros.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Índice*

---

## **Summary**

The necessity to meet European Commission objectives as well as reducing the level of energy dependence the country is immersed in, has turned into a massive development for renewable energies in Spain.

This extraordinary development could not have been possible if not for a growing current of sustainability attained by society and a continuous support strategy by the government. Wind power has followed a remarkable progression. Spain is now ranked fourth in installed wind power capacity worldwide. The wind technology has become a great example of how renewable energy can change the energy traditional scenario of a country.

Energy dependence in Spain reached 71% in 2013; the lowest percentage since the year 2000. Nevertheless, and despite having introduced a better energy mix, the percentage is still far from the European Union 50%.

As said above, the level of development gained is due to government assistance. This support scenario is known as Feed-in Tariffs or FIT, which consists in providing a subsidy to renewable generation sources (and the rest of technologies in the special regime), also named prime.

Different support mechanisms used in Europe are studied in the project. According to efficiency, FIT is the best mechanism.

However, adding renewable sources of energy to “the mix” has its cons. Due to the changing of weather conditions, renewable energies produce a great volatility in demand and consumption predictions. Lack of prediction is the main source of criticism.

As energy cannot be stored (development in this area is growing fast), prediction between demand and consumption has to be precise. The same thing occurs with access cost and regulated activities cost.

An error between access cost and regulated activities cost is what is commonly known as tariff deficit. This imbalance has been recurrent over the last decade, producing a debt to energy producers that amounts to 28 thousand millions.

In order to reduce this quantity, Spain has started a series of changes that have raised doubts over the electricity sector.

It is those modifications that justify the creation of the project that studies electricity prices, cost, retribution and economic viability for wind powered plants in Spain.

At first, the project analyses the effects of wind generation that is included in the mix. Then, an exhaustive analysis of the regulatory context is been carried on.

Finally, in order to evaluate economic viability and profitability a model has been created in Microsoft Office Excel. The model represents the discounted cash flow (DCF) of a real wind power plant, searching for more accurate results.

Once the base model was created, a series of alterations were introduced to resemble two main scenarios: wind power plants made by technology from 2007 and 2010, and wind power plants with technology from 2013 – 2014. These two scenarios are divided into further scenarios to represent different locations and capacity factors.

Law 1/2012 is well analyzed because of its controversy. The approval of this law meant the extinction of the subsidies to wind power plants. Results obtained by the model show that plants that started working in 2011 and have received no prime since 2013 are not profitable.

To evaluate wind power project profitability, internal rate of return IRR is the main measure and net present value NPV is added as a validation rate.

The same mechanism used to study profitability can be utilized to evaluate windfall profits if they were to exist. Establishing a reasonable rate of profitability in 1,5%, calculated as the IRR minus the minimum profitability rate WACC, and considering the results, there is a windfall profit in the fixed tariff established by the RD 661/2007 which equals 12 €/MWh.

Main conclusions are:

The non economic viability of wind power plants with technology from 2007-2009 and no prime received.

The existence of reasonable real profitability for the same plants described, through a variable prime incentive mechanism.

The urge of a stable regulatory system in our country for future development in the sector.

Reality is that continuous regulatory changes are occurring, generation doubts and reducing the growth of the technology.

In summary, the regulatory context and its evolution involving wind power has been analyzed. A flexible model has been developed, capable of adapting to different scenarios which eases data interpretation and decision making. Despite its limits, this model calculates accurately past, present and future economic viability for wind power plants.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Índice*

---

---

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>23</b>
1.1 El régimen especial .....	23
1.2 La energía eólica .....	25
1.3 El Déficit de tarifa .....	29
1.4 Metodología.....	31
<b>CAPÍTULO 2. PRECIO DE MERCADO ELÉCTRICO.....</b>	<b>35</b>
2.1 Composición del precio de mercado eléctrico.....	35
2.1.1 Curvas del mercado diario .....	37
2.2 La variabilidad de las curvas agregadas y el efecto de las energías renovables en el precio final de la energía eléctrica en el mercado.....	39
2.2.1 Influencia de la generación mediante energías renovables .....	40
2.2.2 El coste marginal de generación y factores determinantes .....	42
<b>CAPITULO 3. RETRIBUCIÓN AL RÉGIMEN ESPECIAL .....</b>	<b>53</b>
3.1 Mecanismos de apoyo a las energías renovables.....	53
3.1.1 Feed-in tariffs (fit).....	53
3.1.2 Sistema de cuotas o certificados verdes.....	55
3.1.3 Tender procedures.....	55
3.1.4 Incentivos fiscales o subvenciones a la inversión.....	55
3.2 Evolución del marco regulatorio español sobre el régimen especial con aplicación a la eólica. ....	59
3.3 Estudio de las tarifas aportadas a la energía eólica.....	75
<b>CAPITULO 4. MODELO PARA EL ANÁLISIS DE PROYECTOS EÓLICOS TERRESTRES.....</b>	<b>81</b>
4.1 Introducción y herramienta informática.....	81
4.2 Parámetros del modelo base .....	81
4.2.1 Potencia nominal del parque, número de horas equivalentes y producción anual.....	82

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Índice*

---

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Índice*

---

4.2.2 Capex.....	90
4.2.3 Opex.....	93
4.2.4 Tipo de financiación.....	97
4.2.5 Datos económicos.....	101
4.2.5.1 Variación precios.....	101
4.2.5.2 Inflación.....	102
4.2.5.3 Interés de la deuda.....	103
4.2.5.3 Tasa impositiva.....	103
4.2.5.4 Riesgo nulo de mercado.....	103
4.2.5.5 <i>Riesgo de mercado</i> .....	103
4.2.5.6 <i>Beta</i> .....	104
4.2.5.7 $K_e$ .....	104
4.2.5.8 WACC.....	105
4.2.5.9 Amortización.....	106
4.2.6 RETRIBUCIÓN.....	106
<b>4.3 Modelo base.....</b>	<b>108</b>
4.3.1 VAN.....	111
4.3.2 TIR.....	112
4.3.3 Sensibilidad.....	116
4.3.4 Escenarios.....	118
4.3.4.1 Escenario 2007-2010.....	119
4.3.4.1.1 Retribución completa.....	119
4.3.4.1.2 Prima Parcial.....	122
4.3.4.1.3 Sin primas.....	124
4.3.4.2 Escenario (2013 – 2014).....	125
4.3.4.2.1 Escenario Optimista.....	127
4.3.4.2.2 Escenario Realista.....	129
4.3.4.2.3 Escenario Pesimista.....	130
<b>4.4 Conclusiones finales.....</b>	<b>132</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>135</b>

**REFERENCIAS.**

**ANEXO I:** Modelos de proyecto y accionista para escenario FC Alto de Retribución completa.

**ANEXO II:** Modelo de primas variables para el proyecto.

**ANEXO III:** Modelo sin primas para el accionista.

**ANEXO IV:** Modelo de complementos para el proyecto.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Índice*

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: dependencia energética u-28 y otros.....	23
Figura 1.2: dependencia energética de españa y ue – 28.....	24
Figura 1.3: energía producida en la península por tecnologías en 2013.....	25
Figura 1.4: evolución anual total de la potencia anual instala en españa, en miles de mw. ....	26
Figura 1.5: potencia instalada anual en GW.....	26
Figura 1.6: efecto del rdl 1/2012 sobre las previsiones de cobertura hasta 2015. ....	27
Figura 1.7: las treinta mayores capacidades de potencia eólica instala en 2013.....	28
figura 1.8: déficit de tarifas en 2012.....	29
Figura 1.9: desglose de la factura para el consumidor final. ....	31
Figura 1.10: visión 2010-2020 de la generación eléctrica con energías renovables . .	32
Figura 2.1: secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (mibel). ...	35
Figura 2.2: curvas agregadas de oferta y demanda para la hora 12 del 19 de Diciembre de 2013.....	36
Figura 2.3: curva de demanda de electricidad genérica.....	37
Figura 2.4: curva de oferta de electricidad genérica. ....	38
Figura 2.5: componentes del precio final del mercado de generación. ....	48
Figura 2.6: curvas agregadas de oferta y demanda para el día 10 de enero de 2014 a las 12 horas. ....	49
Figura 2.7: simulación de las curvas agregadas de oferta y demanda con y sin renovables .....	50
Figura 2.8: tabla mensual de las diferencias en precio de mercado entre una generación total (incluidas renovables) y generación sin régimen especial para el año 2010.....	51
Figura 3.1: tarifa regulada alemana con datos numéricos de 2004.....	54
Figura 3.2: preferencias de mecanismo de acuerdo con el proyecto de expansión rexpansion project (morthorst 2005).....	56
Figura 3.3: rango de precios del apoyo directo a la energía eólica para países de la unión europea en comparación a los costes de generación para 2005. ....	57
Figura 3.4: capacidad eólica instalada en función del sistema de apoyo. ....	58
Figura 3.5: tarifas percibidas por grupos acogidos al régimen especial, subgrupo b, según el artículo 36 del rd 661/2007. ....	65
Figura 3.6: evolución de la potencia solar fotovoltaica. ....	66
Figura 3.7: influencia de los distintos grupos en la tasa anual del ipc en 2013.....	72
Figura 3.8: evolución anual del ipc tanto general como subyacente. ....	72
Figura 3.9: parámetros de influencia en el cálculo de la retribución según el real decreto 661/2007 entre los años 2007 y 2013. ....	75
Figura 3.10: retribución en función del precio de mercado para el año 2012.....	77
Figura 3.11: retribución en función de las opciones vigentes en 2012. ....	78
Figura 4.1: potencia instalada acumulada en 2013 por fabricantes.....	83
Figura 4.2: evolución de la potencia por superficie en función de la velocidad.....	85

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Índice*

---

Figura 4.3: curvas de potencia en función de las velocidades para la familia de 2.0-2.5mw de gamesa.....	87
Figura 4.4: distribución weibull con $k=2$ .....	89
Figura 4.5: evolución del coste de inversión de proyectos eólicos onshore.....	90
Figura 4.6: coste de inversión para eólica onshore de gran potencia en 2010.....	91
Figura 4.7: distribución de los costes de inversión. ....	92
Figura 4.8: distribución de los costes de operación. ....	94
Figura 4.9: costes operativos para generación eólica onshore en función de las horas equivalentes. ....	95
Figura 4.10: escenario de financiación alta en deuda.....	97
Figura 4.11: escenario de financiación por igual tanto de fondos propios como deuda. ....	98
Figura 4.12: escenario de financiación poco apalancado y pérdidas. ....	99
Figura 4.13: escenario de financiación principalmente con deuda y pérdidas. ....	100
Figura 4.14: evolución anual de la inflación en españa. ....	102
Figura 4.15: parámetros del modelo base.....	107
Figura 4.16: validación de costes .....	108
Figura 4.17: sistema de valoración de flujos de caja descontados.....	109
Figura 4.18: modelo base del proyecto para los 10 primeros años.....	114
Figura 4.19: modelo base del proyecto para los últimos 10 años. fuente:.....	115
Figura 4.20: sensibilidad del modelo base para el proyecto.....	116
Figura 4.21: sensibilidad del modelo para el accionista. ....	117
Figura 4.22: tabla resumen de escenarios.....	118
Figura 4.23: modificación modelo base para escenario1.1.....	119
Figura 4.24: tabla de escenarios de retribución completa.....	120
Figura 4.25: rentabilidad para el modelo de retribución completa .....	120
Figura 4.26: rentabilidad para el escenario muy pesimista del modelo de retribución completa .....	121
Figura 4.27: evolución del precio medio aritmético de mercado.....	122
Figura 4.28: rentabilidad para el modelo de prima parcial.....	123
Figura 4.29: rentabilidad para el modelo sin primas .....	124
Figura 4.30: parámetro retribución actualizado.....	125
Figura 4.31: costes asociados a la energía eólica terrestre por países.....	126
Figura 4.32: rentabilidad del escenario optimista para tecnología 2013 - 2014.....	128
Figura 4.34: rentabilidad del escenario realista para tecnología 2013 – 2014 .....	129
Figura 4.32: rentabilidad del escenario pesimista para tecnología 2013 - 2014.....	131
Figura 4.33: Escenario adecuado para la eólica terrestre.....	134

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Índice*

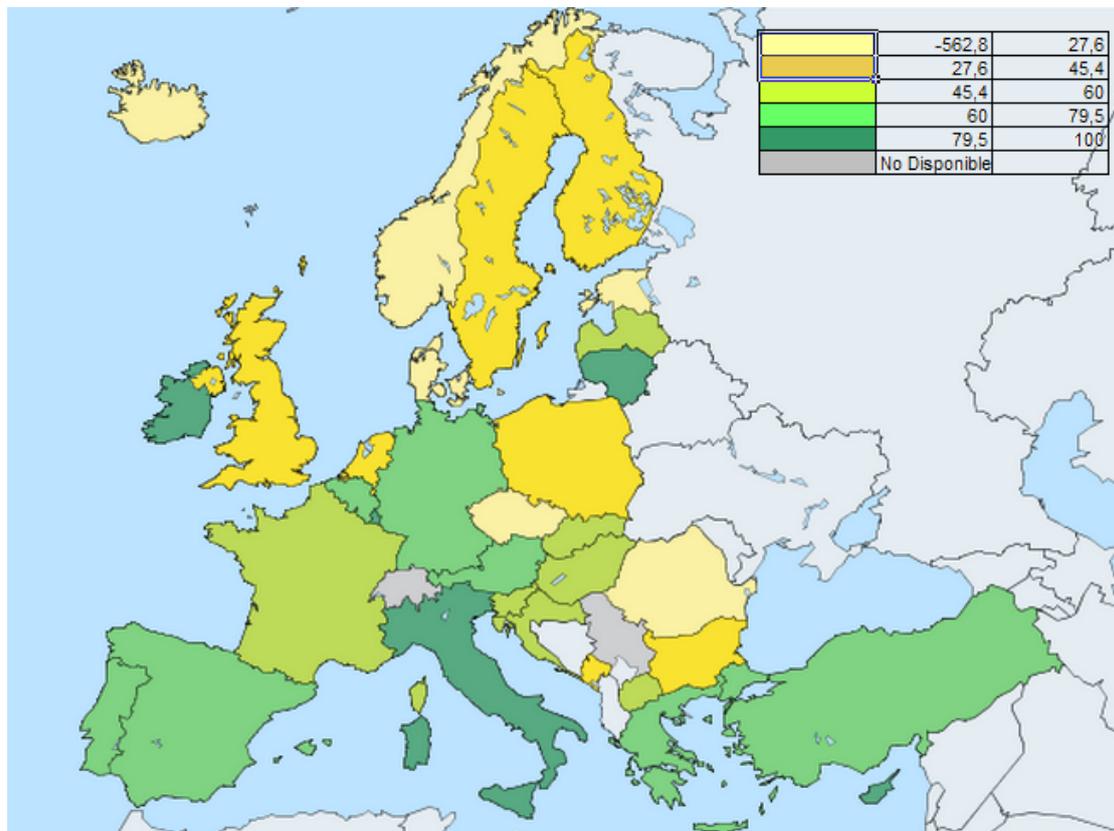
---

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 EL RÉGIMEN ESPECIAL

La Comisión Nacional de la Energía (CNE), actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), define régimen especial como un tratamiento que se otorga a la producción de energía eléctrica que utilizan fuentes de energía renovable (eólica, solar, hidráulica de pequeña potencia y biomasa), residuos y cogeneración.

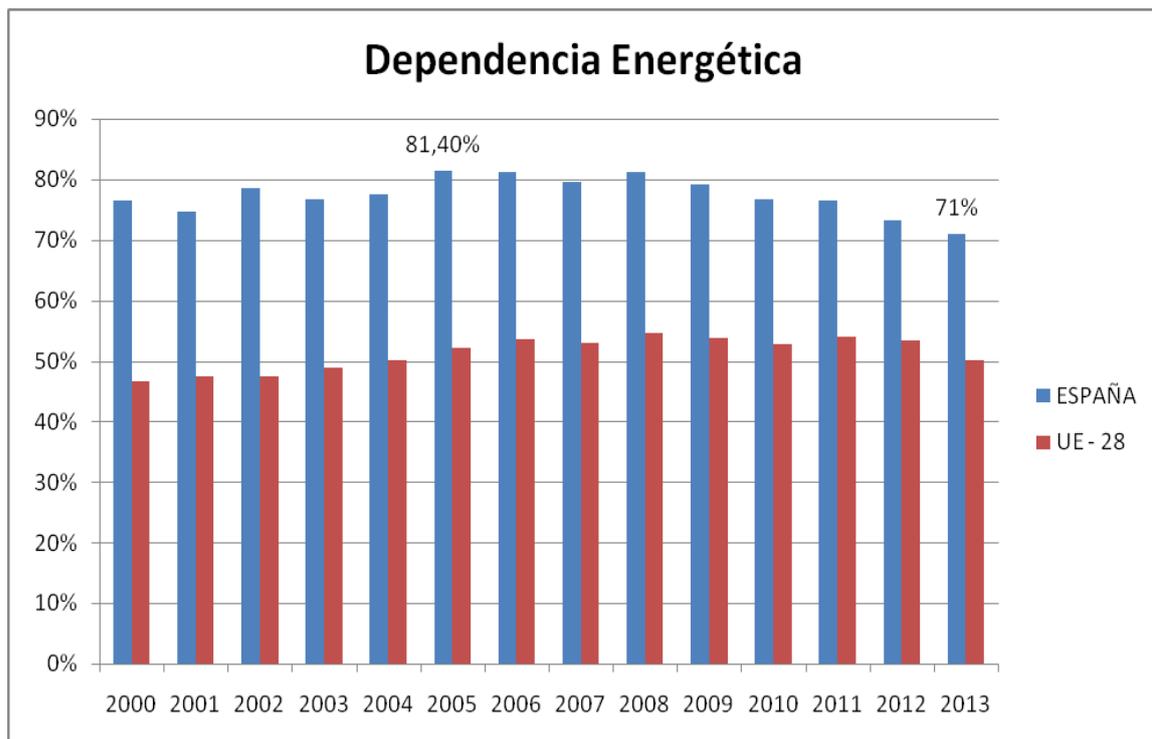
La importancia de este sector se debe a la situación de dependencia energética en la que se encuentra Europa, aún más acusada en España. *La figura 1.1* muestra la dependencia energética de España en el año 2012 según datos actualizados de la comisión europea:



*Figura 1.1: Dependencia energética U-28 y otros.  
Fuente: Comisión Europea y elaboración propia.*

Los datos de la leyenda representan porcentajes de dependencia energética, entendiendo dependencia como el factor en el que un país depende de las importaciones para satisfacer sus necesidades energéticas. El dato negativo proviene de Noruega.

Para España en concreto el porcentaje es de un 73,3% en 2012. Su evolución desde 2000 hasta 2013 se representa en la *figura 1.2*:



*Figura 1.2: Dependencia energética de España y UE – 28.  
Fuente: Eurostat y elaboración propia.*

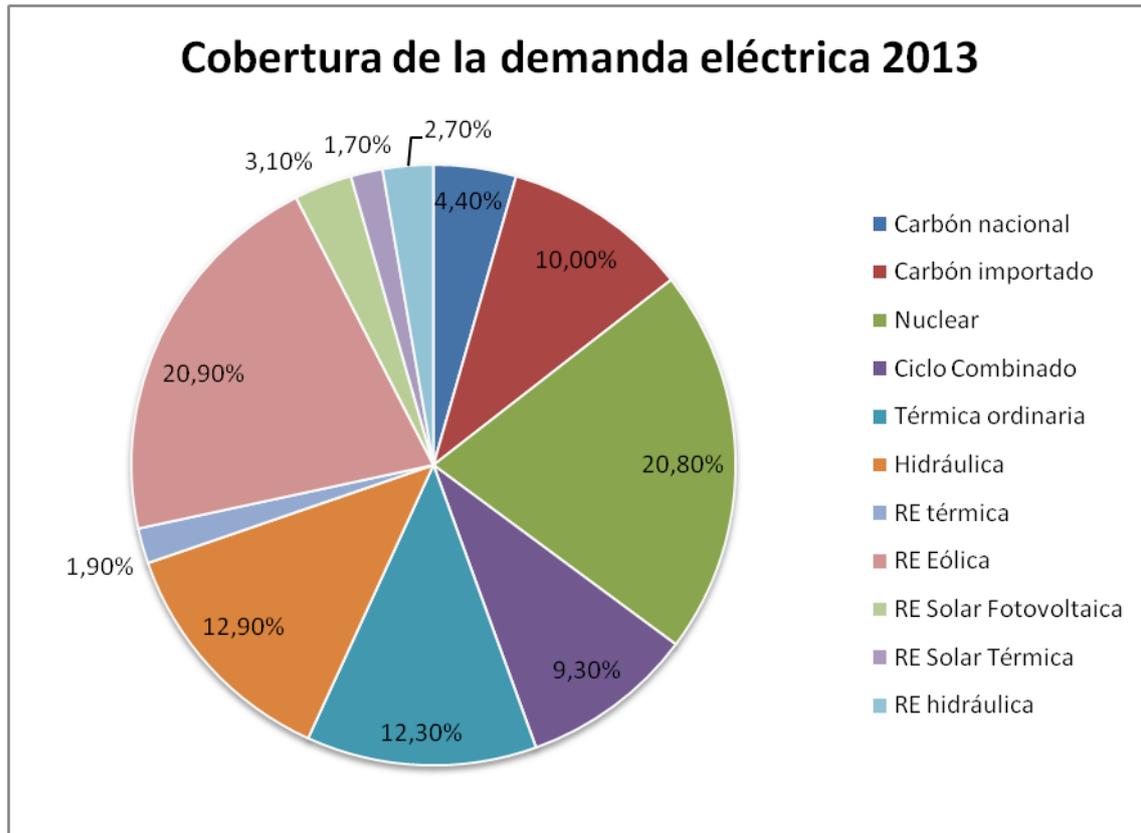
Ésta situación tan alarmante es lo que ha impulsado la participación de las energías renovables en el llamado “*mix energético*” en los últimos 20 años.

En 2013, el 71% de dependencia energética es la cifra más baja de los últimos 15 años.

De acuerdo con la directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, se establece como objetivo conseguir un una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía en España. Al igual que un 10% para el consumo de energía en el sector del transporte. Debido al buen desarrollo de algunas tecnologías en especial la eólica, en la actualidad se prevé una modificación que eleve esta cifra al 30%.

## 1.2 LA ENERGÍA EÓLICA

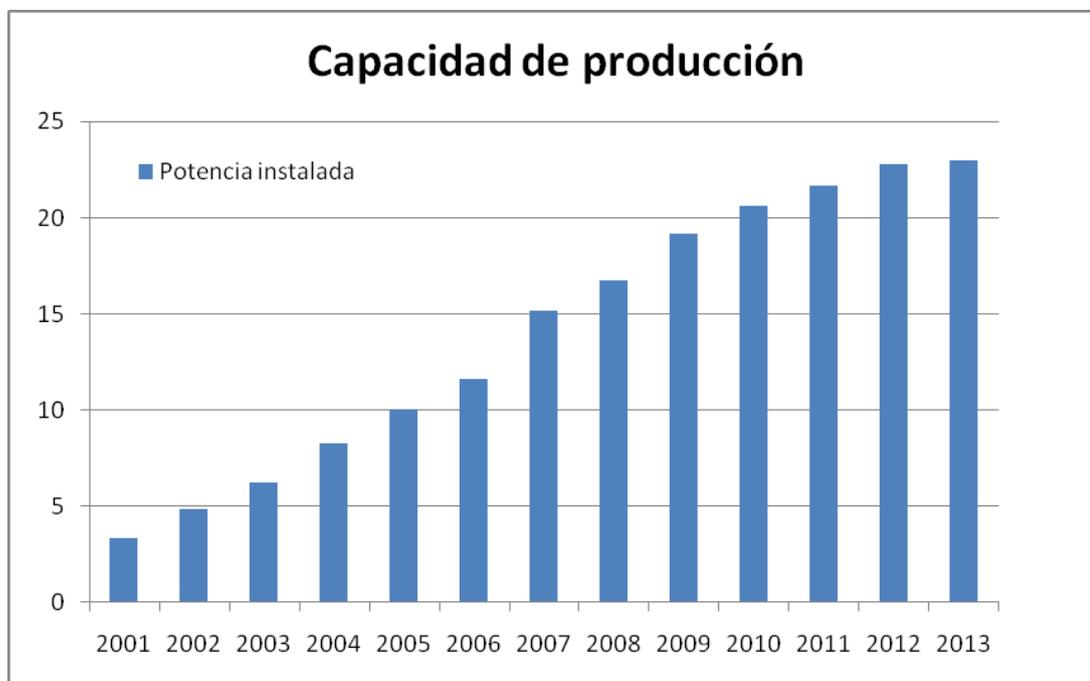
Como se puede apreciar en la *figura 1.2* la dependencia tiende a bajar en los últimos años gracias al mayor aporte de las energías renovables. La cobertura de la demanda energética en España para el año 2013 por tecnologías fue:



*Figura 1.3: Energía producida en la península por tecnologías en 2013.  
Fuente: OMIE y elaboración propia.*

Puede comprobarse la gran contribución de la eólica que supone aproximadamente un 50% de todo el régimen especial. En relación al año anterior, se ha pasado de un 17,4% al 20,9% que aparece en la *figura 1.3*. Este aumento sirve como demostración de la posibilidad de cambio del modelo energético tradicional.

La capacidad de producción instalada anualmente desde 2001 hasta 2013 es un buen ejemplo de la evolución que ha tenido la tecnología eólica en España:



*Figura 1.4: Evolución anual total de la potencia anual instalada en España, en miles de MW. Fuente: AEE y elaboración propia.*

Como puede verse, la potencia instalada ha experimentado un retroceso en los últimos años. Esto es debido al alcance actual de dicha energía en el mercado y las medidas tomadas por el Gobierno.

La evolución anual de la potencia instalada correspondiente a la *figura 1.4* se detalla en la siguiente figura:

AÑO	POTENCIA INSTALADA ANUAL (GW)
2001	1,156
2002	1,506
2003	1,16
2004	2,28
2005	1,552
2006	1,578
2007	3,502
2008	1,613
2009	2,455
2010	1,487
2011	1,048
2012	1,11
2013	0,175

*Figura 1.5: Potencia instalada anual en GW. Fuente: AEE y elaboración propia.*

Este decremento es debido principalmente a la aprobación del Real Decreto-ley 1/2012, por el que se eliminan las primas al régimen especial con la consiguiente retracción del sector.

El efecto de este Real Decreto-ley supone una congelación de la instalación de potencia eólica en España. La *figura 1.6* muestra el efecto producido en las distintas tecnologías del régimen especial:

<b>Potencia Instalada (MW)</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Cogeneración	6.211	6.211	6.211	6.211
Solar Fotovoltaica	4.080	4.177	4.177	4.177
Solar Termoeléctrica	1.551	2.521	2.521	2.521
Eólica	22.470	23.944	23.944	23.944
Hidráulica	2.063	2.063	2.063	2.063
Biomasa y Biogás	775	775	775	775
Residuos	456	456	456	456
Tratamiento de Residuos	658	658	658	658
<b>Total</b>	<b>38.264</b>	<b>40.805</b>	<b>40.805</b>	<b>40.805</b>

*Figura 1.6: Efecto del RDL 1/2012 sobre las previsiones de cobertura hasta 2015.*

*Fuente: CNE.*

La llamada *moratoria verde* supone una reducción de unos 4.000 MW entre 2013 y 2015 según datos de la CNE.

Esta medida es la motivación principal del presente proyecto que estudia la viabilidad de la energía eólica en la España peninsular.

A nivel mundial, la capacidad eólica de España se sitúa en cuarta posición. Es una muestra más del despliegue de esta tecnología en la última década. Este hecho se ilustra en la *figura 1.7*:

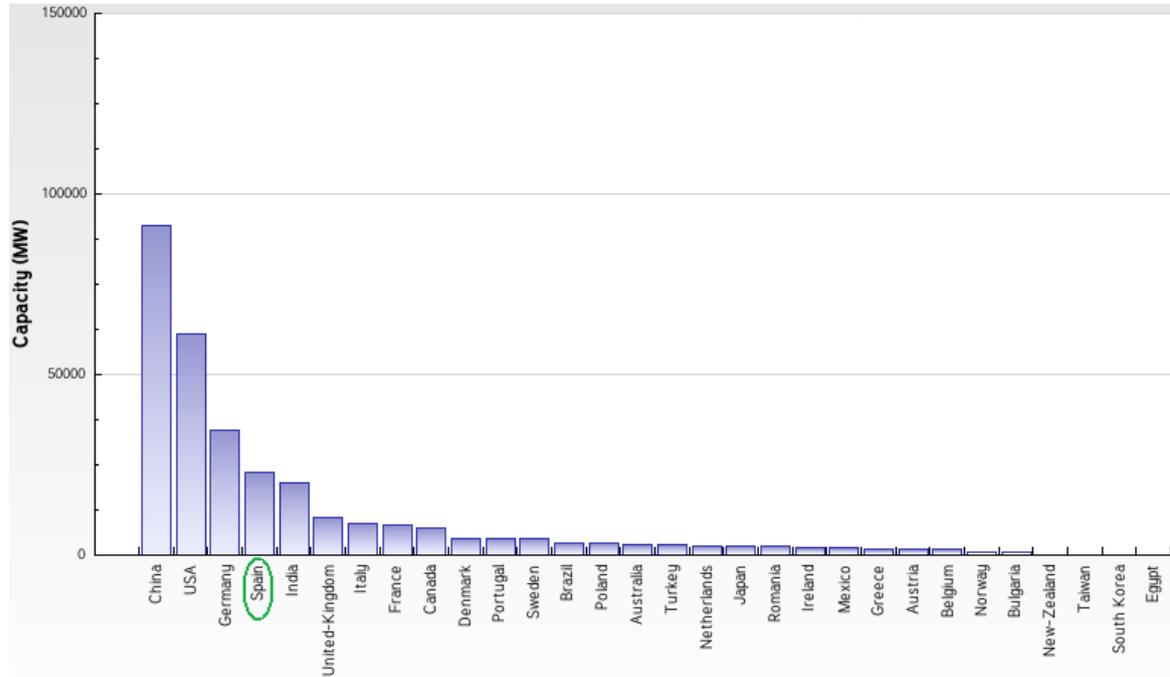


Figura 1.7: Las treinta mayores capacidades de potencia eólica instalada en 2013.

Fuente: The Wind Power .

Se señala en la figura la cuarta posición de España. Las ventajas de disponer de tanta energía eólica son varias, como la mejora del “mix”, la menor dependencia del exterior y sobre todo el hecho de utilizar una fuente de energía inagotable. Es por tanto un sector que contribuye a un sistema más seguro, eficiente y mucho más respetuoso con el medio ambiente.

Sin embargo, no todo son ventajas. El principal problema presentado por la eólica es que no sea capaz de gestionarse. Esto supone un incremento en el coste del sistema ya que se necesitan asociar plantas de ciclo combinado para cubrir la demanda en momentos de escasos vientos. En relación a este hecho se están produciendo muchas mejoras tecnológicas que permiten a las instalaciones eólicas estar en contacto con el operador de mercado para que las presiones se cumplan lo mejor posible.

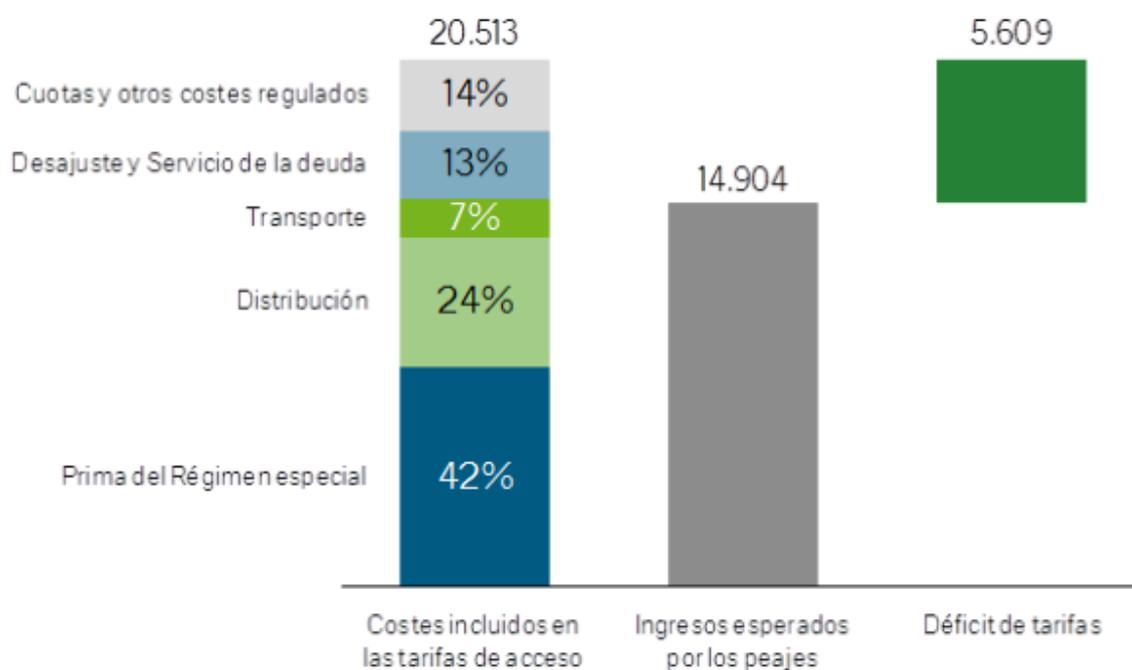
Pese a haber conseguido impulsar las tecnologías renovables, el sistema de apoyo es muy delicado y requiere una regulación atenta y actualizada que impida que se creen huecos o desajustes entre los costes regulados y los ingresos reales. Este hecho, conocido popularmente como *déficit de tarifa* se explica en el siguiente apartado.

### 1.3 EL DÉFICIT DE TARIFA

El déficit de tarifa se define como la diferencia entre lo recaudado mediante los peajes de acceso a las redes y los costes reales de las actividades reguladas.

Lo recaudado por los peajes son los precios que fija la administración, actualmente el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Teóricamente, estos peajes equivalen a la suma de costes que incurren en la producción de un servicio regulado, es decir, el transporte, la distribución, la prima al régimen especial, el desajuste y servicio a la deuda, cuotas y otros servicios regulados.

La *figura 1.8* muestra un ejemplo de la creación de desajuste para en 2012:



*Figura 1.8: Déficit de tarifas en 2012. Fuente: Liquidación CNE.*

Los desajustes de déficit se producen principalmente por dos motivos:

- Errores en la estimación
- Objetivos políticos

El segundo término se refiere a posibles intereses que se planteen desde el punto de vista de los sucesivos gobiernos que son finalmente los que establecen los peajes. Este peaje es el que afecta directamente a los consumidores.

La estimación de las tarifas se realiza antes de los propios consumos, de forma que se tiene que estimar éstos y los volúmenes de energía que demandaran los distintos consumidores.

La estimación que se suele realizar a principios de año es, obviamente, susceptible de error. Por ejemplo, para la estimación de la retribución a las renovables se ha de calcular de manera aproximada la producción y el precio de mercado. Debido a la variable disponibilidad del recurso renovable, este error puede llevar a desajuste en forma de déficit o de superávit.

Otro ejemplo sería la facturación por aplicación de los peajes. La energía real consumida se factura a los peajes ya calculados a principio de año, de tal forma que si la previsión es mayor a la realidad se tendrá un déficit y en caso contrario un superávit.

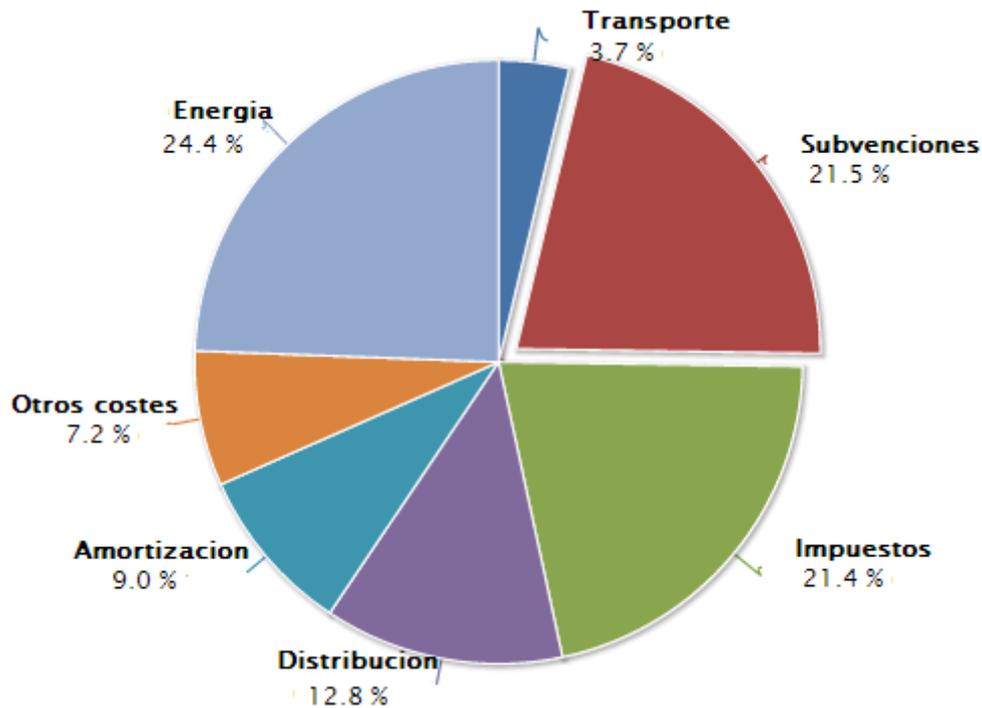
El efecto parece no tener solución pero se debe considerar que los errores producidos crean un déficit coyuntural y no estructural, siempre que las probabilidades de error al alza (superávit) y a la baja (déficit) fueran las mismas. Este tipo de previsiones reciben el nombre de centradas o insesgadas. Por tanto, se pueden producir errores a la baja que serán compensados por errores al alza a lo largo del tiempo, llegando a un déficit promedio tendiente a cero.

La realidad es que en España, desde el año 2000, se ha producido un error a la baja. Si se considera el período largo de tiempo sucedido se llega a la conclusión de que se realiza una mala previsión, convirtiendo la situación actual en una de déficit estructural.

El presente proyecto no se centra en el problema existente del déficit tarifario pero sí que analiza las consecuencias que se derivan de éste (medidas regulatorias) y su afeción a la rentabilidad de proyectos eólicos.

De igual manera, y debido a la creciente preocupación de la sociedad y la percepción negativa de las primas se pretende estudiar la viabilidad de los parques eólicos que no reciban ayuda o que ésta sea mucho menor.

A título ilustrativo, la *figura 1.9* refleja los distintos factores a los que se deriva la factura del consumidor final:



*Figura 1.9: Desglose de la factura para el consumidor final. Fuente: UNESA.*

Pese a existir varios estudios que defienden que la eólica en España no contribuye al déficit, se estudiarán varios escenarios para comprobar si los proyectos eólicos siguen siendo rentables aún sin la aportación de las primas.

## **1.4 METODOLOGÍA**

La energía eólica se encuentra en la parte alta de su curva de aprendizaje, la evaluación según un informe de IDAE lo sitúan en una posición de madurez del sector ya en 2010.

La siguiente figura lo representa:

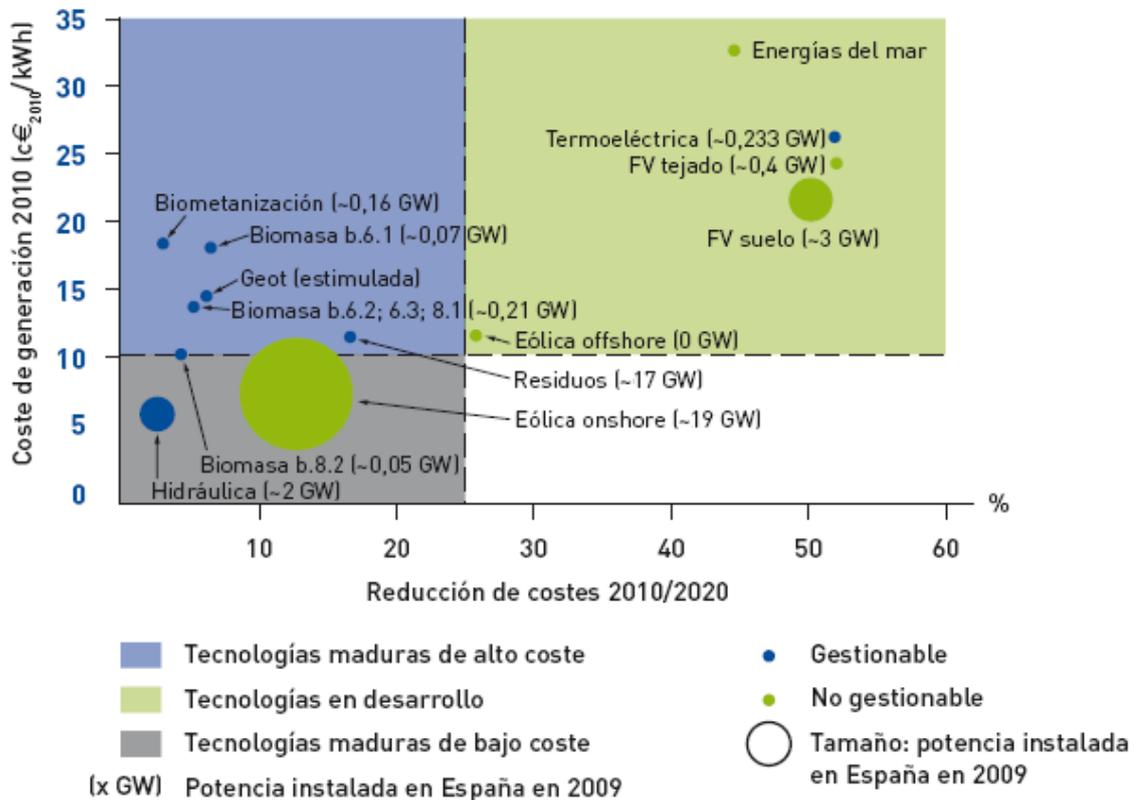


Figura 1.10: Visión 2010-2020 de la generación eléctrica con energías renovables. Fuente: IDAE .

La matriz de BCG otorga una consideración de tecnología madura a la eólica terrestre y por tanto con poco margen de maniobra en reducción de costes. Éste hecho será analizado teniendo en cuenta una serie de escenarios de retribución y funcionamiento.

El análisis del proyecto comienza por un riguroso estudio del precio de mercado y el aporte de las energías renovables al régimen especial. Estos apartados se recogen en el capítulo 2.

El siguiente paso será el estudio de los sistemas de apoyo al régimen especial, seguido de un análisis de la evolución del marco regulatorio hasta la fecha actual. Dicho análisis se centrará en las condiciones que afecten directamente a la energía eólica para poder calcular posteriormente las distintas retribuciones con las que se puede evaluar un proyecto eólico. Estos puntos se cubrirán en el capítulo 3.

El capítulo 4 define la creación de un modelo base que se asemeja a un parque eólico terrestre real y estudia su rentabilidad como proyecto ante diferentes escenarios con el

objetivo de evaluar la situación real de los parques eólicos de la España peninsular ante las distintas medidas del gobierno.

Aclarar que el modelo base servirá para estudiar parques a los que les afecte la normativa de retribución establecida en 2007 por lo que existirán muchas figuras y datos que reflejen la actividad y los costes de un periodo comprendido entre 2007 y 2012.

Se incluye en los parámetros del modelo un análisis de los costes reales que supone la energía eólica en España.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Introducción*

---

## CAPÍTULO 2. PRECIO DE MERCADO ELÉCTRICO

### 2.1 COMPOSICIÓN DEL PRECIO DE MERCADO ELÉCTRICO.

El mecanismo de libre mercado utilizado en el sector eléctrico español trata de completar un triple objetivo que actualmente es aceptado a nivel mundial. Este objetivo, aunque con implicaciones muy diferentes para las distintas situaciones de los países (desarrollados, en desarrollo o emergentes), lo conforman: (I) la seguridad y eficiencia de suministro, de especial interés en la electricidad, ya que no se puede almacenar; (II) la calidad ambiental; (III) el descenso de los costes asociado a la competitividad del sector.

Evidentemente, la consecución simultánea de estos tres objetivos es inviable si sólo se considerase una forma de generación. Dentro del “mix” energético si analizamos las energías renovables vemos que existe una clara contradicción entre objetivos ya que aunque presentan muy buena calidad ambiental no contribuyen a la seguridad de suministro debido a la imposibilidad de gestión (no sopla el viento cuando se quiere).

Para la formación de un precio para la energía se recurre a una serie de secuencias de mercado mostradas en la figura siguiente:

tiempo	Mercado	Gestor	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Subastas suministro de último recurso (CESUR)	OMEL	Contratos financieros	
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado del día anterior	OMEL	Energía horaria	Mercado diario
	Mercado de Restricciones	REE	Opciones sobre energía a subir y bajar	Mercados de corto plazo
	Mercados de SSCC: Reserva Secundaria Reserva Terciaria Reserva Potencia Subir	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
Día del despacho (D)	Intradiarios	OMEL	Energía Horaria	
	Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real	REE	Energía a subir y bajar	

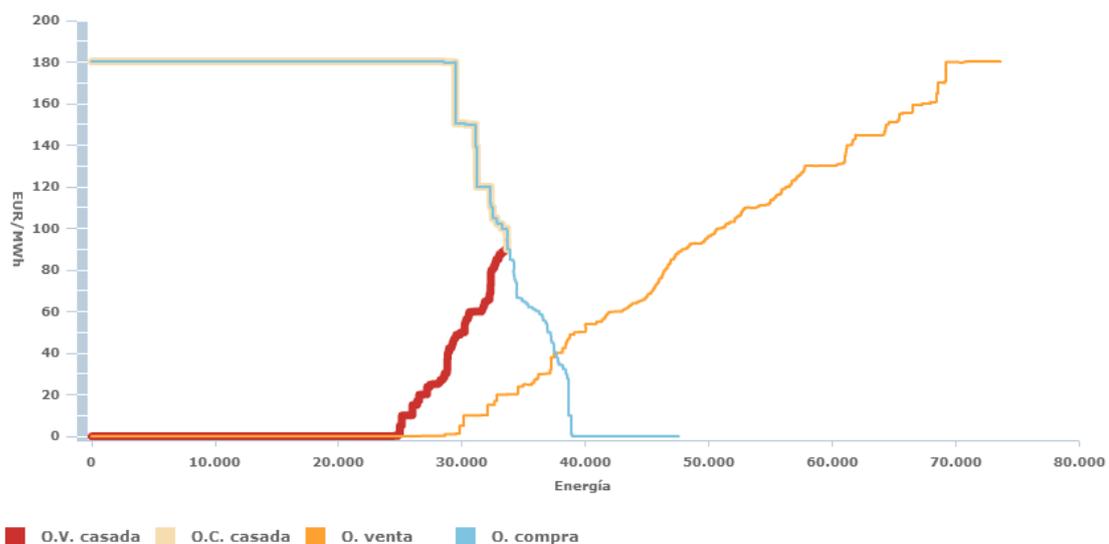
Figura 2.1: Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL).

Fuente: Energía y Sociedad.

Para el análisis realizado en este proyecto se prestará especial atención al mercado diario. En este se constituye el precio base de la electricidad. Gestionando por OMIE (entidad privada encargada de la gestión de mercado y garantizadora de unas condiciones de transparencia, objetividad e independencia), sigue las reglas de funcionamiento establecidas por la *Resolución de la Secretaría General de Energía de 24/05/2006*<sup>4</sup>. Como puede observarse en la *figura 2.1* el mercado diario tiene lugar el día N-1, es decir, un día antes de que la energía sea generada y consumida y se realiza cada hora, resultando 24 productos diferentes.

El mecanismo más utilizado en la venta y compra de electricidad es la casación de curvas de oferta y demanda que puede ser simétrico o asimétrico. La distinción entre ambos la marca quien compite, así en un mercado asimétrico únicamente oferta en el mercado el generador mientras que en uno simétrico ofertan tanto generadores como consumidores. El mercado diario español es simétrico y funciona de la siguiente manera:

- 1) Los agentes envían sus ofertas a OMIE para cada hora del día siguiente. Estos agentes están constituidos por vendedores (generadores, importadores y otros intermediarios) y compradores (comercializadores, consumidores finales y otros intermediarios).
- 2) Con las ofertas presentadas el operador de mercado OMIE realiza las curvas de oferta y demanda.
- 3) Del cruce de ambas curvas se obtiene el precio del mercado para cada hora del día siguiente.



*Figura 2.2: Curvas agregadas de oferta y demanda para la hora 12 del 19 de Diciembre de 2013.  
Fuente: OMIE.*

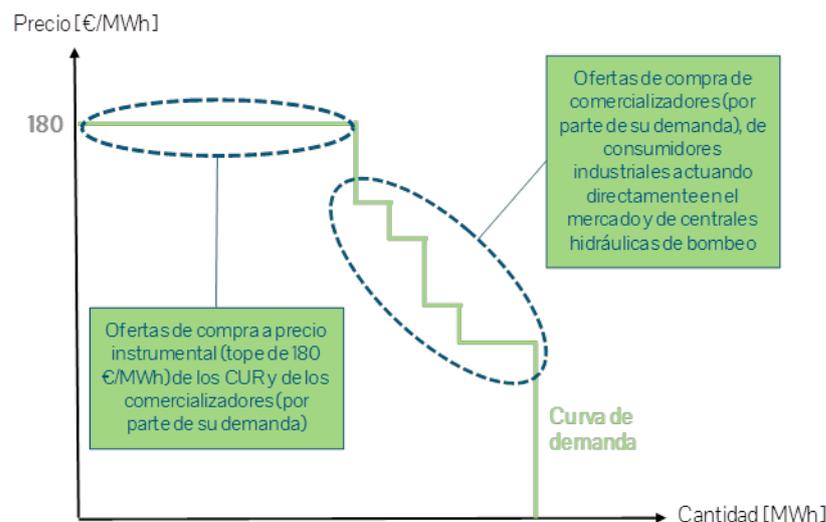
<sup>4</sup> La información detallada se incluye en las reglas de funcionamiento de OMIE.

La *figura 2.2* muestra dos curvas de oferta (naranja) y demanda (verde y azul) al igual que su intersección. La línea roja representa un ajuste por ofertas complejas que se explicará más adelante. Con el fin de entender mejor las curvas se analizarán brevemente por separado.

### **2.1.1 CURVAS DEL MERCADO DIARIO**

#### Curva de la demanda

Los consumidores demandantes de energía suelen clasificarse según el volumen y el fin para el que se vaya a utilizar la misma. Normalmente se distinguen tres grupos: grandes consumidores industriales, consumidores de tamaño medio y pequeños consumidores conectados a la red de baja tensión.



*Figura 2.3: Curva de demanda de electricidad genérica.  
Fuente: Energía y Sociedad.*

El número 180 representa el precio tope de compra de energía como una de las medidas reguladoras adoptadas por España. A este precio ofertan los comercializadores de último recurso (CUR) y la mayoría de comercializadores para asegurar que sus consumidores obtengan la energía demandada y, por tanto, sean abastecidos.

La otra zona señalada en la figura es la correspondiente a ciertos consumidores que sólo están dispuestos a pagar un cierto valor. Un ejemplo sería una central hidráulica de bombeo.

Curva de oferta

Esta curva también se conoce como curva de orden de mérito, donde las ofertas se van clasificando de manera ascendente. Existen una serie de criterios para su formación y los precios ofertados reflejan los costes de oportunidad (en análisis más detallados sobre la curva de oferta se añaden más costes). Los criterios mencionados pueden resumirse de la siguiente manera:

- Las plantas de energías renovables son prioritarias, generando siempre que sea posible, es decir, cuando existan condiciones favorables para su funcionamiento (haga viento o sol). Su coste de oportunidad es cero<sup>5</sup>.
- Las plantas nucleares actúan como base del sistema, no interrumpen su funcionamiento manteniéndose operativas continuamente aún cuando la demanda disminuye, en detrimento de las renovables. Este funcionamiento continuo implica un coste de oportunidad también nulo.
- A partir de estos precios base se van añadiendo los siguientes generadores que presentan un coste de oportunidad mayor ya que tienen capacidad de maniobra. Por ejemplo una hidráulica capaz de decidir cuándo utilizar la energía disponible.

Así, se conforma la curva siguiente:

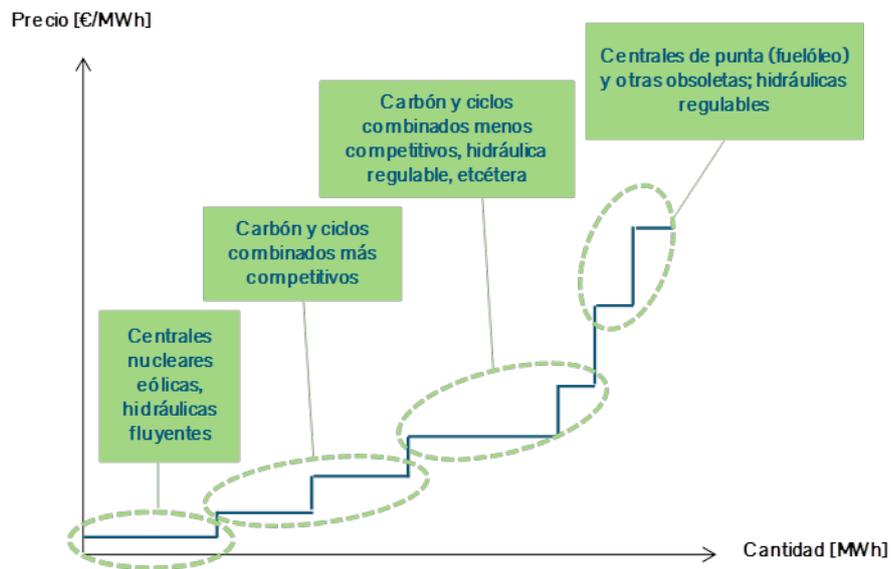


Figura 2.4: Curva de oferta de electricidad genérica.

Fuente: Energía y Sociedad.

<sup>5</sup> Coste que evitaría incurrir de optar por no producir o ingresos a los que se renuncia por producir.

Una vez determinadas las dos curvas, se superponen para obtener el precio de casación como se mostraba en la *figura 2.2*. El sistema de mercado español tiene un sistema de precios marginalista donde todos los generadores reciben el mismo precio. No obstante, existe otro tipo de mercado conocido como “*pay as bid*” en el que los generadores reciben exactamente lo que ofertan<sup>6</sup>.

Debido al sistema de mercado marginalista el orden de mérito permite que el precio ofertado sea el óptimo y marginal. Ofertar más sólo disminuiría la posibilidad de ser elegido para suministrar energía y ofertar menos supondría el riesgo de no cubrir los costes de generación propios de cada planta.

A la vista de las dos curvas y la composición del precio de mercado es necesario estudiar los cambios y efectos sobre estas curvas ya que su modificación afecta directamente al precio del KWh en el mercado.

La curva de la demanda es menos variable al igual que más difícil de estudiar porque la especifican factores más complejos. Sin embargo, la curva de oferta ha sido y sigue siendo objeto de estudio. En el apartado siguiente se analiza la literatura asociada a la variabilidad de estas curvas y en concreto las implicaciones que tienen las renovables (entre ellas la eólica) en el precio del KWh.

## ***2.2 LA VARIABILIDAD DE LAS CURVAS AGREGADAS Y EL EFECTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PRECIO FINAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO.***

---

Como se ha mencionado anteriormente, la curva de oferta es analizada en múltiples estudios. Existe abundante literatura acerca del efecto de las renovables en el precio de mercado, con especial relevancia para la eólica, ya que esta tecnología cubrió, según datos de 2013 obtenidos de OMIE y REE, un 21,1% de la demanda total eléctrica dentro del 41,1% que representa todo el régimen especial en el mismo año. Algo más de un 50% de toda la producción de renovables<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup>La teoría económica muestra que en ambos tipos de mercados se obtienen los mismos resultados.

<sup>7</sup>Porcentaje elevado debido al importante nivel de hidráulica registrada en 2013.

### **2.2.1 INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES**

Para el estudio del efecto de las renovables en el precio de mercado existen dos posibilidades. La primera estudia el efecto de la regulación mientras que la segunda analiza el propio mercado y cómo las renovables interactúan en él.

A continuación se hace un resumen de la literatura principal referida a este aspecto al igual que sus principales conclusiones. En la línea de los estudios enfocados al efecto de la regulación se tiene:

- Jensen y Skytte, 2003 [JS03]: Realizaron un estudio sobre la regulación partiendo de la base de que, puesto que el coste marginal de las tecnologías renovables es más bajo que aquel de las energías fósiles, éstas suponen una reducción en el precio final.

Se centraron tanto en el análisis de medidas regulatorias como en la reducción de emisiones, los certificados verdes y otras medidas a favor de las renovables. Llegaron a la conclusión de que esas medidas favorecían el uso de las renovables aunque no especifican bien su impacto sobre el precio final.

- Bode [BOD06]: En 2006, afirma que, aunque el apoyo a las renovables a través de medidas regulatorias supone un aumento del coste para el consumidor, se produce de forma paralela un efecto reductor en el precio de la electricidad y por tanto una reducción en el coste para el consumidor. De acuerdo con lo expuesto determinó que el equilibrio neto entre ayudas y beneficio puede ser satisfactorio dependiendo del mercado.
- Fischer, C. [FSCH06]: También en el 2006, Fischer realiza un estudio acerca de los subsidios a las renovables al igual que la penalización a las no renovables a través de impuestos por emisiones de CO<sub>2</sub>. De su análisis se desprende que los subsidios a las renovables tienen un efecto reductor en el precio de mercado mientras que los impuestos suelen conllevar una subida en el mismo.

Al utilizarse normalmente estas dos medidas de forma paralela, el resultado sobre el precio puede ser ambiguo. Habría que estudiar cuál de las dos medidas tiene un efecto dominante. Finaliza el estudio definiendo la elasticidad de la oferta y su impacto en el corto plazo. Según sus estudios y predicciones, la evolución a partir de más renovables no tiene por qué suponer un resultado en el corto plazo.

- Rathmann [RATH07]: En contradicción a lo anterior discute que, mediante la existencia de impuestos a las emisiones y su posibilidad de “*trading*”, el precio de mercado bajaría pero como normalmente se recurría a las subvenciones el precio terminaba por ascender.
- Schmalensee [SCHM11]: En 2011, analiza tanto el mercado estadounidense como el europeo. Señala la política de incentivos a las renovables FIT<sup>8</sup> como la más popular en ambos mercados debido a que pese a no reducir el riesgo de la sociedad global sí elimina el riesgo para los inversores en generación mediante renovables.

En relación a la segunda línea de estudio, que trata de cuantificar el efecto de las energías renovables sobre el precio final de mercado, se recoge lo siguiente:

- K. Martin [KM04]: En 2004 estimó el impacto de la producción eléctrica mediante energía fotovoltaica a partir de un modelo basado en datos históricos de las regiones de Estados Unidos, centrándose en Nueva Inglaterra. Su estudio muestra cómo la instalación de 1GWh de energía fotovoltaica entre los distintos estados en 2002 supondría una reducción del 2 al 5 por ciento en el total del precio de la electricidad en el mercado.
- F. Sensfuss [SRG08]: En concordancia con esta idea favorable de introducción de renovables, analizó en 2008 el impacto de la generación mediante renovables a raíz de su participación en el mercado alemán a través del orden de mérito<sup>9</sup>.

Mediante la utilización de un modelo basado en la simulación de un agente de mercado, llegaron a considerables ahorros en el precio final. Como conclusión, afirmaron que el sistema FIT puede suponer un beneficio neto para el consumidor, incluso en el corto plazo, si se tiene en cuenta la reducción en el precio que conlleva el mecanismo de orden de mérito y las renovables en la curva de oferta.

- Sáenz de Miera [SdM08]: De especial interés para el análisis realizado en este proyecto, ya que estudia el efecto de la eólica en el precio final de mercado.

De forma empírica, Sáenz de Miera, prueba una reducción del precio total de mercado a través de una mayor generación eólica. Se muestra que la reducción neta producida en el precio del mercado español es positiva desde el punto de

---

<sup>8</sup>Feed-in tariffs explicada más tarde

<sup>9</sup>Característica por la cual se van añadiendo ofertas en el mercado diario descrita con anterioridad.

vista del consumidor, contradiciendo uno de los habituales argumentos en contra de las energías renovables como es la carga que supone para el consumidor.

- Green y Vasilakos [GV10]: Más tarde, en 2010, utilizaron un modelo de equilibrio de mercado para analizar el mercado británico a largo plazo, centrándose en la mezcla (“mix”) de capacidad de generación.

Como resultado obtuvieron que una mayor aportación de generación eólica cambiaría la mezcla actual, favoreciendo la reducción del precio en el largo plazo. Sin embargo, esta reducción, debido a la variabilidad del viento, sería menor que la propiciada por variaciones en el precio de los combustibles.

- J. Bushnell [BSPM10]: Análogamente a Green y Vasilakos, se estudió el efecto de la variabilidad del viento en los precios de la energía, analizando en este caso el oeste de los Estados Unidos, concluyendo que en un “mercado de sólo energía”<sup>10</sup> los precios más elevados suelen coincidir con las horas de mayor escasez de viento.

### **2.2.2 EL COSTE MARGINAL DE GENERACIÓN Y FACTORES DETERMINANTES**

En adición a estos análisis y, para una mejor comprensión de la utilización y los límites de los modelos, se menciona la ecuación que rige de forma general el coste marginal para la generación (coste utilizado para la creación de la curva de oferta). La ecuación 2.1 se utiliza para calcular el coste marginal de generación de cada planta.

$$C_p^t = \frac{1}{\eta_p^t} PC_p^t + OPE_p^t + OP_p^t$$

*Ecuación 2.1: Coste marginal para una planta p en un tiempo t*

Siendo:

- $C_p^t$  : Coste marginal de generación de una planta p en un tiempo t
- $\eta_p^t$  : Eficiencia de la planta p a la hora t
- PC : Precio del combustible
- OPE : Costes de operación, donde está incluido el coste del CO<sub>2</sub>
- OP : Costes de oportunidad

---

<sup>10</sup> Mercado por el que los costes se recuperan según el margen del mercado.

El precio final del mercado será igual al precio marginal del sistema, que coincidirá con la última planta que se ha utilizado para atender la demanda eléctrica. Esta ecuación con ligeras variaciones es la utilizada en la mayoría de métodos utilizados para evaluar la aportación del régimen renovable, o la eólica en concreto, al precio final de mercado.

Algunos ejemplos son Fontini y Paloscia (2007), Weigt y von Hirschhausen (2008) y de especial interés Sáenz de Miera (2008) donde se recurre a un planteamiento teórico, que es una representación gráfica de la *ecuación 2.1*, para el estudio del impacto de la energía renovable eólica en el precio del pool.

Numerosos factores afectan a esta ecuación. A continuación se recogen algunos de ellos en una lista<sup>11</sup> para entender la dificultad de modelización y, a su vez, exponer las limitaciones de los modelos en los que es imposible incluirlos simultáneamente debido a sus diferentes implicaciones económicas y temporales:

- Tecnologías gestionables instaladas y en funcionamiento: Son las que determinan el coste marginal de generación la mayor parte del tiempo. Actúan en el corto y medio plazo.
- Cambios en la tecnología: Mejora de las plantas actuales, como el aumento del número de horas de funcionamiento en parques eólicos. Afectan a los términos de eficiencia, costes de combustible y costes de operación en el largo plazo.
- Capacidad para atender los picos de demanda: De influencia directa en todos los términos de la ecuación en el corto plazo.
- Climatología: Las energías renovables tienen menor coste de operación, de oportunidad (debido al orden de mérito) y un coste de combustible nulo, por ello su introducción en el mercado según la *ecuación 2.1* supone un descenso del coste marginal de generación. Su dependencia de la climatología hace que este sea un factor clave que actúa en todo el horizonte temporal.
- Fuentes renovables junto con generación de respaldo: Debido a la seguridad de suministro se requieren plantas de respaldo a las fuentes de generación no gestionables. Al tratarse éstas de plantas de ciclo combinado de turbina gas o ciclos de carbón, el coste sufre un aumento (utilización de combustible, eficiencia de las instalaciones de ciclo combinado). Es un factor que se debe tener siempre en cuenta.

---

<sup>11</sup>la lista ha sido confeccionada a partir del estudio de los distintos modelos y análisis realizados en el tema.

- Número de arranques y frecuencia de las paradas: Impacto directo sobre los costes de operación y eficiencia en el corto plazo.
- Emisiones de CO<sub>2</sub>: Aplicación directa a los costes de operación en todo momento. En el caso de la eólica, la ausencia de este factor supone un gran ahorro.
- Almacenamiento de energía: Un factor clave y muy influyente en el precio final de la energía. Ayuda a reducir la volatilidad del precio eléctrico.
- Fuerza de mercado: La posibilidad de retención de generación por parte de agentes poderosos en el mercado. Afecta a los costes de oportunidad en el corto y medio plazo.
- Restricciones en el transporte: Aunque el funcionamiento de la generación o la demanda sean adecuados, estas restricciones afectan directamente al coste marginal de generación en todos los posibles instantes de tiempo.
- Coste de oportunidad: Es un factor de la *ecuación 2.1* que afecta en el corto plazo y de especial relevancia para el precio de la energía almacenada.
- Restricciones medioambientales: Por exceso de contaminación que implica la parada de ciertas plantas con el consecuente impacto en la eficiencia, los costes de operación y oportunidad en el corto plazo.
- Cuellos de botella tecnológicos: Suceden por introducción de nuevas tecnologías o sustitución de las ya existentes y afectan al corto y medio plazo.

Un ejemplo de cuello de botella para la introducción de nuevas tecnologías es la “burbuja fotovoltaica” que experimentó España en 2008, entonces se instalaron, aproximadamente, 2,5GW de potencia lo que posteriormente se tradujo en una reducción del precio de mercado en concordancia con los análisis y estudios mencionados en la literatura expuesta anteriormente. Sin embargo, esta burbuja supuso la elevación de las primas pagadas al régimen especial, con impacto directo en la factura de los consumidores finales como consecuencia del modelo de retribución.

Esto se transformó en una excesiva carga financiera para el mercado al igual que en un aumento de las tarifas de acceso para los consumidores.

- Evolución económica y demografía del país: Mejores condiciones implicarán mayor consumo y por tanto mayor demanda.
- Hábitos: Íntimamente relacionado con el factor anterior incluye el aumento de uso de equipos de refrigeración o climatización por parte de los consumidores.
- Estructura tarifaria: Depende de las decisiones gubernamentales. Los consumidores buscan precios más económicos. Introducir tarifas de discriminación horaria y la modificación de mecanismos de precio, puede suponer una modificación de la demanda y conllevar un cambio en el precio de mercado.
- Duración de los picos de demanda: Según la duración de los mismos y la tecnología que se emplee para cubrirlos, se puede obtener un aumento o reducción del precio de la electricidad.

Atendiendo a los términos de la *ecuación 2.1*, si el pico fuera cubierto en su totalidad por generación hidráulica de bombeo se tendría un aumento de OP (coste de oportunidad) y por tanto del coste marginal de generación. Por el contrario, si se tratase de una tecnología fósil la que cubre todo el pico estaríamos aumentando la eficiencia de la planta, aumentando su  $\eta$ .

Al ser el rendimiento inversamente proporcional al coste marginal de generación se estaría reduciendo el mismo (un aumento de  $\eta_p^t$  en la *ecuación 2.1* supone una disminución de  $C_p^t$ ). Su estudio se reduce al corto plazo.

- Nuevos tipos de consumos: Un ejemplo sería la introducción del vehículo eléctrico que tiene un alcance en el medio y largo plazo.
- Condicionantes en el combustible y su suministro, que incluyen a su vez:
  - Competencia entre combustibles: Adicionalmente a los costes propios del combustible hay que considerar su transporte y distribución. Por ello la cercanía a fuentes de producción de recursos supone un ahorro considerable en PC y eficiencia.
  - Riesgos de localización política: Como pueden ser situaciones de guerra civil en países exportadores de petróleo, o la piratería en el

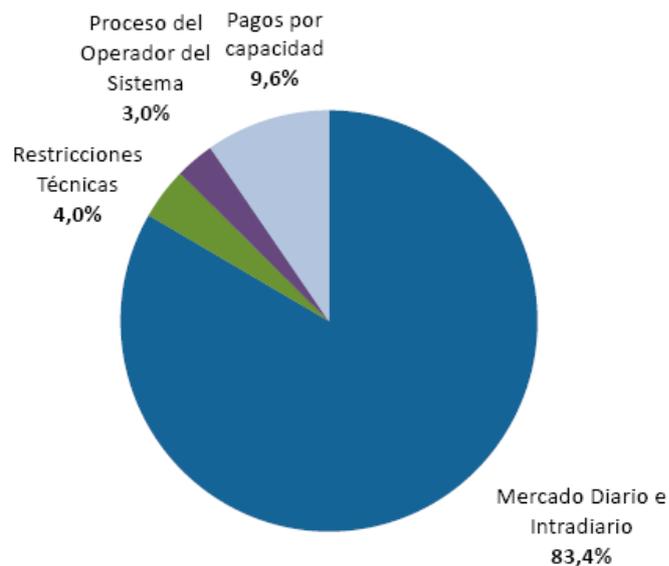
transporte del gas natural desde los países del Golfo Pérsico hasta Europa.

- Desarrollo de infraestructuras: Al mejorar la eficiencia de las mismas mejora el PC pudiendo cambiar de combustible por uno más económico. Un buen ejemplo aplicado a España sería la conexión de Mallorca e Ibiza con el sistema peninsular a través de un gasoducto. Su efecto se considera en el largo plazo.
- Indisponibilidad de infraestructuras: La indisponibilidad de ciertas infraestructuras supone el aumento de los costes de operación, la reducción de la eficiencia y el aumento del coste de oportunidad para otras plantas. Se ha de tener en cuenta en el corto plazo.
- Suministro de combustible: Se refiere a la estructura del mismo y tiene relación directa con el precio del combustible. Los contratos a largo plazo implican una reducción de la volatilidad del coste marginal de generación si se compara con las compras en mercado. Ante de la posibilidad de bajada de precios de combustible en el futuro, el suministro de combustible se transforma en un factor sobre el precio de mercado.
- Cambios en el mercado eléctrico: Ya sea por adaptación, un nuevo tipo de mercado o por nuevos entrantes en el mismo. Es un factor a tener en cuenta siempre ya que afecta en todos los factores de la *ecuación 2.1*.
- Nuevas tecnologías de generación: A tener en cuenta sobre todo en ambientes con energías de generación contaminantes.
- Opinión social: La generación tenderá a evolucionar hacia tecnologías que tengan una mejor acogida social. Un buen ejemplo es el debate, y ataque posterior de la opinión pública, a la generación nuclear tras el accidente de Fukushima.
- Planes de energía renovables: La consecución de los objetivos supone un desarrollo superior de las energías renovables en detrimento de la generación convencional. Su impacto es el propio de las energías renovables ya analizado antes y consiste en la disminución del precio a través de la disminución de los

costes de producción y los costes de oportunidad nulos. Se ha de tener en cuenta en el corto, medio y largo plazo.

- Formas de subsidios o primas a las energías renovables: Se refiere al sistema de retribución y el modelo de costes asociado. Se analizarán en detalle (para el apartado eólico) en el siguiente capítulo.
- Sistemas de conexión en mercados adyacentes: Suelen ser decisiones políticas y su influencia es directa sobre el coste marginal de generación en todo momento.
- Límites de suministro: Se refiere al precio del mismo y a la insensibilidad que se produciría ante precios elevados de la electricidad.
- Cambios normativos: Incluyen cualquier cambio que afecte a las condiciones habituales de mercado. Por ejemplo el cambio efectuado en 2011 por el que las instalaciones de bombeo hidráulico deben pagar las tarifas de acceso a la energía. Un coste al que no estaban obligadas con anterioridad y que supone un aumento de su PC y por consiguiente de su coste marginal de generación.
- En relación al diseño de mercados hay una serie de factores a tener en cuenta:
  - Las reglas del mercado: Estas reglas determinan las estrategias de los distintos agentes generadores del mercado.
  - Límites del precio de mercado: Es un factor ya mencionado con anterioridad.
  - Tipo o estructura de compra: La posibilidad que tiene un agente, con capacidad comprometida a un precio de no generarla ante una situación de bajada del mismo, influye en el precio marginal de mercado al producirse un incremento de demanda.
  - Participación en otros mercados: En apartados anteriores se ha obviado la presencia de otros mercados para obtención del precio de mercado ya que la mayor parte del precio proviene del mercado diario. Sin embargo hay que tener en cuenta los intradiarios.

El conjunto de mercado diario e intradiario supone el 83,4% del precio final del mercado según datos de UNESA para el año 2012 como se ve en la *figura 2.5*:



*Figura 2.5: Componentes del precio final del mercado de generación.*  
*Fuente: UNESA.*

Para terminar con la formación del precio del mercado eléctrico, y sirviendo como factores que afectan al mismo, se deben mencionar los tipos de oferta de ventas existentes en el mercado diario. Hasta ahora cada vez que se mencionaba el término oferta se refería a una oferta simple. Ésta oferta consiste en un precio ofertado para cada hora, en el caso del mercado español este precio varía entre 0 y 180,3€/MWh. No obstante, existe otro tipo de oferta conocido como oferta compleja.

Las ofertas complejas tienen un tipo de venta distinto y basado en una serie de condiciones como son:

- **Indivisibilidad:** Los agentes generadores aceptan vender su energía si, y sólo si, la oferta se cubre en su totalidad.
- **Gradiente de carga:** Permite la adaptación de los productores a las condiciones técnicas de sus plantas como los arranques o paradas para evitar cambios bruscos y costes demasiado elevados.

- Ingresos mínimos: Permite a los agentes productores no formar parte del mercado si el total de su producción excede a una cantidad de ingresos fijada con anterioridad. Permite a generadores base ofertar de manera eficiente teniendo un coste marginal de generación inferior al precio medio del mercado.
- Parada programada: Para aquellos productores de energía que no han cumplido ingresos mínimos y por tanto no han sido casados, se permite la generación de energía con reducción de carga los primeros tres periodos de programación.

Estas ofertas complejas y sus condiciones permiten a las plantas adaptar sus ofertas a sus condiciones físicas y tienen especial importancia en la formación del precio final, ya que elevan el precio de casación de mercado con una diferencia considerable frente a las ofertas simples. La *figura 2.6* representa este hecho. La línea azul representa la curva de la demanda, la línea naranja la de la oferta simple y la roja la de oferta compleja.

10/01/2014 - Curvas agregadas de oferta y demanda - Hora: 12

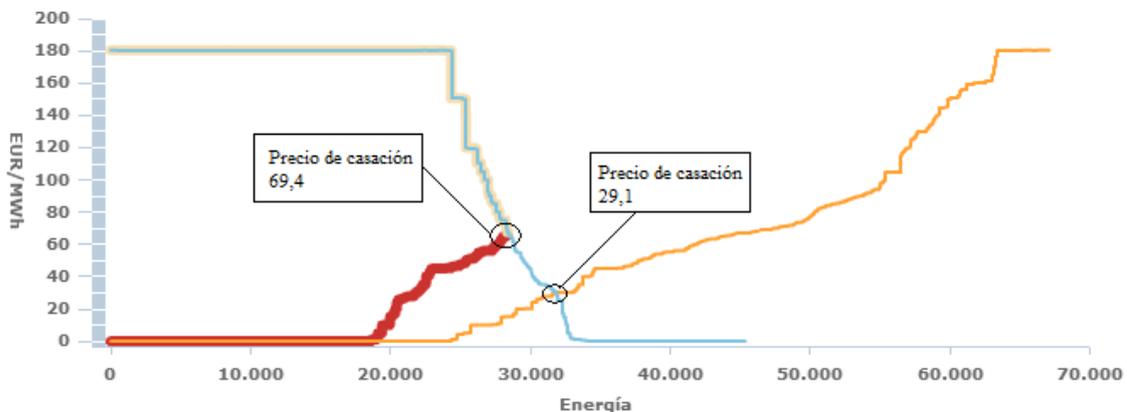


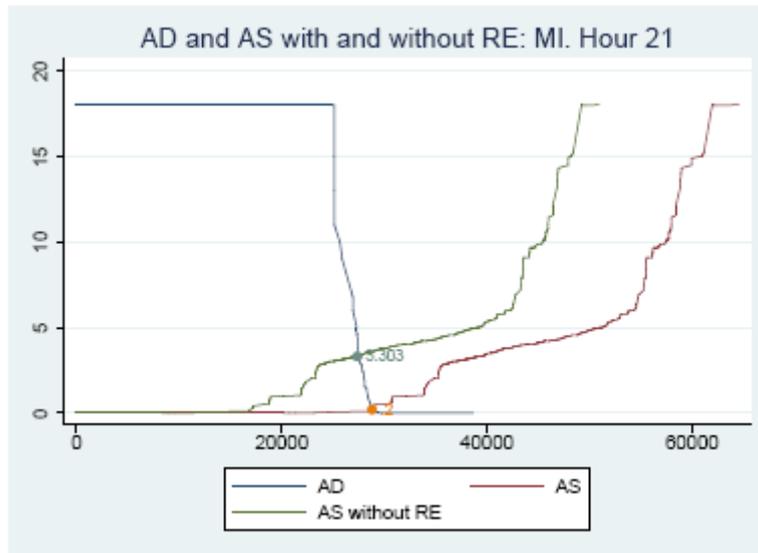
Figura 2.6: Curvas agregadas de oferta y demanda para el día 10 de enero de 2014 a las 12 horas.

Fuente: OMIE y elaboración propia.

Teniendo en cuenta las ofertas simples de la *figura 2.6* resultaría un precio de casación de 29,1€/MWh. Por otro lado, atendiendo a la curva de ofertas complejas, el precio de casación resultante es de 69,4€/MWh, aproximadamente un 2,4 veces mayor. Este efecto suele ser mayor en picos de precio debidos a la casación de CCTG (ciclo combinado de turbina de gas).

Se puede ver por tanto la importancia de estas ofertas complejas en la composición del precio final del mercado. La mayoría de modelos utilizados en la literatura citada simulan las curvas de oferta en función de ofertas simples y es una de sus más claras limitaciones. Teniendo en cuenta estas limitaciones la *figura 2.7* muestra dos escenarios de casación de

precios, uno que simula el funcionamiento normal de la curva de ofertas simples y otro donde se simula la misma situación pero sin la participación de agentes generadores en régimen especial, para el 10 de mayo de 2010.



*Figura 2.7: Simulación de las curvas agregadas de oferta y demanda con y sin renovables.*

*Fuente: MIBEL y Universidad del País Vasco.*

La aportación de las renovables al mercado reduce significativamente el precio pasando de 33€/MWh sin renovables a 2€/MWh.

Resultados afines se pueden ver en la tabla resumen de la *figura 2.8* desprendida del mismo análisis:

Period	All hours	On-peak (21h)	Off-peak (6h)	Mid-peak (13h)
Jan	-16.51***	-16.53***	-6.01***	-17.79***
Feb	-17.28***	-14.82***	-15.04***	-17.24***
Mar	-13.76***	-15.74***	-6.27***	-15.80***
Apr	-15.45***	-15.35***	-15.41***	-15.36***
May	-22.36***	-24.41***	-25.10***	-22.16***
Jun	-19.10***	-20.04***	-20.41***	-17.64***
Jul	-21.77***	-22.99***	-25.76***	-20.81***
Aug	-20.90***	-20.73***	-21.07***	-20.63***
Sep	-17.22***	-12.91***	-21.17***	-18.77***
Oct	-23.41***	-18.94***	-26.64***	-24.10***
Nov	-24.92***	-20.97***	-28.84***	-25.21***
Dec	-24.04***	-22.16***	-25.98***	-24.61***
<b>2010</b>	<b>-19.76***</b>	<b>-18.85***</b>	<b>-19.83***</b>	<b>-20.04***</b>

*Figura 2.8: Tabla mensual de las diferencias en precio de mercado entre una generación total (incluidas renovables) y generación sin régimen especial para el año 2010.*

Hay que aclarar que la tabla de la *figura 2.8* recoge los resultados de una simulación de tres escenarios distintos, a saber:

- Horas pico (On-peak en la tabla): Constituidas por cuatro horas al día. Desde las 18h hasta las 22h en invierno y desde las 11h hasta las 15h en verano.
- Horas fuera de pico (Off-peak): Constituidas por 8 horas al día. Desde las 0h hasta las 8h tanto en invierno como verano.
- Horas medio-pico (Mid-peak): Constituidas por doce horas al día. En los intervalos de [8,18] h y [22,0] h en invierno e intervalos de [8,11] h y [15,0] h en verano.

Pese a tratarse de un modelo con fuertes simplificaciones, el resultado negativo de todos los escenarios sirve de clara muestra del efecto reductor de las energías renovables en el precio del mercado eléctrico.

Con todo, incluyendo el estudio de los diferentes análisis, se puede concluir que el uso de energías renovables sí tiene un efecto reductor en el precio de mercado y mediante un sistema de FIT (se explicará en detalle en el capítulo 3) bien regulado y estudiado se puede obtener un equilibrio neto positivo entre el ahorro obtenido mediante las renovables y las primas otorgados a las mismas.

El presente proyecto se centra en el estudio de la energía eólica y sus costes por ello procede entender la contribución de la eólica al precio de mercado como punto a favor para esta tecnología ampliamente evolucionada en España.

## **CAPITULO 3. RETRIBUCIÓN AL RÉGIMEN ESPECIAL**

### ***3.1 MECANISMOS DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES***

---

Debido a los compromisos europeos y los objetivos de cumplir con los planes establecidos primeramente para 2010 y actualmente para 2020 mencionados en el capítulo 1, las energías renovables se han visto apoyadas por una serie de mecanismos. Existen cuatro sistemas de apoyo: Feed-in tariffs (FIT), sistema de cuotas o certificados verdes, tender procedures e incentivos fiscales o subvenciones a la inversión.

#### **3.1.1 FEED-IN TARIFFS (FIT)**

Es un mecanismo de apoyo en el que la energía que se produce de forma renovable es vendida a un precio fijo que está garantizado para un tiempo determinado. De esta forma la energía producida depende del nivel de apoyo.

Alemania es una de las precursoras de este mecanismo de tarifa regulada. La compensación percibida está basada en los costes de inversión y operación de cada planta y se va reduciendo para así lograr motivar una reducción de costes de acuerdo con el avance propio de la tecnología.

Los Mecanismo de apoyo de España y Dinamarca son muy similares y debido al gran desarrollo desde su aplicación en los distintos países de las tecnologías renovables son una referencia para el resto de Europa. Este éxito se ha contagiado a otros países, como Francia o Grecia, que han pasado a utilizar mecanismos similares.

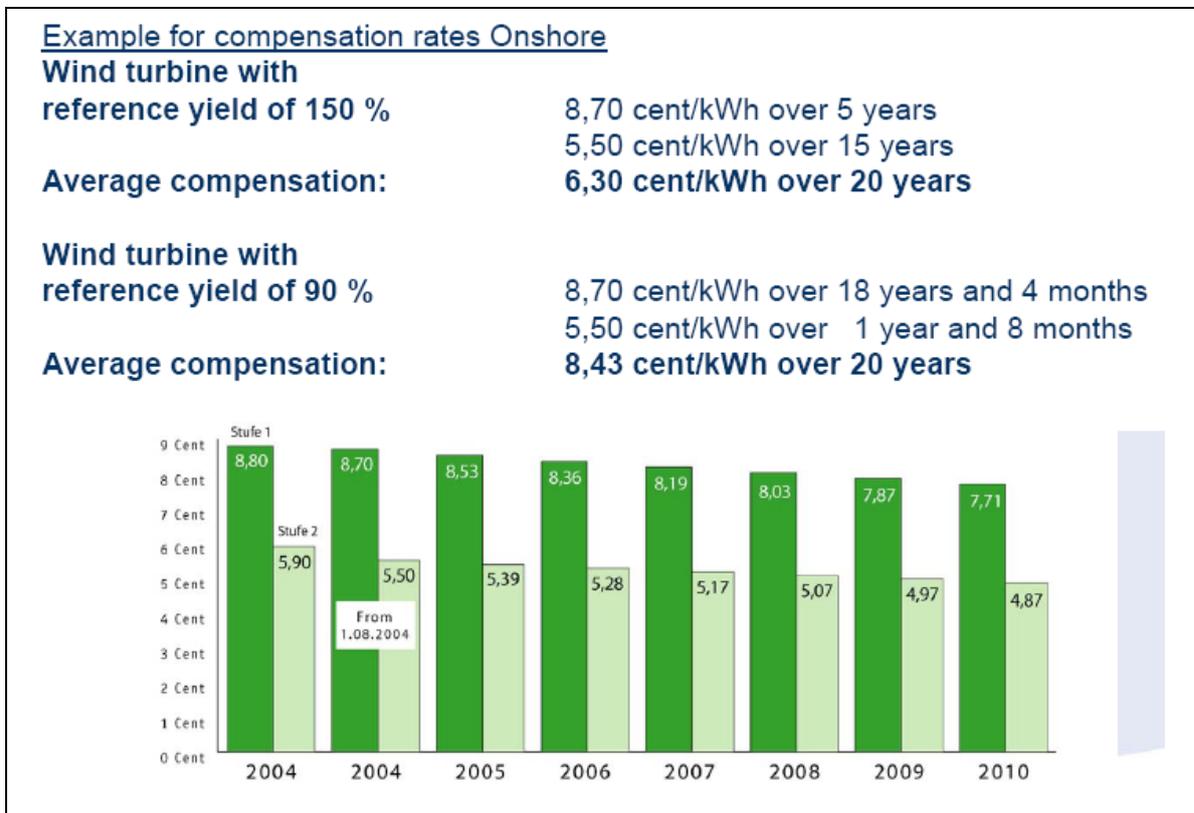
Dentro de la tarifa regulada para la eólica se distinguen dos opciones según la remuneración dependa de las condiciones de viento del parque o sea independiente. El primer caso es el utilizado en Alemania y Francia. Francia, por ejemplo, tiene una tarifa regulada para la eólica que puede variar entre 28 y 130€/MWh.

Según la orden vigente la tarifa será de 82€/MWh durante los primeros años y entre 28 y 82€/MWh durante los 5 siguientes dependiendo del número de horas de funcionamiento de los parques.

En el caso de Alemania también se percibe una tarifa regulada pero de la siguiente manera:

- 55€/MWh por generación.
- 32€/MWh de más durante los 5 primeros años de explotación.
- Este coste se puede prolongar en función de la producción de referencia aportada hasta 2,9 meses por punto porcentual que se recorte, se incluye la repotenciación.
- Las tarifas se reducen un 2% para cada año para nuevas instalaciones eólicas. Esta última modificada en 2009 a un 1%.

Un ejemplo de esta tarifa se puede ver en la *figura 3.1*



*Figura 3.1: Tarifa regulada alemana con datos numéricos de 2004.*

*Fuente: AEE.*

El segundo tipo de tarifa regulada es el utilizado en España donde la remuneración es independiente del viento. Se puede elegir entre recibir un precio fijo o ir al mercado y recibir el precio del mismo más una prima.

Este método se instauró para hacer posibles los objetivos del Plan Energético de Renovables (PER) de 2010 y se analizará con más detalle en las siguientes secciones.

### **3.1.2 SISTEMA DE CUOTAS O CERTIFICADOS VERDES**

Este mecanismo consiste en la definición de una cuota objetivo. La energía es vendida a precio de mercado y el beneficio se obtiene a través de la venta de certificados verdes cuyo precio depende de la cuota que se decide en el mercado. Es un sistema basado en cantidad, a diferencia del anterior que se basaba en el precio.

Este sistema es utilizado en Reino Unido (pionero en la creación de un mercado con cuotas), Italia y Suecia. En el caso de estos países también existen sistemas de incentivos fiscales y subvenciones.

Una vez fijada la cuota, el sistema no distingue entre energía de forma que para satisfacerla se puede optar por varias opciones:

- Generación mediante energías renovables.
- Compra de electricidad a otras plantas de energías renovables.
- Compra de certificados “tradeables”.
- Buyout: La obligación en su totalidad o parcialmente. El precio de dicho “buyout” está indexado.

### **3.1.3 TENDER PROCEDURES**

Al igual que el método anterior se trata de un sistema basado en la cantidad. El estado fija un objetivo que puede ser de potencia o de generación. Una vez fijado el objetivo, se produce una subasta en la cual los proyectos con menores costes de generación tienen la posibilidad de apoyo financiero mediante una tarifa fija durante un periodo de tiempo determinado. Es un sistema poco utilizado.

### **3.1.4 INCENTIVOS FISCALES O SUBVENCIONES A LA INVERSIÓN**

Ambos mecanismos están basados en el precio. Los incentivos fiscales consisten en la reducción o incluso exención de impuestos para la generación mediante energías renovables. Por su parte, las subvenciones suponen una reducción del coste de capital.

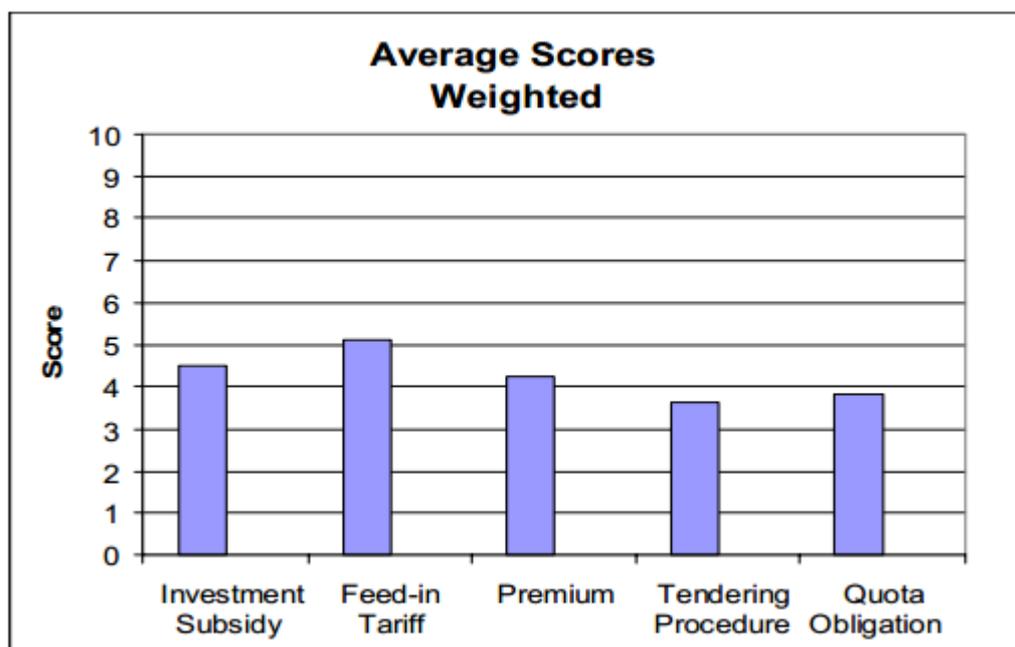
Un ejemplo es el CCL (Climate Change Levy) propio de Reino Unido, impuesto que afecta a todos los consumidores de energía no procedente de fuentes renovables, es decir, convencionales.

Para evitar pagar ese impuesto los consumidores de energía renovable firman un contrato con los suministradores donde se incluye una declaración de fuente renovable. Del mismo

modo, los suministrados acuerdan con los productores la existencia de una serie de certificados emitidos por la oficina de mercados correspondiente.

Cada país desarrolla un mecanismo o una mezcla de varios para conseguir sus correspondientes objetivos. A continuación se realiza una evaluación de los distintos mecanismos y sus resultados<sup>12</sup>.

A modo de balance de los distintos mecanismos la *figura 3.2* recoge una encuesta online para medir la preferencia, por parte de los *stakeholders* implicados, de los distintos sistemas descritos anteriormente para el proyecto de expansión de renovables desarrollado en Morthorst 2005.



*Figura 3.2: Preferencias de mecanismo de acuerdo con el proyecto de expansión RE-Xpansion Project (Morthorst 2005).*

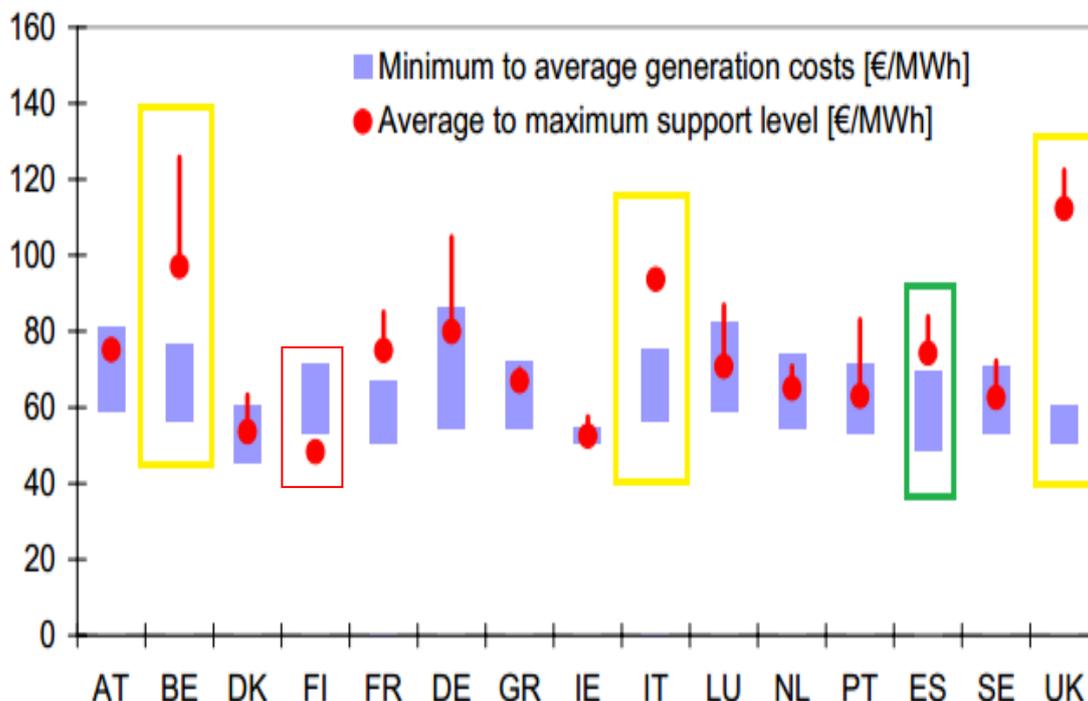
*Fuente: OPTRES 2007.*

Únicamente destacar que el sistema utilizado en España es el más recomendado. El análisis no es cuantitativo y presenta varias limitaciones pero a nivel ilustrativo es un punto a favor para el mecanismo de FIT.

<sup>12</sup>El análisis se realizará sobre informes del año 2007 debido a su mayor cercanía y detalle al momento de instalación de los distintos mecanismos.

Para evaluar la eficiencia de los distintos mecanismos por países se recurre a la diferencia entre la retribución que suponen las medidas de apoyo y el coste de generación de los distintos países.

Estos dos datos se muestran en la *figura 3.3*:



*Figura 3.3: Rango de precios del apoyo directo a la energía eólica para países de la unión europea en comparación a los costes de generación para 2005.*

*Fuente: OPTRES 2007 y elaboración propia.*

Los rectángulos azules de la figura corresponden al rango de costes medios de generación eólica y como puede verse, la diferencia entre los países no es muy acusada. Sí lo es, por el contrario, el rango de apoyo a la eólica.

Se han recuadrado en color amarillo los países que utilizan certificados verdes como mecanismo de apoyo (Reino Unido, Bélgica e Italia) y puede observarse cómo la diferencia de los valores es muy grande en comparación con el resto de países, como España o Alemania, que utilizan el mecanismo de FIT. Suecia, utilizando el mismo sistema no muestra un efecto tan acusado.

Se puede concluir, por tanto, que el sistema de FIT es más eficiente que el de certificados verdes y esto se debe a que el sistema de cuotas, pese a ajustarse en un mercado de certificados, requiere una fuerte intervención del regulador, restando eficiencia.

Pese a no estar incluidos todos los países en la figura pueden verse países que utilizan el modelo FIT como Alemania y Dinamarca con niveles muy parecidos de costes y apoyos (buena eficiencia) al igual que otros como España (marcado en verde) de peor eficiencia aunque en menor grado que los países recuadrados en amarillo.

Con respecto a la eficacia de los sistemas, es decir, la capacidad de incrementar la cuota de energía eólica se puede ver en la *figura 3.4*:

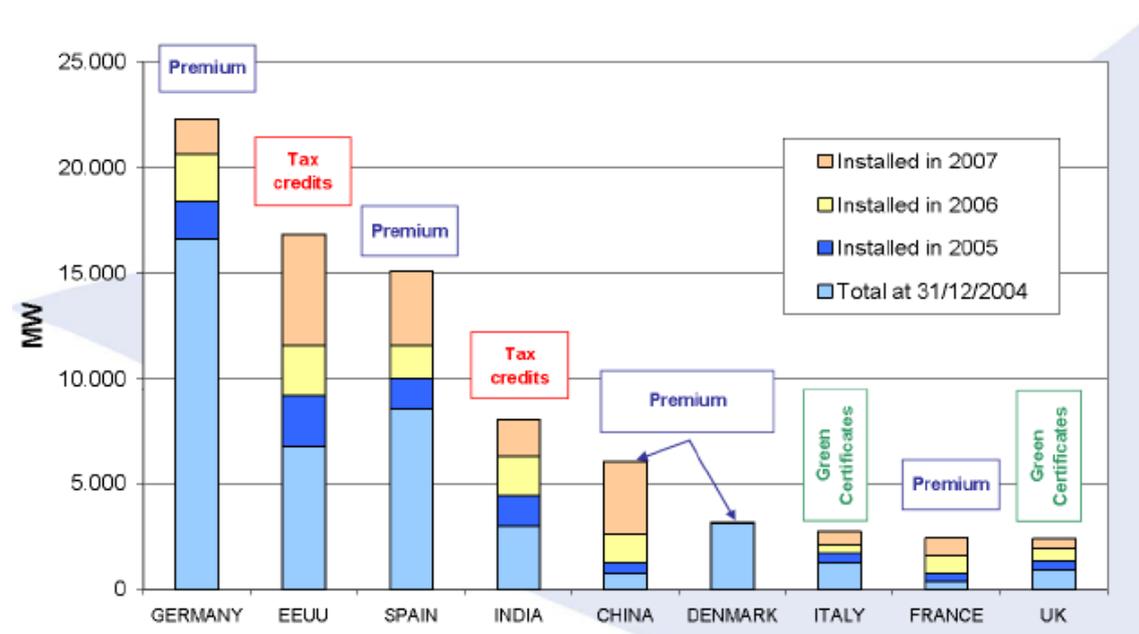


Figura 3.4: Capacidad eólica instalada en función del sistema de apoyo.

Fuente: EWEA, WWEA.

De nuevo se observa una clara mejoría por parte de los sistemas FIT también en el ámbito de la eficacia.

Del análisis de los distintos métodos y el estudio de su eficacia y eficiencia se puede concluir que el método de cuotas o certificados verdes implica un precio mayor, mayores expectativas de ingresos y por tanto un aumento en coste del sistema debido principalmente a la inflexibilidad del método para adaptarse a los cambios de mercado. De igual manera, el riesgo para los inversores es mayor, necesitando de una mayor remuneración para la atracción de inversores.

En relación al método de FIT se puede decir que es el más exitoso y permite un mayor nivel de inversión. No obstante no todos los países con este sistema han tenido un resultado satisfactorio; un ejemplo es Finlandia, señalado en rojo en la figura 3.3, con una eficiencia negativa (los apoyos no llegan al nivel de costes). Por esta razón pese a ser un sistema exitoso, debe establecerse cuidadosamente y con una revisión constante.

En el caso de la eólica en España este sistema favorece el desarrollo de la tecnología al estar habitualmente operando en el mercado y mejora los sistemas de previsión. Sin embargo y como contrapartida a este método, en mercados marginalistas (como es el caso de España) se debe establecer un precio techo para la prima al igual que se debe revisar paulatinamente en función de la evolución de la tecnología para evitar beneficios inesperados.

### ***3.2 EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO ESPAÑOL SOBRE EL RÉGIMEN ESPECIAL CON APLICACIÓN A LA EÓLICA.***

---

En este apartado se realiza un estudio y descripción de las medidas regulatorias en España que afectan al régimen especial y en concreto a la energía eólica. La fecha de comienzo de estudio es 1997, el año de la liberación del mercado eléctrico.

Como se explicaba en el capítulo 1 el desarrollo y apoyo a tecnologías renovables viene determinado por los objetivos de reducir la fuerte dependencia energética del país al igual que cumplir con las pautas a las que se comprometió España con la firma del protocolo de Kyoto. Las medidas regulatorias que se han ido sucediendo tras la aprobación de la Ley 54/1997 son:

- Real Decreto 2818/1998: Su elaboración fue consecuencia directa de la liberalización del mercado eléctrico ya que se requería una adaptación de las energías renovables a las nuevas “reglas de juego”.

Se buscaba la creación de un marco favorable y no discriminatorio para la libre competencia, incentivando aquellas tecnologías más eficientes, eficaces, que favorecieran la reducción del consumo y protegieran el medio ambiente.

Una de las modificaciones clave fue el límite de capacidad máxima para las instalaciones que quieran acogerse a este régimen. Dicho límite se situó en 50MW.

Se realizaron una serie de modificaciones relacionadas con la clasificación de algunos grupos. Se incluyó el requisito necesario en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial para la percepción de la prima. Existiendo dos fases de inscripción para buscar un buen seguimiento del régimen especial y asegurar que se cumplen las condiciones.

Las energías solares, eólicas, geotérmicas, de mareas e hidráulicas de menos de 50MW podrían verter la totalidad de su producción a la red (el resto de tecnologías acogidas al régimen especial sólo los excedentes) estando las empresas distribuidoras obligadas a adquirir esa producción siempre y cuando dicha generación pueda ser absorbida por la red.

Esta medida fue un claro incentivo a la entrada en el mercado de la eólica ya que las instalaciones podrían vender la energía vertida a la red en el mercado o recurrir a contratos bilaterales físicos.

Los que decidieron ir al mercado de producción de energía eléctrica recibieron primas únicamente por la energía casada. El resto de modificaciones no tuvieron implicaciones sobre la eólica. Económicamente este Real Decreto necesitaba de la separación clara entre régimen especial y ordinario.

La retribución otorgada no tenía límite temporal<sup>13</sup> y respondía a la siguiente ecuación:

$$R = P_m + Pr + RE$$

*Ecuación 3.1: Retribución al régimen especial según RD 2818/1998*

Donde

{	R = Retribución en pesetas/KWh
	$P_m$ = Precio medio del mercado en cada hora
	Pr =Prima
	ER = Complemento por energía reactiva

Para las instalaciones eólicas la prima obtenida era independiente de la potencia instalada y variaba alrededor de las 5 pesetas/KWh.

A modo de comparación, la solar recibía primas de hasta 60 pesetas/KWh. Recordar que siempre estaba presente la otra opción de no aplicar las primas y recibir para todas las horas un precio establecido según la tecnología.

---

<sup>13</sup>Se consideraba que por sus características especiales y nivel tecnológico y por tanto mayor coste, no serían competitivas.

- Real Decreto 841/2002: Surgió tras la aprobación del Real Decreto Ley 6/2000 donde se disponen medidas para fomentar la competencia y su necesario desarrollo en el campo del régimen especial.

Puesto que su objetivo era incentivar la participación en el mercado de las tecnologías acogidas en el RD 2818/1998, el nuevo Real Decreto (RD) era de aplicación para todas las unidades ya mencionadas en el anterior RD.

El cambio significativo que suponía este Real Decreto tenía que ver con la energía solar, ya que se distinguirían dos grupos dentro de la misma: solar fotovoltaica y solar térmica, con distintas primas para cada una de ellas.

Económicamente, buscaba incentivar la participación del mercado pero no obligando a ello, establecía una ampliación de la retribución además de las primas establecidas en el anterior Real Decreto como son el precio de casación en mercados diarios e intradiarios, la retribución por prestación de servicios en el sistema (restricciones técnicas, desvíos de generación y consumo y servicios complementarios) y la retribución por garantía de potencia. Se buscaba también una mejor predicción de la energía a mercado debido a la más fuerte penalización por desvíos.

- Real Decreto 436/2004: En este nuevo RD los principales cambios venían en la clasificación de los grupos y sus distintos subgrupos. En concreto, la energía eólica distingue entre dos tipos: la eólica terrestre y la eólica marina, teniendo las dos los mismos incentivos.

Para acogerse a este Real Decreto las centrales debían inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial al igual que en los anteriores decretos.

Se introduce la obligatoriedad de comunicar a la distribuidora la previsión de su producción de energía eléctrica en todos los períodos de programación para todas las instalaciones con una potencia superior a 10MW.

En el aspecto económico, debido a la buena predisposición en España para el desarrollo de renovables, se buscaba mayor fomento a las inversiones en instalaciones renovables en un marco económicamente estable para la

consecución del objetivo de cubrir al menos un 12% de la energía eléctrica total mediante fuentes renovables según el PER para 2010.

Este decreto establecía dos opciones para el titular de la instalación suscrita:

- Venta de producción o de excedentes de energía eléctrica a la distribuidora recibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada para todos los períodos de programación.

La retribución mencionada se establecía como porcentaje de la tarifa eléctrica media o tarifa de referencia.

Para la eólica este porcentaje variaba entre el 90 y el 80%, por ejemplo, para instalaciones de no más de 5 MW, 90% durante los 15 primeros años desde su puesta en marcha y 80% a partir de entonces.

De nuevo, y de forma comparativa, el porcentaje correspondiente a la solar alcanzaba valores superiores al 300%. La tarifa regulada se facturaría y liquidaría a la distribuidora.

- Venta de su producción o excedentes de energía eléctrica en el mercado diario, a plazo o mediante un contrato bilateral. La retribución vendría dada por el precio de mercado al que se suman un incentivo por participación en el mismo y una prima también calculada como un porcentaje de la tarifa de referencia. En el caso de la eólica un 10% de incentivo y un 40% de prima.

Otra novedad introducida en este decreto fue la fijación de un límite de potencia por tecnología como objetivo a partir del cual se revisarían las tarifas, incentivos y primas expresadas en el propio artículo. En el caso de la eólica, la cifra eran 13.000 MW.

Todas las medidas trataban de incentivar la participación en el mercado ya que pese a percibir una ayuda razonable en sus inversiones la entrada en mercado suponía la mejora de eficiencia en la imputación de los costes del sistema.

Como se mencionaba con anterioridad y en la línea de incentivación descrita, todas las instalaciones de más de 10 MW debían comunicar una previsión a la distribuidora y además debían soportar el coste de desvío (un 20% de desvío permitido para la eólica).

- Real Decreto 661/2007: Surge con el objetivo principal de impulsar la cogeneración entendida como medida clave de ahorro y eficiencia energética para el país y para el cumplimiento del protocolo de Kyoto.

Establece una novedad relativa a la inscripción de una instalación en el régimen especial ya que requiere que ésta tenga los pertinentes permisos de acceso y conexiones a las redes tanto de transporte como de distribución. Se permite en este decreto la hibridación.

Motivado por el crecimiento y desarrollo de la energía eólica se introdujeron cambios de índole técnica para garantizar la seguridad de suministro y minimizar las restricciones a esta tecnología. Estos cambios exigieron a los parques eólicos ser capaces de mantenerse conectados ante huecos de tensión. Dichos parques recibirían un complemento durante cinco años.

La razón de esta última medida instalada era el crecimiento del potencial eólico y su mayor actuación en la red, que supone que la pérdida ante un hueco de tensión de, por ejemplo, 200 MW sea significativa.

La normativa también obligaba a las instalaciones con potencia superior a los 10 MW (de régimen especial) a estar adscritas a un centro de control de generación (interlocutor con el operador del sistema) y a incurrir de manera propia en los costes derivados del mismo.

En el aspecto económico el RD 661/2007 sigue las líneas de la anterior normativa incentivando la participación en el mercado a través de bien una tarifa regulada o bien de la venta de su producción en el mercado diario, mercado a plazo o contratos bilaterales.

Como novedad frente al decreto anterior se eliminaba el incentivo de participación en el mercado, recibiendo por tanto una retribución igual al precio acordado más una prima.

Para el caso de la eólica (y también otras tecnologías) se añadió otra variación que se conoce como “cap and floor”. El término hace referencia a creación de unos

límites para la suma del precio de mercado más prima resultando en una prima variable en función del precio cada hora.

Con el “cap and floor” se consigue eliminar la prima cuando el precio de mercado es alto, mejorando la eficiencia del sistema y garantizando la rentabilidad al igual que se aumenta la prima cuando el precio de mercado resulta muy bajo, protegiendo al promotor.

Al igual que en la anterior normativa, las instalaciones acogidas al régimen especial recibirían un complemento por reactiva. Sin embargo, el RD 661/2007 para instalaciones de potencia superior o igual a 10 MW obliga a cumplir con las pautas indicadas por el operador del sistema para modificar el valor mantenido de forma temporal, recibiendo en ese caso la máxima compensación pero a riesgo de recibir también la máxima penalización si hubiese un incumplimiento de las órdenes.

Para las instalaciones que decidían ofertar en el mercado se permitía la opción de renunciar a este complemento participando en el sistema de control vigente por el que se comprometían a suministrar un nivel de energía reactiva mínimo sin recibir retribución.

Destacar la inclusión de un incentivo a la eficiencia pero que no tiene repercusión en la eólica. La tarifa percibida se puede ver en la *figura 3.5* donde se ha señalado la tarifa percibida por la energía eólica que se corresponde con el subgrupo b.2.1 del la normativa mencionada.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

*Retribución a la eólica*

22862

Sábado 26 mayo 2007

BOE núm. 126

Tabla 3

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
	10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764				
		a partir de entonces	18,3811				
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498	20,3200		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
			a partir de entonces	6,1200	0,0000		
b.3			primeros 20 años	6,8900	3,8444		
			a partir de entonces	6,5100	3,0600		
b.4			primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200
			a partir de entonces	7,0200	1,3444		
b.5			primeros 25 años	*	2,1044	8,0000	6,1200
			a partir de entonces	**	1,3444		
b.6.1	P≤2 MW		primeros 15 años	15,8890	11,5294	16,6300	15,4100
			a partir de entonces	11,7931	0,0000		
	2 MW ≤ P		primeros 15 años	14,6590	10,0964	15,0900	14,2700
			a partir de entonces	12,3470	0,0000		

Figura 3.5: Tarifas percibidas por grupos acogidos al régimen especial, subgrupo b, según el artículo 36 del RD 661/2007. Fuente: BOE.

Las tarifas se actualizaron anualmente tomando como referencia el índice nacional de precios del consumo menos 0,25 hasta 31 de diciembre de 2012 y menos 0,5 a partir de entonces.

Como cambio significativo en el método de liquidación se sustituyó a las distribuidoras y pasaron a liquidarse tarifas reguladas, primas y complementos con la comisión nacional de la energía (CNE).

Se eliminó el carácter retroactivo buscando la estabilidad del sector y seguridad para la instalación productora (jurídica). Instalaciones con puesta en funcionamiento hasta el 1 de 2008 pudieron acogerse a la tarifa regulada de la normativa anterior durante toda su vida útil. La participación en mercado pudo mantener la retribución anterior hasta el 31 de diciembre de 2012. Acogerse a esta normativa fue voluntario.

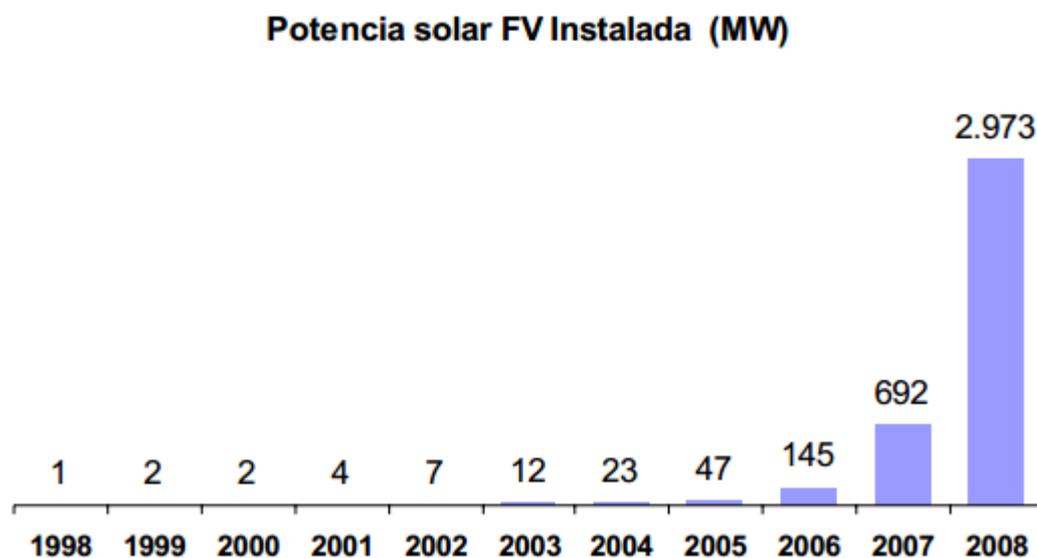
En el año 2007 y debido a la bajada de precios la mayoría de instalaciones se acogieron a esta normativa para proteger sus ingresos. En función del PER 2005-2010 se estableció un máximo de potencia en 20.155 MW. Cuando se alcanzó el 85% de esta cuota se estableció un plazo máximo de acogida para nuevas instalaciones. El pago de desvíos corrió a cargo de la instalación.

A pesar de las modificaciones que se mencionan en los siguientes decretos esta normativa ha estado vigente hasta el 14 de julio de 2013 y es la que se ha utilizado para el cálculo de las retribuciones de los parques eólicos hasta el último año.

- Real Decreto 1578/2008: Se introduce como consecuencia al régimen establecido por el RD 661/2007 para la energía fotovoltaica que resultó tan favorable para los inversores que se produjo una masiva instalación de este tipo de tecnología superándose los objetivos de 2016 en 2008.

La fecha límite para aplicar esta normativa y por tanto no poder acogerse a la anterior se estableció en 29 de septiembre de 2008. Esta normativa no tiene efecto sobre la eólica pero sirve para evaluar el grandísimo efecto que tiene la ley sobre el mercado y visualizar el cuidado que se debe mostrar en las medidas.

La *figura 3.6* ilustra este fenómeno conocido como “burbuja fotovoltaica” instalándose aproximadamente 2500 MW cuando solo dos años atrás no superaba los 150 MW.



*Figura 3.6: Evolución de la potencia solar fotovoltaica.*

*Fuente: CNE.*

- Real Decreto Ley 6/2009: Surge por la mayor preocupación por la situación de déficit tarifario que atenta directamente contra los objetivos de la liberalización del mercado de mayor eficiencia y reducción de los precios de mercado.

En lo relativo al régimen especial y la eólica, debido a su incidencia en el mencionado déficit, se toman medidas para la retribución.

La tendencia de las tecnologías aumenta el riesgo del sistema de manera económica en la tarifa eléctrica, comprometiendo la viabilidad económica de los parques ya instalados.

Las medidas de urgencia que se buscan son la seguridad de los inversores y la creación de un régimen económico que cumplan con unos objetivos de potencia a un coste razonable y evolución tecnológica que favorezca un descenso gradual de los costes aumentando su competitividad en el mercado.

Se crea para ello el Registro de pre-asignación de retribución para así conocer el volumen de potencia de las instalaciones al igual que su impacto en los costes de tarifa. Se cuenta con un régimen transitorio para su aplicación.

- Real Decreto 1565/2010: Siguiendo el desarrollo propio de los distintos reales decretos hasta la fecha, trata de facilitar el crecimiento del régimen especial garantizando un buen funcionamiento del sistema.

Se realizan varias modificaciones con respecto al RD 661/2007 y a continuación se señalan las que afectan a la energía eólica.

Las instalaciones que quieran acogerse al régimen especial deben estar constituidas por equipos principales nuevos y sin uso previo. Se permite la modificación sustancial de instalaciones preexistentes, concediendo una nueva fecha de puesta en servicio.

La consideración de modificación sustancial, a efectos del régimen económico previsto en la propia normativa, se considera si se sustituyen como mínimo el generador y las palas, obteniendo unas turbinas más eficientes y de mayor o igual potencia unitaria a la instalación sin modificar. Los equipos de sustitución han de ser nuevos.

Si se cumplen las condiciones las instalaciones acogidas al régimen especial se clasificarán de nuevo en un grupo y subgrupo y actuarán conforme al régimen vigente.

Las instalaciones que agrupadas (siendo del mismo subgrupo) y cuya suma de potencia sea mayor de 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación con las mismas implicaciones explicadas en el Real Decreto 661/2007.

La agrupación se define como un conjunto de instalaciones que se conectan en un mismo punto de red de distribución o transporte o tengan transformador o línea de evacuación común.

Las instalaciones eólicas con potencia superior a 2 MW están obligadas al cumplir con lo establecido en el procedimiento de operación 12.3, que es la respuesta ante huecos de tensión, para poder percibir la tarifa. En caso de que sea tarifa regulada, se recibirá únicamente el precio de mercado.

Los parques deben contar, como requisito previo al vertido de energía en la red, con los equipos de medida necesarios que permitan su liquidación, facturación y control según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Con respecto a la energía reactiva y el mantenimiento de un factor de potencia, se recibirá una penalización o compensación como porcentaje del valor de 8,2954 c€/kWh. Se establece un rango de factores de potencia entre los valores de 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo pudiendo ser modificado anualmente y variable en función de las zonas geográficas.

Se añade una retribución para la eólica experimental buscando el apoyo en I+D+i recogida de forma detallada en la disposición segunda del analizado documento.

- Real Decreto Ley 14/2010: De nuevo surge ante la alarmante situación del déficit de tarifa y sus objetivos para atajarlos.

Establece, a partir de 2013, la suficiencia de los peajes de acceso para que satisfagan los costes de las actividades reguladas, eliminando la posibilidad de aparición de déficit tarifario.

En esta línea se requiere una contribución, por parte del régimen especial, para disminuir los sobrecostes del sistema. Dicha contribución debe ser proporcional a

las características tecnológicas, a la participación en la generación de sobrecostes y al margen existente en la retribución.

Los peajes de acceso a las redes por parte de los productores de energía eólica se regularán reglamentariamente dependiendo de su aporte a las redes.

- Real Decreto Ley 1/2012: Los objetivos de potencia instalada establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 han sido superados y con creces, pero a la vez se ha alimentado el desequilibrio entre las primas y los costes de producción contribuyendo al aumento del déficit tarifario.

Debido a una serie de circunstancias como la caída de la demanda en 2010 y la mayor participación de las fuentes renovables por las condiciones climatológicas se volvieron a descuadrar las presiones no consiguiendo detener la aparición de déficit, objetivo clave del RD 6/2009.

Posteriormente, continuó con el mismo objetivo el Real Decreto-Ley 14/2010 pero las medidas no fueron suficientes para atajar el déficit.

En este contexto, donde el déficit supone una clara barrera para el desarrollo del régimen especial al igual que el holgado margen para satisfacer las condiciones del PER 2020 y la capacidad de la que se disponía para abastecer la demanda según la potencia instalada, surge el analizado Decreto-ley.

Todo lo anterior unido a la compleja situación económica favoreció la decisión de suprimir los incentivos para la construcción de instalaciones del régimen especial.

Teniendo por objeto (en relación a la eólica) la supresión de los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y la suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado.

El ámbito de aplicación del Decreto-ley se recoge del propio decreto y las implicaciones para las instalaciones eólicas son:

1. El presente decreto ley será de aplicación a las siguientes instalaciones:
  - a) Aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del presente Real Decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1

del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

b) Aquellas instalaciones de régimen especial de tecnología fotovoltaica que a la fecha de entrada en vigor del presente Real Decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

2. El presente Real Decreto-ley no será de aplicación a las instalaciones de régimen especial que hubieran presentado solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, cuando el correspondiente plazo de resolución, en virtud de lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 42 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, hubiera ya vencido a la fecha de su entrada en vigor.

3. Supresión de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones.

*1. Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente Real Decreto-ley.*

*2. Se suprimen el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva, regulados en los artículos 28 y 29, respectivamente, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente Real Decreto-ley.*

*3. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 1 y 2 de este artículo, el Gobierno podrá establecer reglamentariamente regímenes económicos específicos para determinadas instalaciones de régimen especial, así como el derecho a la percepción de un régimen económico específico y, en su caso, determinadas obligaciones y derechos de los regulados en los apartados 1 y 2 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 23 de noviembre, del Sector Eléctrico, para aquellas instalaciones de*

*producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW.*

*Para la determinación de los regímenes económicos específicos se podrá tener en cuenta la potencia instalada, el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, la producción de calor útil económicamente justificable y los costes de inversión y de operación, el tipo de energía primaria empleada, teniendo en cuenta unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.*

- Real Decreto-Ley 2/2013: De medidas urgentes para el sistema eléctrico y el sector financiero.

Sigue buscando corregir el desajuste producido entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos de los precios regulados, intentando no producir más carga para el consumidor.

La modificación clara con afección a la eólica es la modificación del índice de actualización de los costes de ejecución. Ésta modificación consiste en sustituir la anterior referencia del Índice de Precios de Consumo (IPC), para actualizar las retribuciones de tarifas y primas, por la referencia al Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC-IC subyacente).

Se busca, por tanto, una referencia más estable que no incluya la volatilidad de precios de los alimentos no elaborados ni de combustibles de uso doméstico. Para ilustrar este cambio se incluyen las *figuras 3.7 y 3.8*:

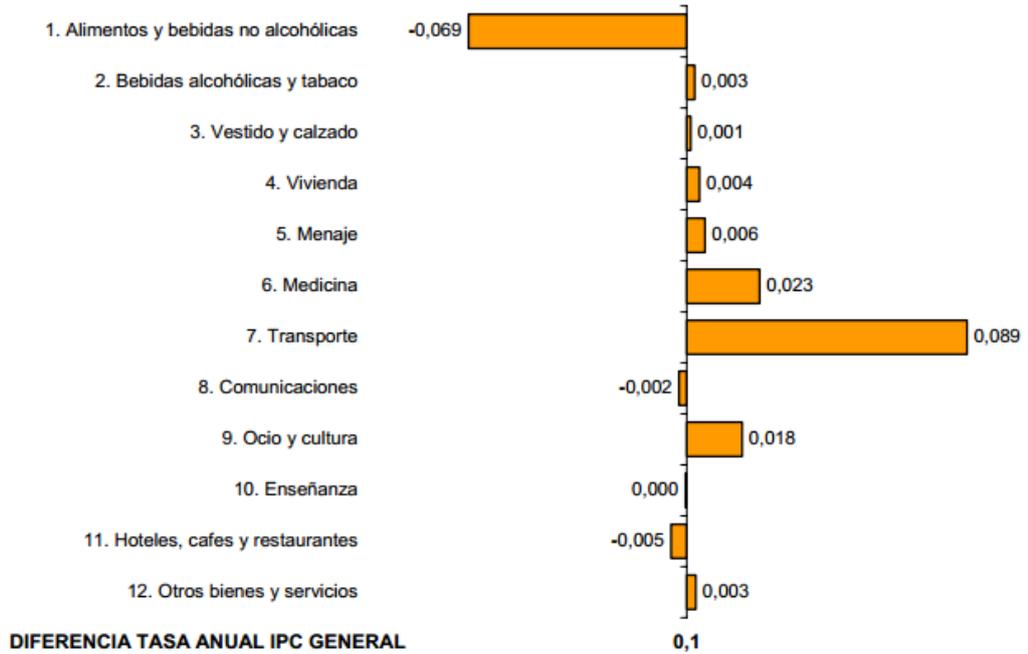


Figura 3.7: Influencia de los distintos grupos en la tasa anual del IPC en 2013.

Fuente: Instituto Nacional de estadística.

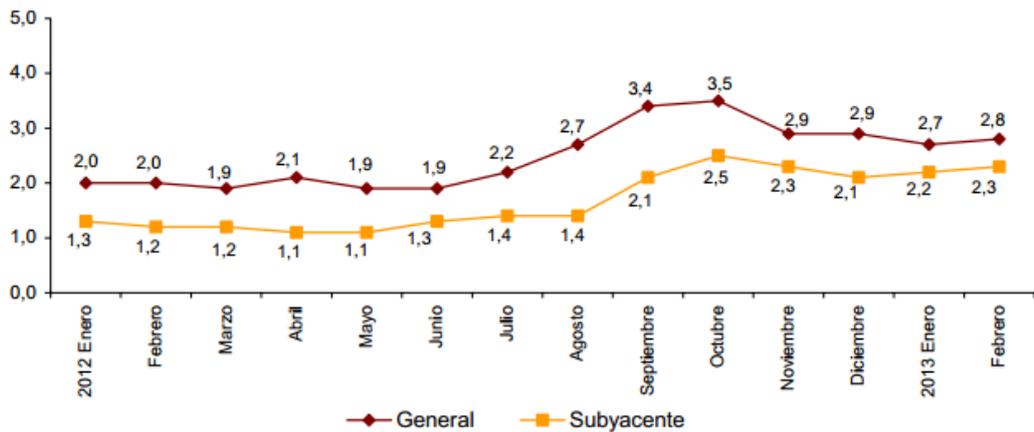


Figura 3.8: Evolución anual del IPC tanto general como subyacente.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

Puede verse cómo la tasa anual subyacente se sitúa en un 2,3% en Febrero, es decir, 0,5 décimas inferior al IPC general. En el conjunto total del estudio el índice IPC-IC subyacente es 0,814 décimas inferior al IPC.

El RD-Ley 2/2003 supone una modificación del RD 661/2007 de regulación de la actividad de producción en régimen especial, buscando garantizar una rentabilidad razonable para las instalaciones acogidas a dicho régimen y evitar al mismo tiempo una sobre retribución.

Las opciones de venta de energía producida por instalaciones de régimen especial son: el vertido de electricidad al sistema recibiendo una tarifa regulada o la venta de electricidad en el mercado de producción sin complemento de prima.

En lo relativo a la retribución de la eólica se modifica la tabla de la figura 3.5, pasando a tener un valor de 0 c€/KWh la prima de referencia y suprimiéndose los límites superior e inferior.

A partir de este decreto ley y del estudio de las medidas adoptadas se elabora la Orden IET/201/2013 en la que se establecen los peajes de acceso y las tarifas y primas al régimen especial.

Debido a la estabilidad de las medidas se mantuvieron los precios de peajes de acceso asumiendo que los ingresos serían suficientes para cubrir los costes pero una serie de circunstancias producidas en el primer semestre de 2013 han producido nuevos desajustes.

- Real Decreto-Ley 9/2013: Motivado por la aparición de desajustes por circunstancias atípicas ocurridas en el primer semestre de 2013.

Este Real Decreto-ley supone, con carácter urgente, una serie de medidas equilibradas y de amplio alcance para garantizar estabilidad financiera y seguridad de suministro que afectan a todas las actividades del sector eléctrico. Se muestra a continuación la modificación dos que modifica el artículo 30.4 de la Ley 54/199:

*“Adicionalmente y en los términos que reglamentariamente por Real Decreto del Consejo de Ministros se determine, a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía 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 dicha instalación tipo.*

*Para el cálculo de dicha retribución específica 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:*

- a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.*
- b) Los costes estándar de explotación.*
- c) El valor estándar de la inversión inicial.*

*A estos efectos, en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español. Del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.*

*Como consecuencia de las singulares características de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, podrán definirse excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de ellos.*

*Este régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que posibiliten obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. No obstante lo anterior, excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas insulares y extrapeninsulares.”*

Tras la evolución de las distintas medidas estudiadas, y atendiendo a las medidas adoptadas por los distintos reales decretos la nueva normativa que regula el marco general de la actividad es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

De interés para este proyecto son los sistemas retributivos ya que serán un factor clave en la determinación de rentabilidad y competitividad de la energía eólica “onshore” que se estudiará en el capítulo 4.

Se determinará a continuación la retribución que se obtendría para parques eólicos acogidos al RD 661/2007 y la que se obtendría para los acogidos al RD 9/2014.

### 3.3 ESTUDIO DE LAS TARIFAS APORTADAS A LA ENERGÍA EÓLICA

A partir de los diferentes reales decretos y sus aplicaciones se estudiará a continuación la retribución aportada por las diferentes opciones para luego ser incluida en los modelos desarrollados en el capítulo 4.

El estudio se realiza para el año 2012 ya que es en el mismo año en que se producen cambios sustanciales que afectan a numerosas instalaciones acogidas al RD 661/2007.

La *figura 3.9* recoge los principales parámetros para el cálculo de la retribución según el RD 661/2007:

Unidades: €/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tarifa regulada	73,228	75,681	78,183	77,471	79,084	81,270	81,247
Tarifa regulada a partir del año 21	61,200	63,250	65,341	64,746	66,094	67,921	67,902
Prima de referencia	29,291	30,272	31,273	30,988	31,633	32,508	0
Prima de referencia reducida (Artículo 5 RD 1614/2010)					20,142	20,142	
Límite superior	84,944	87,790	90,692	89,866	91,737	94,272	-
Límite inferior	71,275	73,663	76,098	75,405	76,975	79,102	-
IPC		3,60%	3,56%	-0,66%	2,33%	3,014%	
IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos							0,472%
Factor X		0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,5%
	RD 661/2007	Orden ITC 3860/2007, de 28 de diciembre	Orden ITC 3801/2008, de 26 de diciembre	Orden ITC 3519/2009, de 28 de diciembre	Orden ITC 3353/2010, de 28 de diciembre	Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre	Orden IET/221/2013, de 14 de febrero

*Figura 3.9: Parámetros de influencia en el cálculo de la retribución según el Real Decreto 661/2007 entre los años 2007 y 2013.*

*Fuente: BOE y AEE.*

Se incluyen en la figura la fecha de aplicación de las distintas normativas. La tarifa regulada se ajusta en función del IPC – 0,25% hasta 2013. En 2013 el IPC se sustituye por el IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos al igual que desaparecen los límites superior e inferior y la prima de referencia. Estas últimas medidas de 2013 son consecuencia de la Orden IET/221/2013 de 14 de febrero.

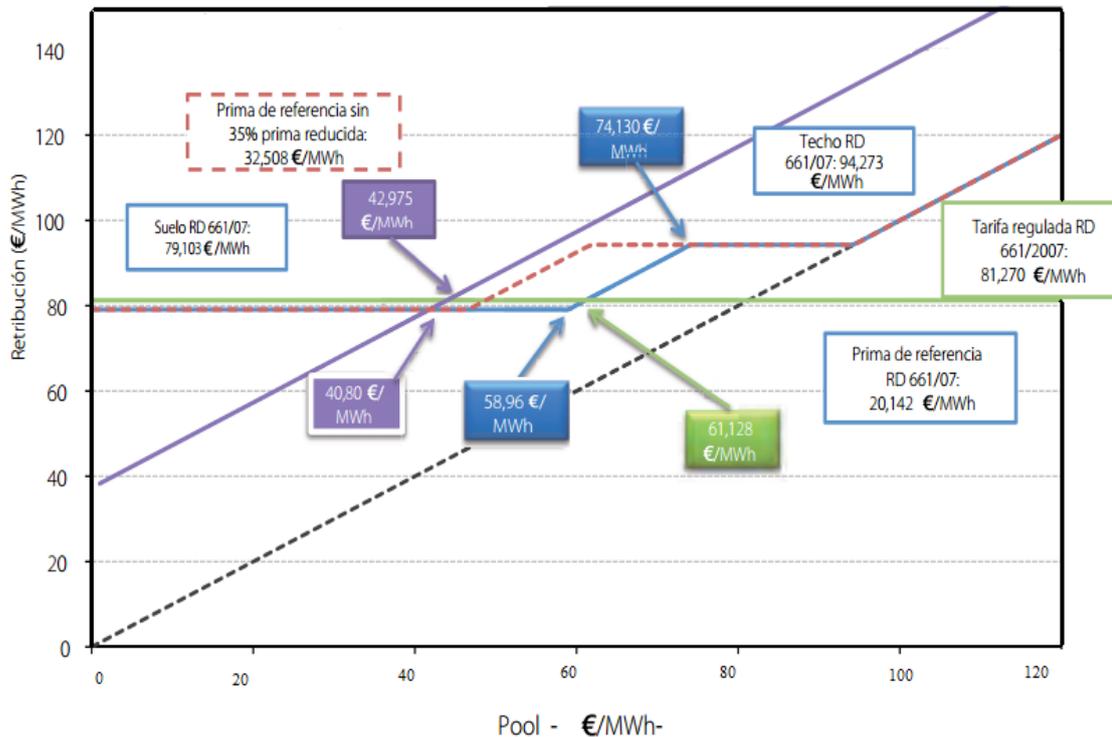
Tras la entrada en vigor del RD 661/2007 las instalaciones de generación eólica con puesta en marcha antes del 1 de enero de 2009 podían elegir entre la opción de tarifa regulada del RD 436/2004 pero sin poder modificarla hasta el final de su vida útil o la opción de mercado más prima del mismo Real Decreto.

Esta última opción tenía carácter transitorio hasta diciembre de 2012, fecha a partir de la cual deberían acogerse a una de las dos opciones presentadas en el RD 661/2007.

Para evaluar los tipos de retribución de forma más exacta se ha de ponderar el precio medio aritmético de mercado para obtener el precio medio para la energía eólica.

Según fuentes de la asociación eólica española (AEE) el precio medio ponderado para la energía eólica es aproximadamente un 8% inferior. Teniendo en 2012 un precio medio de 47,23 €/MWh el precio ponderado por la eólica sería de 43,88 €/MWh.

La figura 3.10 muestra las distintas opciones de retribución en función del precio del pool:



*Figura 3.10: Retribución en función del precio de mercado para el año 2012.  
Fuente: AEE.*

La línea verde horizontal es la correspondiente a la tarifa regulada del ED 661/2007, con un valor de 81,27 €/MWh.

Por otro lado, las líneas azul y roja punteada representan ambas la opción de precio de mercado más primas del RD 661/2007 con la diferencia de que la azul incluye una reducción de prima del 35% según lo establecido en la orden ITC 3353/2010 de 28 de diciembre.

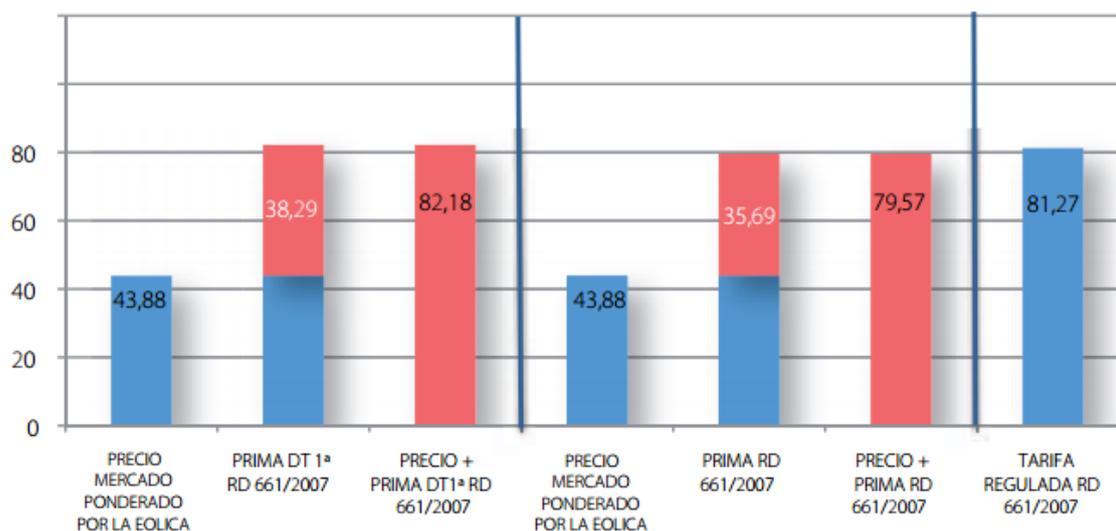
Por último, la línea morada representa la opción de retribución de pool más prima del RD 436/2004 de carácter transitorio hasta el 31 de diciembre de 2012.

Como puede observarse en la figura, a partir de un precio superior a 42,92 €/MWh la mejor opción es la línea morada, esto significa que para el precio de 43,88 €/MWh calculado anteriormente la mejor opción sería la de prima más pool del RD 436/2004.

Sin embargo, como ya se ha explicado, se trata de una disposición transitoria y necesariamente se tendrá que elegir una opción alternativa.

Antes de la reducción del 35% de la prima del RD 661/2007, puede haber discusión entre la tarifa regulada o la opción de mercado, pero ante la reducción de las primas, la opción de mercado queda desbancada hasta precios superiores a 61,128 €/MWh.

La mayoría de instalaciones escogieron la opción de mercado más prima del RD 436/2004. Sin embargo, ésta opción presenta el inconveniente de obtener una retribución más baja ante precios por debajo de 40,8 €/MWh y así sucedió en los años 2007 y 2008 según fuentes de la comisión nacional de la energía (CNE). No obstante, la opción resultó ser mejor durante el año 2012 como puede verse en la *figura 3.11*:



*Figura 3.11: Retribución en función de las opciones vigentes en 2012.*

Fuente: AEE.

Puede verse cómo la opción de mercado fue la mejor aunque la diferencia entre todos los métodos no es descompensada, lo cual es un punto a favor del equilibrio de las medidas de tarifa.

A partir de 2013 según la ley 24/2013 se establece un nuevo método de financiación en el que se elimina el concepto de prima<sup>14</sup>.

La nueva legislación establece dos complementos a añadir al precio de mercado o pool: complemento a la operación y complemento a la inversión.

<sup>14</sup> La medida de eliminación de primas se toma en 2012 como método de urgencia para atajar el déficit de tarifa. No incluye, no obstante, un método nuevo de financiación.

El complemento a la operación viene determinado como un porcentaje del precio de mercado en función de la producción de energía de la instalación, de forma que se recompense el buen funcionamiento de las instalaciones y no las ineficiencias.

El complemento a la inversión es una retribución otorgada en función de la potencia instalada como porcentaje de la inversión inicial. Dicha inversión inicial se refiere al aporte de capital necesario para la creación y puesta en marcha del parque.

Este último complemento irá reduciéndose año a año ya que lo que se busca es la competitividad de las energías de régimen especial que presentan unos costes de inversión muy altos pero bajos variables. Así se incentivaría la inversión pero sin aportar un sobrecoste significativo que pueda contribuir al déficit.

Los porcentajes tanto de complemento a la operación como de reducción del incentivo a la inversión todavía no son conocidos<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> La ley 24/2013 establece la nueva forma de retribución pero no especifica datos numéricos para el cálculo de la misma.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

*Retribución a la eólica*

---

## **CAPITULO 4. MODELO PARA EL ANÁLISIS DE PROYECTOS EÓLICOS TERRESTRES.**

### ***4.1 INTRODUCCIÓN Y HERRAMIENTA INFORMÁTICA***

---

En este capítulo se analizan, desde el punto de vista de la rentabilidad, los proyectos eólicos “*onshore*” en la España peninsular.

Mediante este se modelo se estudia el comportamiento de la rentabilidad de los proyectos ante los distintos cambios normativos que se han descrito en el capítulo tres. De igual manera, se estudiará el posible sobrecoste que pueda suponer la eólica a la hora de la retribución. Así se podrá valorar la competitividad de dicha energía en la actualidad.

La herramienta elegida para la consecución del modelo es Excel, hoja de cálculo de Microsoft Office. La razón principal es la compatibilidad con la mayoría de equipos informáticos y la presentación clara y sencilla de los datos. Adicionalmente el programa permite la programación en Visual Basic al igual que una gran base de datos de fórmulas útiles para la valoración de los proyectos.

### ***4.2 PARÁMETROS DEL MODELO BASE***

---

Para la consecución de un modelo que se adapte lo mejor posible a la realidad y debido a la posibilidad de obtención de algunos datos por parte de una compañía del sector eléctrico español se ha seleccionado la fase A del parque eólico de Cogollos II con fecha de puesta en marcha 2011.

El modelo base, por tanto, se establece para un supuesto parque con características similares a las del parque mencionado. Los parámetros del modelo son los condicionantes que afectan al estudio de rentabilidad para el parque de estudio. Son:

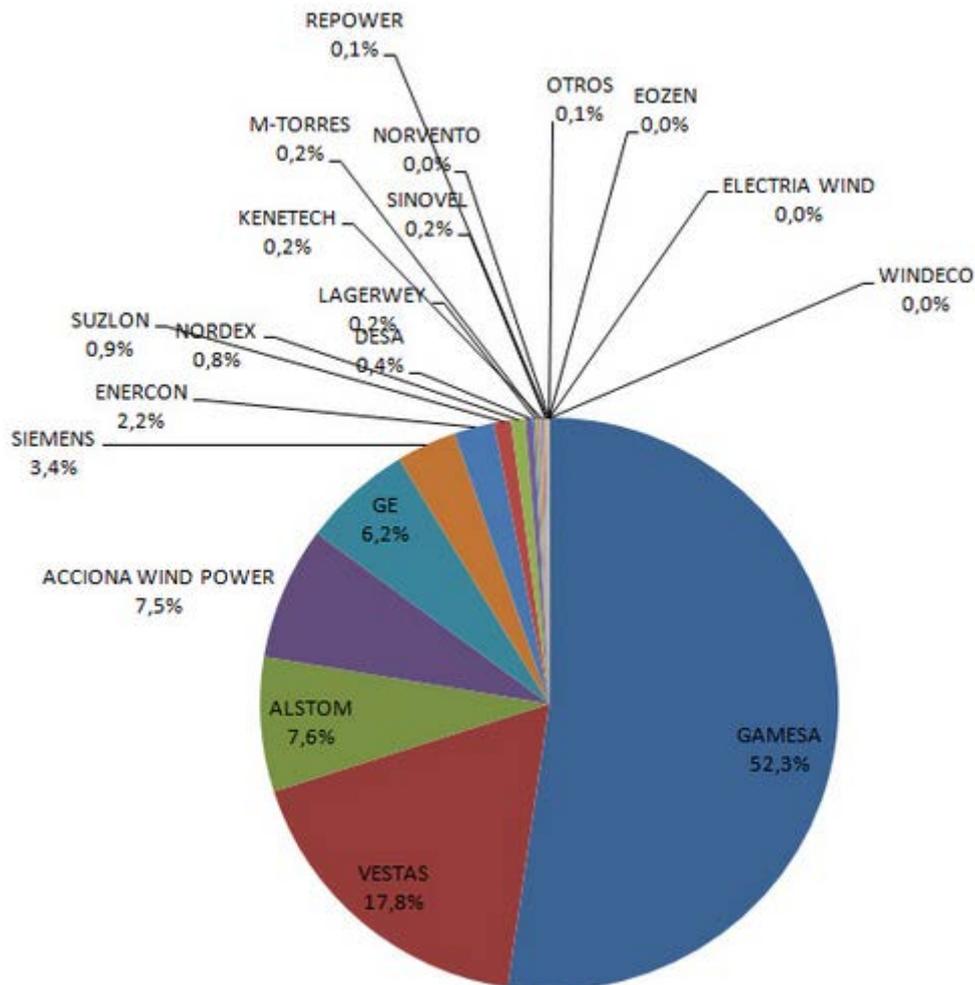
- Potencia nominal del parque
- Número de horas equivalentes
- Producción anual
- CAPEX
- OPEX
- Tipo de financiación
- Datos económicos
- Retribución

Se describen en detalle a continuación.

#### **4.2.1 POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE, NÚMERO DE HORAS EQUIVALENTES Y PRODUCCIÓN ANUAL**

En este apartado se reúnen tres parámetros ya que los dos últimos están relacionados mediante el primero.

La potencia nominal del parque es el número de aerogeneradores de los que dispone el parque multiplicados por la potencia nominal de los aerogeneradores. Los aerogeneradores del parque estudio son el modelo 87G/2000 de GAMESA. GAMESA es el principal fabricante de aerogeneradores en España como puede verse en la *figura 4.1*:



*Figura 4.1: Potencia instalada acumulada en 2013 por fabricantes.*  
*Fuente: AEE.*

De esta forma el modelo se adapta de manera algo más real al conjunto global de parques ya que la probabilidad de tratarse de un aerogenerador de características similares es más alta.

Las características de este tipo de aerogeneradores vienen descritas en el catálogo de modelos 2.0 a 2.5 MW de GAMESA.

De interés para el estudio del parque son la potencia nominal, la altura de la torre (para la estimación del precio del aerogenerador) y la curva de potencia (para obtener el número de horas equivalentes). La potencia nominal es de 2.000kW y la altura de la torre es de 78 metros. Teniendo un total de 22 aerogeneradores, la potencia nominal del parque será de 44 MW.

Una vez obtenida la potencia nominal del parque hay que calcular las horas equivalentes al año y la producción anual del parque de estudio. Pese a conocerse el dato de horas equivalentes del parque modelado (2.300h, obtenido de las características del parque que sirve de modelo), se analiza la forma de obtener dicho número de horas.

Existen dos procedimientos: a partir de la velocidad media y mediante distribución de Weibull. Ambos métodos tienen que tener en cuenta la potencia producida en función del viento. Dicha potencia viene determinada por la aplicación de un factor a la cantidad de energía contenida en el viento antes de atravesar el rotor del aerogenerador.

La cantidad de energía mencionada responde a la ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3$$

Ecuación 4.1: Potencia del viento antes de atravesar el rotor.

Siendo :

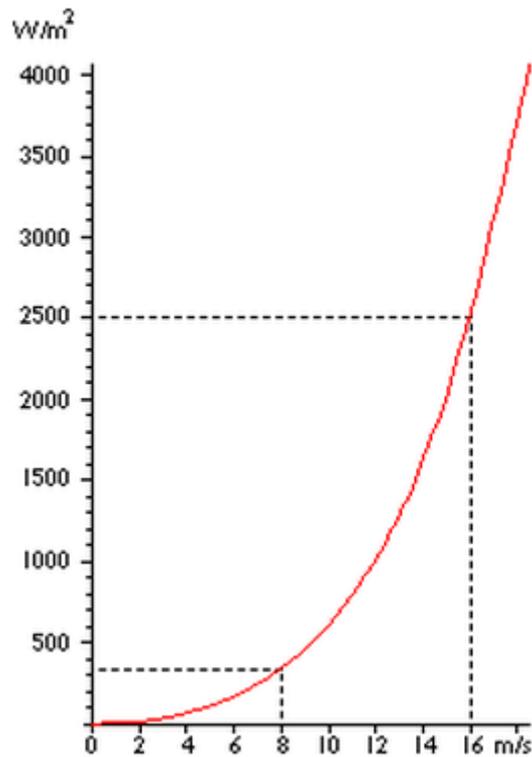
$$\left\{ \begin{array}{l} P = \text{potencia en vatios (W)} \\ \rho = \text{densidad del aire en kg/m}^3 \\ S = \text{superficie barrida por el rotor en m}^2 \\ V = \text{velocidad del viento en m/s} \end{array} \right.$$

La potencia del viento no puede ser absorbida en su totalidad por el rotor puesto que eso implicaría una paralización del viento y por tanto no pasaría de forma continua a través de las palas del aerogenerador.

El límite máximo teórico de absorción de energía se conoce como límite de Betz y se corresponde con 59% de la energía del viento. No obstante, se trata de un límite teórico al que también hay que descontar las pérdidas en el proceso de transformación de energía, quedando en total un factor de entre 40 y 50% según el Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE).

Otro factor clave para la *ecuación 4.1* es la densidad del aire. Habitualmente se utiliza una densidad de 1,255 kg/m<sup>3</sup> que corresponde al peso en kg de un litro de aire. A nivel del mar y excluyendo el contenido en agua y otros productos en suspensión, está compuesto por un 78,08% de N<sub>2</sub>, 20,95% de N<sub>2</sub>, 0,93% de Ar, 0,03% de CO<sub>2</sub> y 0,01% de otros componentes con helio, metano o hidrógeno. En los datos del fabricante se recogen diferentes potencias en función de la velocidad del viento y la densidad.

Con respecto a la velocidad, resaltar que se trata de un factor determinante ya que la energía cinética del viento aumenta con el cubo de la velocidad a la que se mueve. Este efecto se muestra en la *figura 4.2*:



*Figura 4.2: Evolución de la potencia por superficie en función de la velocidad.*

*Fuente: WINDPOWER.*

Para llevar a cabo un proyecto eólico se debe hacer un estudio de los vientos en la zona donde se vaya a instalar el parque. Se suele hacer durante un año por medio de un anemómetro situado en la parte superior de un mástil cuya longitud ideal sería la de buje de la turbina que se vaya a utilizar. A partir de estas medidas se procede a la elaboración de un perfil de viento conocido como “Rosa de vientos” donde se recogen las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia con la que varía cada dirección, en un círculo dividido en 16 secciones que representan las direcciones del viento.

Pese a que la altura ideal de situación del anemómetro sea la misma de buje, la realidad es que la mayoría de las mediciones se realizan a alturas inferiores. Para poder utilizar los datos obtenidos a alturas más bajas se utiliza la *ecuación 4.2*:

$$V(h) = V_0 * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

*Ecuación 4.2: Velocidad del viento en función de la altura*

Siendo:  $\left\{ \begin{array}{l} V(h) = \text{velocidad del viento a la altura } h \text{ del suelo} \\ V_0 = \text{velocidad del viento a la altura conocida} \\ h = \text{altura donde se desea conocer la velocidad} \\ h_0 = \text{altura conocida o de referencia} \\ \alpha = \text{valor que depende de la rugosidad del terreno} \end{array} \right.$

El factor  $\alpha$  varía en función del terreno, así para un terreno liso (mar, arena, nieve) su valor estará comprendido en el intervalo [0,1-0,13], para rugosidad moderada (hierba, cultivos) en [0,13-0,20], para terreno rugoso (bosques, edificaciones) en [0,20-0,27] y para terreno muy rugoso (ciudades) en [0,27-0,40]. De esta forma y atendiendo a la *ecuación 4.2* cuanto más rugoso menor velocidad debido a que los obstáculos frenan el viento y cuanto más alto mayor velocidad ya que se evitan obstáculos.

En los datos aportados por el fabricante de las turbinas se incluye la curva de potencia, un dato clave para los dos métodos de cálculo del número de horas de funcionamiento y por tanto de la producción anual de la instalación.

El método de la velocidad media comienza por la obtención de la misma. A partir de los datos de la rosa de vientos se establece la velocidad media que se rige por la fórmula:

$$V_m = \frac{\sum_{i=0}^{16} f \cdot x \cdot v_i}{16}$$

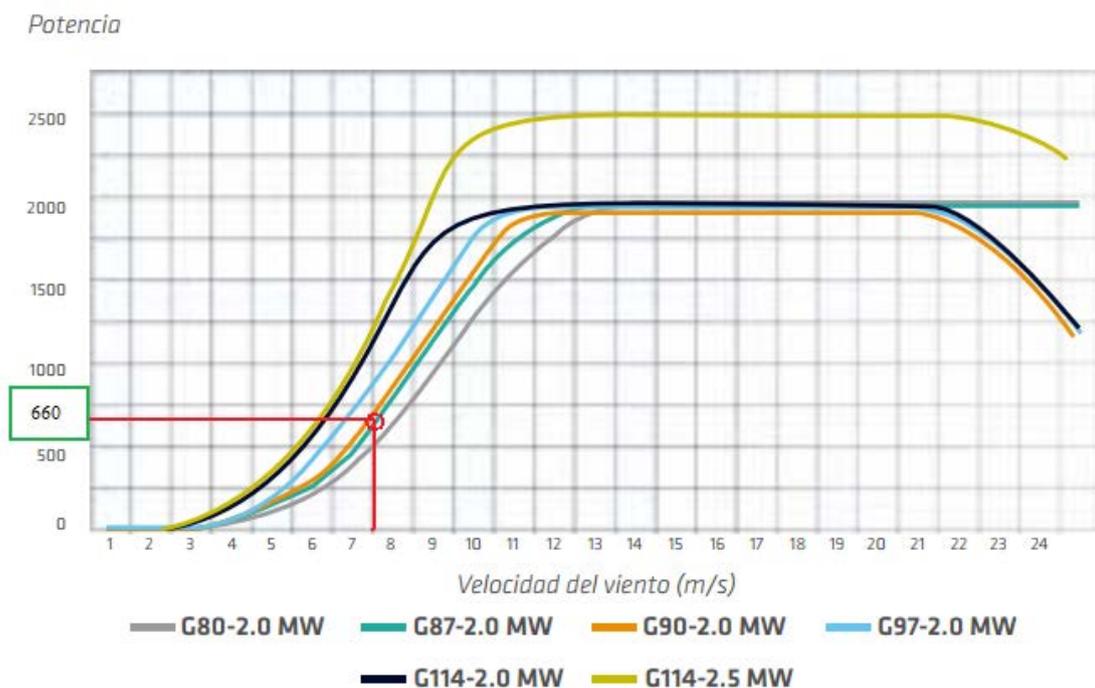
*Ecuación 4.3: Velocidad media a partir de la rosa de vientos.*

Siendo:  $\left\{ \begin{array}{l} V_m = \text{velocidad media} \\ f_i = \text{frecuencia en la direcci3n } i \\ v_i = \text{velocidad en la direcci3n } i \end{array} \right.$

Para ilustrar el m3todo se utilizar3n c3lculos num3ricos con el objetivo de obtener un n3mero de horas equivalentes cercano a 2.300 horas al a3o. Para ello se ha seleccionado una velocidad media de 7,5 m/s a partir de proyectos e3licos en la provincia de Burgos.

Una vez obtenida la velocidad media se utiliza la curva de potencia proporcionada por el fabricante para obtener la potencia media de un aerogenerador.

La curva de potencia se presenta en la *figura 4.3*:



*Figura 4.3: Curvas de potencia en funci3n de las velocidades para la familia de 2.0-2.5MW de GAMESA. Fuente: Cat3logo GAMESA.*

La curva verde representa la curva de la turbina seleccionada para el modelo 87G-2.0MW. Como puede verse en la figura se ha se3alado la potencia equivalente a 7,5 m/s de velocidad que equivale a 660 kW.

Hay que tener en cuenta que las turbinas funcionan a partir de los 4 m/s y por debajo de los 25 m/s y por tanto funcionan aproximadamente un 85% de las veces. Atendiendo a esto, el número de horas de funcionamiento al año será el resultado de multiplicar los 365 días del año por 24 horas al día y por el factor de funcionamiento, obteniéndose 7.446 h/año.

Multiplicando la producción media de un aerogenerador por el número de horas al año se obtienen 40.914,36 MWh/año. A esta producción hay que aplicarle el rendimiento de la turbina, las pérdidas por indisponibilidad de turbinas y red y las debidas a transformación y transporte, que se estimarán ambas en un 3%. El rendimiento considerado será del 99%.

Por tanto, tras la aplicación de los tres factores se obtiene una potencia anual por aerogenerador de 4.577,68 MWh/año.

Una vez obtenida la potencia de una turbina se multiplica por el número de turbinas (22 en el modelo base) para obtener una producción anual de 100.709 GWh/año que se corresponde con 2.288,84 horas equivalentes.

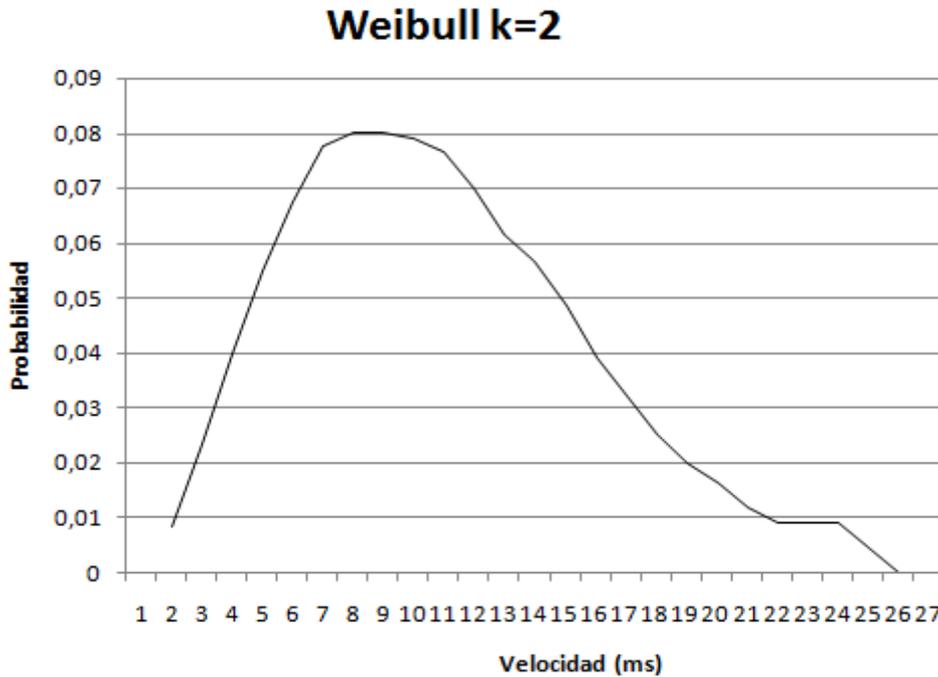
El número se ha obtenido dividiendo la producción anual por la potencia nominal de 44MW del parque. Las horas equivalentes representan el número de horas que habría estado funcionando la instalación a plena carga, es decir, produciendo cada turbina los 2.000 kW de potencia nominal.

El método de la velocidad media para obtener la producción puede entenderse como una aproximación lineal de la curva de potencia, *figura 4.3*.

Para estudios más precisos se utiliza el método de Weibull. La forma de obtención de la producción pasa por estudiar, al igual que el anterior método, las distintas velocidades y frecuencias obteniéndose la rosa de vientos al tiempo que se calcula la velocidad media para analizar si la instalación es apta.

La variación de las velocidades del viento suele modelarse como la distribución estadística de Weibull.

La distribución depende de ciertos factores pero para el caso de interés se muestra la distribución de Weibull para factor  $k$  equivalente a dos en la *figura 4.4*:



*Figura 4.4: Distribución Weibull con  $k=2$ .*

*Fuente: Elaboración propia.*

Esta distribución se conoce como distribución de Rayleigh y es la más utilizada en este tipo de proyectos.

La figura muestra la velocidad en el eje de abscisas y la probabilidad de que se alcance dicha velocidad en el eje de ordenadas. Una vez obtenidos la probabilidad mencionada se construye una tabla que incluye la velocidad, la probabilidad, la potencia y el producto de las dos últimas.

La potencia se obtiene a partir de la curva de potencia proporcionada por el fabricante de la *figura 4.3*. Para cada velocidad se va realizando el producto de probabilidad y potencia y se va confeccionando la columna resultado. Al sumar todos los productos se obtiene la potencia total producida por un aerogenerador.

Puede verse, por tanto, cómo este método se adapta mejor a la curva y es por tanto más realista.

Una vez se tiene la producción de un aerogenerador ésta se multiplica por el número de horas en un año (8.850h) y por el número total de aerogeneradores.

Hasta este punto se tendría la producción anual teórica del parque. Para obtener la producción real se multiplica la teórica por un factor de 0,99 del rendimiento y por dos factores de 0,97 que representan las pérdidas por indisponibilidad y transporte.

La producción real es la producción anual del parque y de nuevo, si se divide por la potencia nominal del parque se obtiene el número de horas equivalentes.

### 4.2.2 CAPEX

El termino CAPEX responde en inglés a “Capital Expenditure” que significa gasto o inversión de capital. Se trata por tanto de la inversión inicial del proyecto.

Para la energía eólica y las renovables este es el coste más elevado de la instalación y por el cual estas energías reciben una subvención.

El parque de referencia para nuestro modelo tiene 2011 como fecha de puesta en marcha, por lo que suponiendo un período de construcción de 2 o 3 años<sup>16</sup>, se ha investigado el coste estándar para la inversión de un parque eólico para 2009-2010.

Según IDEA y su informe de previsión 2010-2020 los costes de inversión se sitúan entre 1 y 1,3 M€/MW. Para el año 2007 este coste se recoge en la *figura 4.5*:

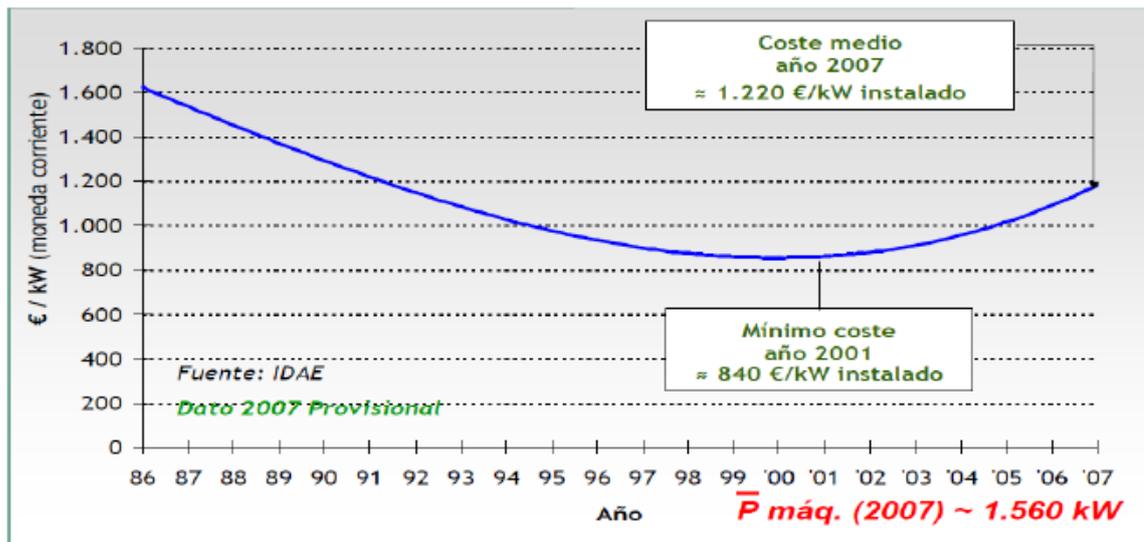


Figura 4.5: Evolución del coste de inversión de proyectos eólicos onshore.  
Fuente: IDAE.

<sup>16</sup> Un año para medición de vientos y entre uno y dos de construcción y temas administrativos.

Destacar que la potencia de las máquinas utilizadas entonces era menor y sobre todo la tendencia ascendente de los costes debido a las mejores prestaciones técnicas de los aerogeneradores que suponen la mayor parte del coste total como se verá más adelante.

El coste medio de la figura se sitúa en 1,22 M€/MW por lo que se deduce que la tendencia creciente no es extremadamente acusada. En todo caso, mucho menor que la bajada de precios que se produjo entre el año 1987 y 2001.

De manera análoga a lo realizado en el apartado anterior se estudian los componentes que conforman dicho coste de inversión.

La *figura 4.6* ilustra los principales componentes que configuran el coste de la inversión al igual que el propio coste asociado:

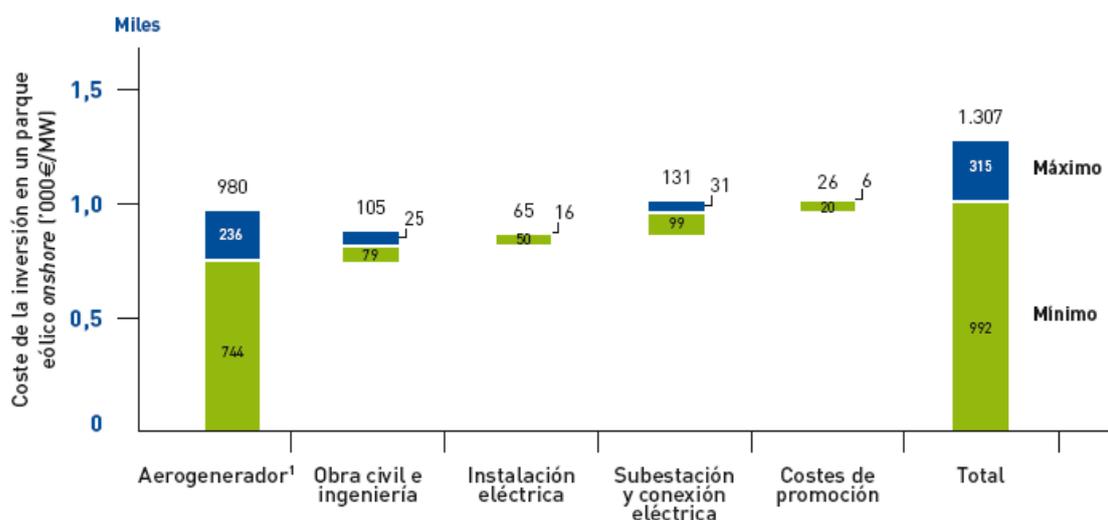


Figura 4.6: Coste de inversión para eólica onshore de gran potencia en 2010.

Fuente: EWEA, IDAE.

Los costes representados abarcan desde un mínimo, que responde a un modelo de aerogenerador de 850 kW y 55 metros de alto, y un máximo, que responde a un modelo de 2 MW y 100 metros de altura. También se conoce por la misma fuente el coste de una turbina de 2 MW y 66 metros de altura que se estima en 840.000 €/MW.

Iterando entre la altura de 66 metros de 840.000 €/MW y 100 metros de 980.000 €/MW (ver *figura 4.6*) se obtiene para 78 metros (la altura de la turbinas del modelo) un coste de de aproximadamente 890.000 €/MW.

Los porcentajes sobre la inversión total tomados de la gráfica y contrastados con los equivalentes a otros proyectos eólicos son los siguientes:

### Peso de los costes de inversión

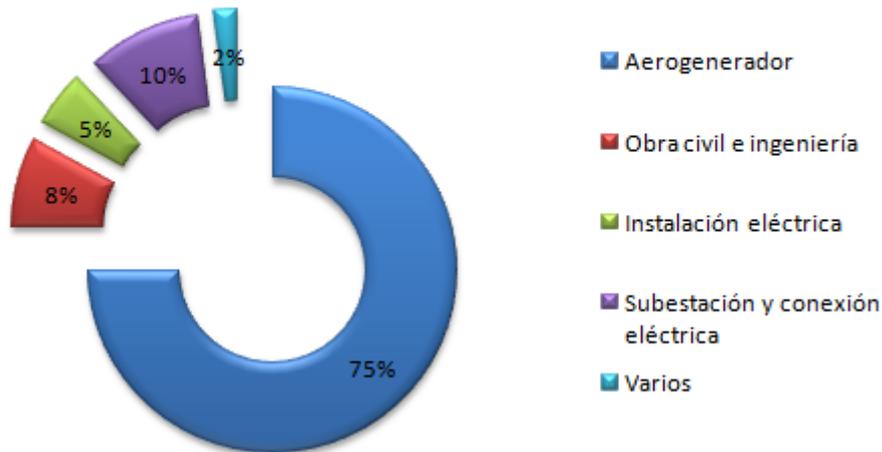


Figura 4.7: Distribución de los costes de inversión.

Fuente: Elaboración propia.

El precio del aerogenerador obtenido incluye el transporte y la instalación como el izado de las torres, góndola y palas. El coste total será el resultado de multiplicar la potencia nominal por los euros entre megavatios del aerogenerador modelo, obteniéndose 39,16 M€

Los costes de obra civil incluyen:

- Zapatas	52%
- Plataformas	9%
- Caminos	22%
- Zanjas y canalizaciones	13%
- Señalización	0,01%
- Protección ambiental	0,15%
- Obra para subestación	3,84%

El precio estimado es de 4,18 M€

---

La instalación eléctrica, subestación y conexión supone un 15% y está compuesta por:

- Instalación de baja tensión	0,6%
- Centros de transformación	6,8%
- Red interior	23%
- Subestación	64%
- Línea de alta tensión	5,6%

En total, se traduce en 7,832 M€

La categoría varios incluye los costes de promoción, seguridad e higiene y torre meteorológica. Asciede a 1,044 M€

Los distintos intereses que existen entre la firma del proyecto y la puesta en marcha del parque se estiman en un coste del 2,5% de todo el proyecto y están incluidos de forma proporcional en los tres primeros grupos descritos (aerogeneradores, obra civil e instalación eléctrica y subestación).

Sumando todos los términos se obtiene una inversión inicial de 52,216 Millones de euros, que equivalen a 1,187 M€/MW, cifra que entra dentro del rango estimado mencionado anteriormente.

### **4.2.3 OPEX**

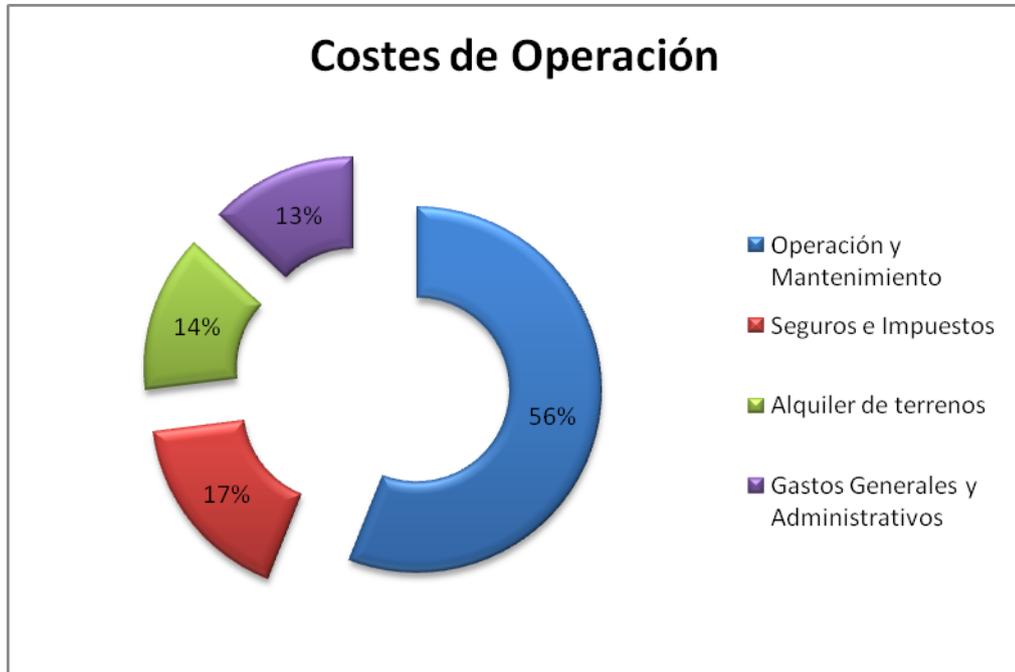
El término OPEX responde a “Operational expenditure” en inglés que significa costes o gastos operacionales.

Debido a la fecha de puesta en marcha de nuestro parque modelo se analizarán los costes en el año 2010. Según IDAE y su informe de previsión de 2010-2012 los costes de operación para parques de potencia aproximada de 50MW se sitúan en un rango entre 35.000 €/MW/año y 45.000 €/MW/año<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> Debido a la madurez del sector, economías de escala y mejora de la tecnología estos costes han reducido hasta 15.000 €/MW/año.

El desglose de dicho coste se representa en la *figura 4.8*:

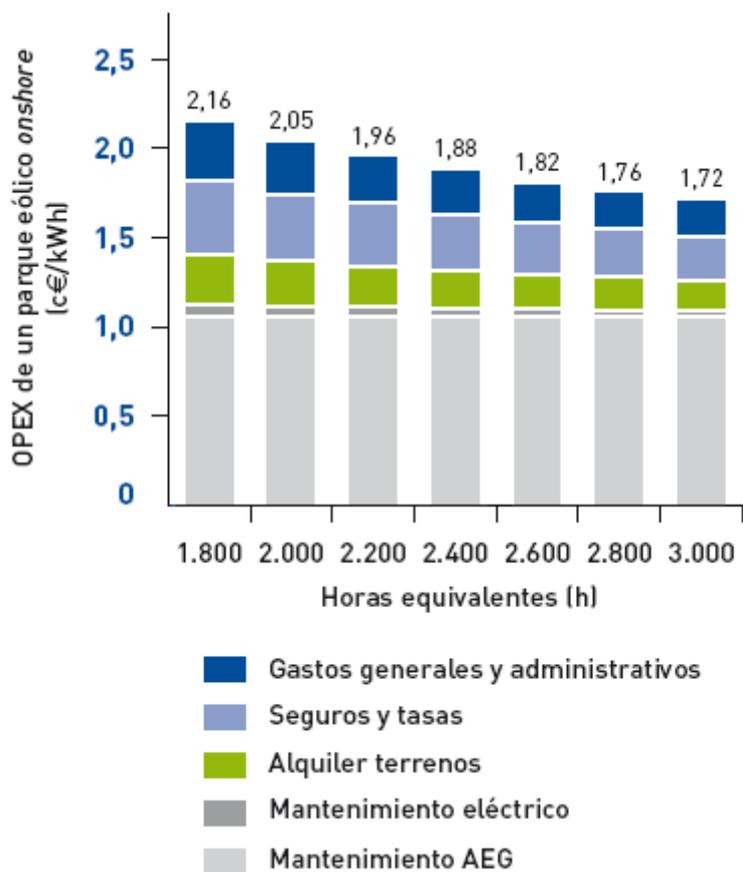


*Figura 4.8: Distribución de los costes de operación.*

*Fuente: elaboración propia.*

Dentro de los costes de operación y mantenimiento se distingue entre mantenimiento de los aerogeneradores, que representa un 88% y el mantenimiento eléctrico del resto de instalaciones en un 12%.

Los costes tienen una relación íntima con el número de horas equivalentes según recoge la *figura 4.9*:



*Figura 4.9: Costes operativos para generación eólica onshore en función de las horas equivalentes. Fuente: IDAE, EWEA.*

A partir de las 2.400 horas, el gráfico establece la previsión de precios para repotenciaciones que suponen una mejor tecnología y mayor factor de capacidad.

Utilizando la *figura 4.9* se pueden calcular los costes de operación estimados para el parque modelo de estudio.

Así, para las 2.300 horas calculadas en el apartado 4.2.1 y suponiendo linealidad en el descenso de los costes se tendría un coste estimado de 19,2 €/MWh, que multiplicado por las horas equivalentes son 44.160 euros por megavatio instalado al año.

La composición de los costes de operación desde el año 2000 hasta el año 2010 no ha variado mucho y suelen cumplirse los siguientes estándares:

- Costes de mantenimiento de aerogeneradores comprendidos entre 9 y 12 €/MWh
- Costes de mantenimiento de instalaciones eléctricas de 1.200 €/MW/año
- Coste de seguros anuales equivalentes al 0,75% de la inversión
- Coste de alquiler entre los 4.000 y 6.000 euros por MW al año
- Coste de tasas estimado en 3.000 €/MW/año
- Costes de gestión y administración estimados en 6.000 €/MW/año

Partiendo de un coste total de 45.000 euros por MW al año, se comprueba la pertenencia al intervalo [9-12] del coste de mantenimiento de los aerogeneradores.

El porcentaje correspondiente a los aerogeneradores es un 88% del 56% del total, es decir, un 49,28% que equivale a 22.176 €/MW/año. La cifra estándar está expresada en euros por megavatio hora, por lo que dividiendo entre las horas al año (2.300) se obtienen 9,64 €/MWh, pertenecientes al intervalo indicado.

El mantenimiento de las instalaciones eléctricas se supone constante e igual a 1.200 €/MW/año.

El coste de los seguros se calcula multiplicando el 0,75% al coste de la inversión por megavatio calculado en el apartado 4.2.2 de 1,187 M€/MW. El resultado es de 8.902,5 €/MW/año.

Con respecto al alquiler, se suele acordar como un porcentaje sobre los ingresos que se establece entre un dos y un tres por ciento.

Para calcular los ingresos se utiliza la producción anual calculada como la potencia nominal del parque (44MW) por las horas equivalentes (2.300 h) obteniéndose como resultado 101.000 MW al año. Suponiendo una retribución de 70 € (algo menos que la retribución a tarifa) se tendrían unos ingresos de 7,07 M€. Aplicando un porcentaje del 2% y dividiendo por la potencia nominal se obtiene un coste de 3.213,64 €/MW/año, que de nuevo está en el rango establecido.

Añadiendo estos costes, los propios a las tasas y la gestión se obtiene un coste total por megavatio al año de 44.492,12 €/MW, muy similar al obtenido a partir de las gráficas.

La cifra actual de costes de operación se ha reducido a razón de algo más de un tercio.

Este hecho se analizará en el análisis de escenarios realizado al final de este capítulo.

#### **4.2.4 TIPO DE FINANCIACIÓN**

Se trata de un factor a tener muy en cuenta para la valoración de un proyecto.

Pese a existir múltiples formas de financiación, se recogen las dos principales:

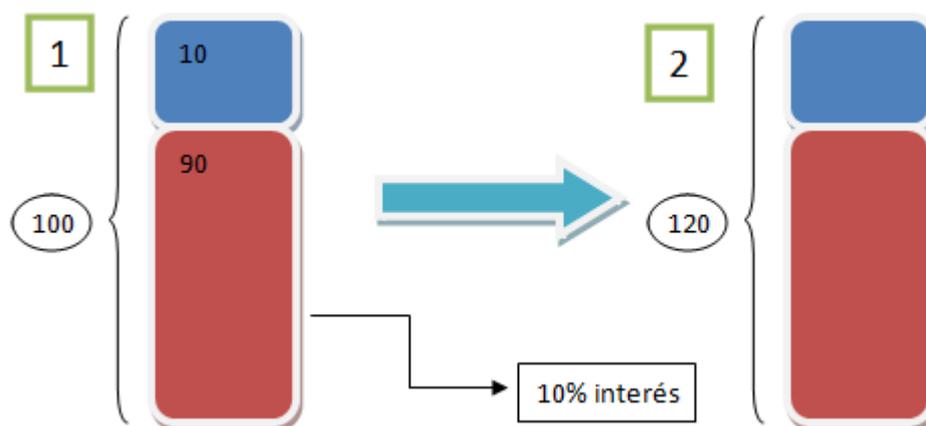
- Fondos propios: como su nombre indica son los proporcionados por el interesado en la realización del proyecto o los accionistas.
- Fondos ajenos: Éstos pueden ser aportados por entidades financieras, fondos de inversión, capital privado, instituciones públicas, etc.

Para ver la relación entre ambos se utiliza el índice de apalancamiento. Dicho índice señala la cantidad de fondos ajenos o deuda entre el capital propio o patrimonio.

Para ilustrar los efectos del apalancamiento se utilizan diagramas de bloques.

Se realizarán cuatro escenarios: muy apalancado y ganancia, apalancamiento medio y ganancia, poco apalancamiento y pérdida y mucho apalancamiento y pérdida.

- Escenario A: Muy apalancado y ganancia.



*Figura 4.10: Escenario de financiación alta en deuda.  
Fuente: elaboración propia*

El término de muy apalancado se refiere al alto nivel de deuda en el pasivo. El recuadro azul representa los fondos propios y el rojo la deuda.

En este escenario tenemos un 10% de “equity” o fondos propios y un 90% de deuda. La inversión total es de 100 unidades. Esto es lo que refleja la parte izquierda de la figura,

estado 1. Al pasar al estado 2 se aumenta el valor invertido en 20 unidades. Puesto que la deuda debe pagarse con un interés del 10%, se deben restar 9 unidades. La ganancia es por tanto de 11 unidades.

El porcentaje entre el resultado del estado 2 y los fondos propios es:

$$\frac{11}{10} = 1,1$$

Esto quiere decir que, el valor de lo recibido en función de lo invertido es 1,1.

- Escenario B: Apalancamiento medio y ganancia.

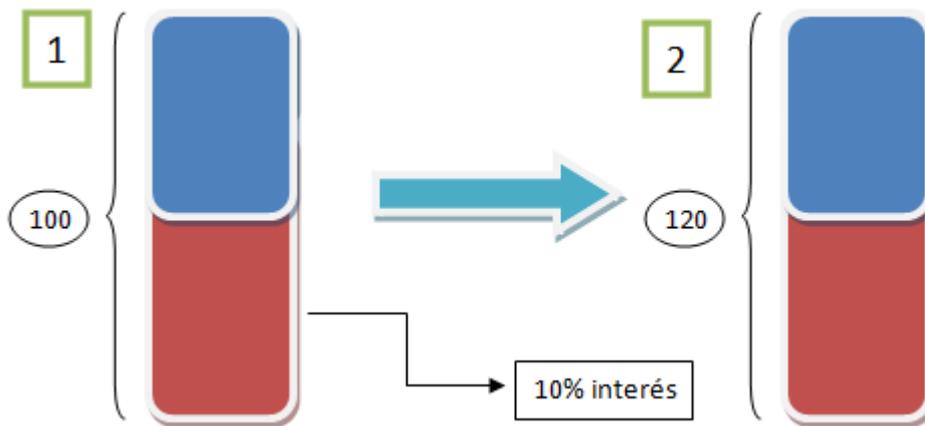


Figura 4.11: Escenario de financiación por igual tanto de fondos propios como deuda.  
Fuente: Elaboración propia.

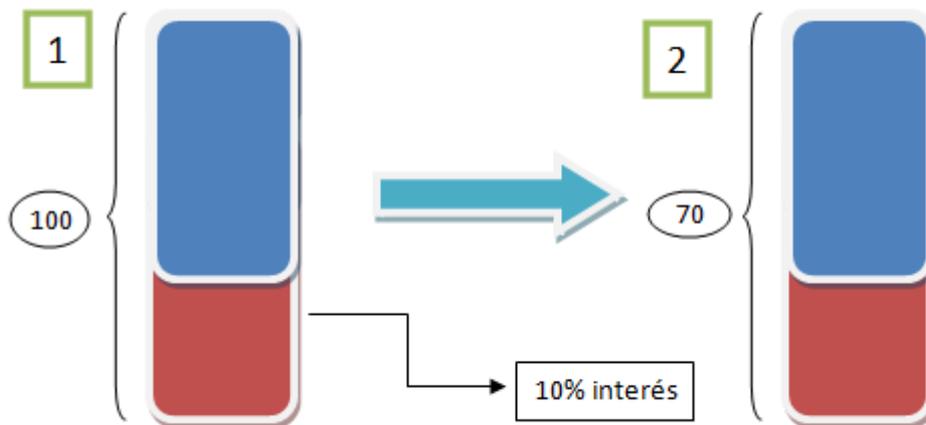
En este caso y procediendo de manera análoga se tiene un incremento de 20 unidades, al que se debe restar un interés del 10% procedente de 50 unidades de deuda, es decir, 5 unidades. El resultado del estado 2 descontando la deuda es de 15 unidades (ganancia).

Realizando la misma división anterior:

$$\frac{15}{50} = 0,3$$

El valor de lo recibido en función de lo invertido es 0,3, mucho menor que en el caso anterior.

- Escenario C: Poco apalancamiento y pérdida.



*Figura 4.12: Escenario de financiación poco apalancado y pérdidas.  
 Fuente: Elaboración propia.*

En este caso el estado 1 está compuesto por 60 unidades de fondos propios y 40 unidades de deuda, o lo que es lo mismo, un 60% propio y 40% deuda.

Al pasar al estado 2 se tienen 70 unidades que equivalen a una pérdida de 30 unidades. El interés a pagar en este caso es de 4 unidades. Sumando ambas cantidades se obtienen 34 unidades negativas.

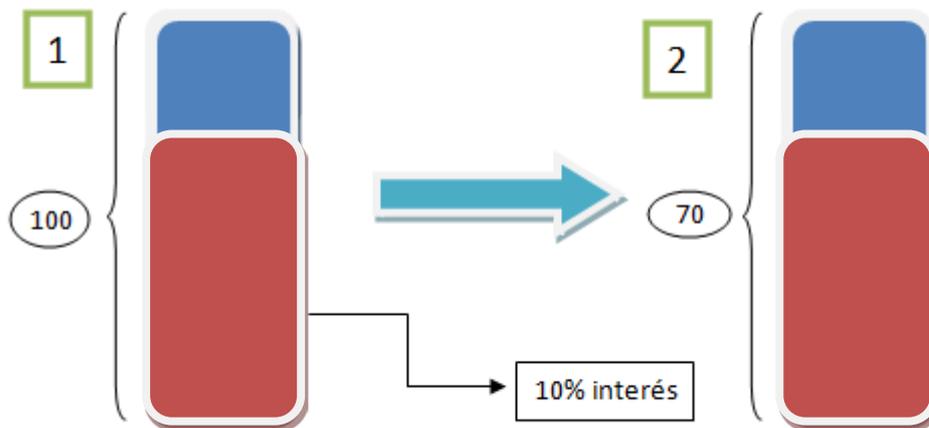
Realizando la misma operación de los anteriores escenarios:

$$\frac{-34}{60} = -0,57$$

Por tanto, se pierde valor en el estado 2 y la pérdida en función de lo invertido es de 0,57.

Se podría incluir un escenario intermedio con participación por igual de fondos propios y deuda con resultado negativo en el estado 2 pero el escenario D refleja mejor este hecho.

- Escenario D: Mucho apalancamiento y pérdida.



*Figura 4.13: Escenario de financiación principalmente con deuda y pérdidas.  
 Fuente: Elaboración propia.*

La composición del estado 1 es de 80% de deuda y 20% de fondos propios, es decir, 80 unidades de deuda y 20 unidades de “equity”. Sin embargo, en este caso la deuda a pagar y los intereses son el doble. Se tienen por tanto unas pérdidas de 30 a las que hay que añadir el interés de 8 unidades.

Por tanto se tendrá:

$$\frac{-38}{20} = -1,9$$

Una pérdida en función de lo invertido de 1,9.

A la vista de los distintos escenarios, se puede concluir que las variaciones ocurridas en el estado 2 se ven muy influenciadas por niveles de apalancamiento extremo.

La buena situación económica anterior a la crisis, y el fuerte impulso a las energías de régimen especial, se tradujeron en un sistema de financiación muy apalancado que se asemeja al **escenario A**. Al estar retribuidos los proyectos y tener ya una buena fiabilidad esta tendencia se masificó.

A raíz de la crisis económica y la bajada de los ingresos (pérdidas en el estado 2), tuvo lugar una fuerte regulación bancaria que intentaba evitar la repetición de este hecho (la situación descrita correspondería al **escenario D**).

Por tanto, y atendiendo a la fecha de puesta en marcha del parque modelo se elegirá un sistema medio-alto de apalancamiento, compuesto por 30% de fondos propios y 70% de deuda. Para los modelos actuales se utilizará un 50-50%.

#### **4.2.5 DATOS ECONÓMICOS**

El apartado datos económicos incluye los siguientes parámetros:

- Variación precios
- Inflación
- Intereses de la deuda
- Tasa impositiva
- Riesgo nulo de mercado
- Riesgo de mercado
- Beta
- $K_e$
- WACC
- Amortización<sup>18</sup>

Todas estas variables son de especial interés para la valoración de un proyecto eólico.

##### **4.2.5.1 VARIACIÓN PRECIOS**

La variación precios, como indica su nombre, se refiere a la evolución de la retribución que tendrá el parque modelado.

Como se ha explicado con anterioridad, esta variación no es fácil de predecir y se suele actualizar según el IPC o incluso algo más. Guarda íntima relación con el parámetro de inflación ya que su valor debe ser lo más próximo posible a éste.

Realmente podría utilizarse únicamente el parámetro de inflación pero con la adición de variación precios se pueden simular más casos.

---

<sup>18</sup> Se incluye en esta categoría aunque se trata de un parámetro propio del proyecto.

#### 4.2.5.2 INFLACIÓN

Este parámetro, expresado en porcentaje, simboliza la evolución del dinero en el futuro.

Para poder cuantificarlo para el modelo base se ha escogido la media del Índice de Precios al Consumo (IPC) para los últimos 10 años.

El IPC es un indicador de los precios de productos y servicios que son adquiridos por los hogares españoles para su consumo.

El aumento porcentual de un IPC en un determinado período con respecto al IPC de un período anterior es lo que se conoce como inflación. En caso de ser negativa se denomina deflación.

La *figura 4.14* representa la inflación anual tomando como referencia abril de 2005:

período	inflación
abril 2014	0,368 %
abril 2013	1,386 %
abril 2012	2,060 %
abril 2011	3,780 %
abril 2010	1,503 %
abril 2009	-0,159 %
abril 2008	4,187 %
abril 2007	2,434 %
abril 2006	3,857 %
abril 2005	3,468 %

*Figura 4.14: Evolución anual de la inflación en España.*

*Fuente: Global-Rates*

La media obtenida es la que se utilizará en el modelo base y equivale a un 2,227%.

#### **4.2.5.3 INTERÉS DE LA DEUDA**

Este factor representa los intereses a pagar a la entidad financiadora de los fondos ajenos. Se establece en función del riesgo que presente el proyecto financiado.

En España y para proyectos de tipo eólico el rango de interés va desde el 3% al 10%. El interés más bajo significa menos riesgo.

Teniendo en cuenta la fecha de puesta en marcha del parque modelo y la inflación señalada se establecerá un interés del 5%<sup>19</sup>.

#### **4.2.5.3 TASA IMPOSITIVA**

Se refiere al porcentaje a pagar en impuestos. Depende del país de acogida del proyecto, en el caso de España la tasa impositiva para 2011 y proyectos de tipo eólico “*onshore*” se establece en un 30%. Esta cifra es la que se utilizará para todos los casos estudiados.

#### **4.2.5.4 RIESGO NULO DE MERCADO**

Es un parámetro utilizado para la obtención del  $K_e$ . Su valor también depende del país donde se realice el proyecto. El riesgo nulo considerado en Europa actualmente lo representa el bono alemán.

Para proyectos eólicos terrestres en España se suele utilizar el interés del bono español a 10 años. Para el caso modelo esta cifra podrá ser variable pero se fijará en un principio en un 2%.

#### **4.2.5.5 RIESGO DE MERCADO**

Al igual que el anterior, se trata de un parámetro de obtención del  $K_e$  y depende del país de acogida del proyecto.

Representa el porcentaje de riesgo que tiene invertir en el mercado español. Su valor simboliza, en porcentaje, la expectativa de devolución implicada de la inversión en empresas o entidades del país donde se realicen.

---

<sup>19</sup> Dato medio entre los distintos límites propuestos y basado en interés de proyectos ya realizados en fecha 2009-2011.

La diferencia entre el riesgo de mercado y el riesgo nulo es lo que se conoce como prima de riesgo.

Para el modelo se utilizarán valores comprendidos entre un 5 y un 10%.

#### 4.2.5.6 BETA

Es un factor utilizado en el cálculo del  $K_e$ . Su símbolo es  $\beta$  y es adimensional. Define la medida de riesgo de una acción en un tipo de mercado. Para mercados considerados seguros, es decir, con poca volatilidad, se establece  $\beta = 1$ .

Este factor está condicionado por factores como la regulación política del país, los recursos disponibles, la tecnología, cambios legislativos durante la ejecución de proyectos, etc.

Para proyectos eólicos y según entrevistas con agentes del sector este factor varía dependiendo del proyecto entre un 0,9 y 1,1. Para el modelo propuesto y todos los escenarios estudiados se fijará  $\beta = 1$ .

#### 4.2.5.7 $K_e$

El término  $K_e$  corresponde al inglés “*cost of equity*” que en español significa coste de los fondos propios. Se trata de una referencia a la rentabilidad mínima para el accionista.

Para su cálculo se utiliza el modelo CAPM que significa “*Capital Asset Pricing Model*”. El modelo se basa en la relación entre el riesgo y las expectativas de retorno para una determinada inversión.

Atiende a la fórmula:

$$K_e = r_0 + \beta (r_m - r_0)$$

*Ecuación 4.4: Coste de los fondos propios*

Siendo:  $\left\{ \begin{array}{l} r_0 = \text{riesgo nulo de mercado} \\ \beta = \text{riesgo ponderado por mercado} \\ r_m = \text{riesgo de mercado} \end{array} \right.$

Los componentes de la ecuación son los explicados en los tres sub-apartados anteriores.

La idea principal es que los inversores vean compensada su inversión en función de una retribución o retorno mínimo. El coste de fondos propios ha de ser, por tanto, mayor que el nivel que los accionistas consideren para la inversión realizada.

Para proyectos de tipo eólico terrestre este valor ha ido evolucionando en los últimos cinco años entre valores del 5 al 15%. Para el modelo base será el resultado de la operación de la *ecuación 4.4*.

#### 4.2.5.8 WACC

El término WACC corresponde en inglés a “*Weighted Average Cost of Capital*” que en español responde a la tasa media ponderada del capital.

Lo que simboliza la retribución ponderado de las distintas fuentes de financiación del proyecto, propia y ajena.

Se calcula según la *ecuación 4.5*:

$$WACC = K_e \frac{e}{e+d} + K_d \frac{d}{e+d} (1-t)$$

*Ecuación 4.5: Tasa media ponderada del capital.*

Siendo:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_e = \text{Coste de capital} \\ e = \text{“equity” o fondos propios} \\ d = \text{deuda} \\ K_d = \text{interés de la deuda} \\ t = \text{tipo impositivo} \end{array} \right.$$

El término  $\frac{e}{e+d}$  representa el porcentaje de financiación de fondos propios y el término  $\frac{d}{e+d}$  el porcentaje de financiación a través de fondos ajenos.

El último factor de la ecuación,  $(1 - t)$ , se conoce como escudo fiscal de deuda y es la reducción por impuestos de la deuda.

La tasa media ponderada es la que se utiliza para descontar los flujos de caja y así poder obtener una medida de dinero en la fecha actual<sup>20</sup>.

Al tratar de evaluar la rentabilidad de un proyecto, el WACC será la tasa de rentabilidad mínima para el proyecto.

#### **4.2.5.9 AMORTIZACIÓN**

El factor de la amortización es un elemento virtual para simbolizar la inversión inicial. Puede variar en cantidad según la forma de distribución.

Para el modelo realizado se supondrá lineal y a 20 años, coincidiendo con la vida útil del parque.

#### **4.2.6 RETRIBUCIÓN**

El parámetro retribución se incluye únicamente en el modelo base, los dos modelos posteriores incluirán distintos sistemas de retribución. Para analizar la sensibilidad del modelo, se recogen las posibles variaciones de precio (tarifa regulada, pool más prima, sin primas).

De esta forma se podrá hacer una estimación primera de los distintos modelos a partir del modelo base.

---

<sup>20</sup> Entendiendo fecha actual como la del momento evaluación del proyecto, no necesariamente la fecha de realización de este proyecto.

La figura 4.15 muestra los parámetros del modelo base teniendo en cuenta los puntos analizados durante el apartado 4.2:

Parámetros del modelo		
Datos del parque estudio		Unidades
Potencia nominal del parque (MW)	44	MW
Número de horas equivalentes (h)	2300	h
Producción anual (MW)	101200	MW
CAPEX (€)	51000000	€
Calculo OPEX		
Número de horas equivalentes (h)	2300	h
OPEX (€/MWh)	18,8	€/MWh
OPEX (€/año)	1902560	€/año
Tipo de financiación		
Fondos propios (%)	30	%
Deuda(%)	70	%
Datos económicos		
Variación precios	2,2	%
Inflacion (%)	2,2	%
Interes de la deuda (%)	5	%
Tasa impositiva (%)	35	%
Riesgo nulo de mercado (%)	2	%
Riesgo de mercado (%)	8	%
$\beta$	1	
Coste recursos propios (Ke)	8	%
WACC (%)	4,675	%
Amortización		
Tipo	misma cantidad anual	
Vida útil de la instalación	20	años
Retribucion	70	€/MWh

Figura 4.15: Parámetros del modelo base. Fuente: Elaboración propia.

Las celdas coloreadas en naranja son aquellas que se pueden modificar por el usuario. El resto de celdas se calculan automáticamente. Así, el coste de los recursos propios y del WACC está formulado según las ecuaciones correspondientes descritas en los apartados 4.2.5.7 y 4.2.5.8.

Para el cálculo de los costes de operación se incluye una casilla de validación con los diferentes costes en función de las horas de funcionamiento. Esto se ilustra en la figura siguiente:

8	Calculo OPEX	
9	Número de horas equivalentes (h)	2300 h
10	OPEX (€/MWh)	18,8 MWh
11	OPEX (€/año)	190256
12		
13	Tipo de financiación	
14	Fondos propios (%)	3
15	Deuda(%)	70 %

Elija un coste  
El coste depende  
del número de  
horas  
equivalentes.

Figura 4.16: Validación de costes. Fuente: Elaboración propia.

Una vez definidos los parámetros del modelo se define el funcionamiento del modelo base en sí.

### 4.3 MODELO BASE

El modelo utilizado sigue el funcionamiento de valoración financiera a través de flujos de caja descontados. Los factores más relevantes para este análisis son:

- VAN
- TIR

El flujo de caja descontado permite realizar análisis tanto para el proyecto como para el accionista. De esta forma se podrá analizar la rentabilidad para ambos.

El método, conocido en inglés como “*discounted cash flow*” (DCF), evalúa el potencial de la inversión. El sistema de valoración se representa en la figura:

INGRESOS
Producción anual (MWh)
Retribucion (€/MWh)
Ingresos de explotación (€)
Valor residual
Ingresos totales
GASTOS
OPEX
EBITDA
Amortizaciones
EBIT
Impuestos
EBI
Intereses
E
Amortizaciones
FLUJO DE CAJA

Figura 4.17: Sistema de valoración de flujos de caja descontados. Fuente: Elaboración propia.

El sistema puede variar, la figura 4.17 representa únicamente el utilizado para el modelo base.

El primer apartado son los ingresos, la suma de dinero obtenida de la explotación del parque eólico. Los ingresos, al igual que se hizo en un apartado anterior, se calculan como la multiplicación de la producción anual y la retribución en el mismo periodo.

La fila valor residual simboliza el valor al que se podría vender el parque o valor que tiene en el momento de finalización de su vida útil. Este valor se añade en el balance para el año de finalización de la instalación ya que se trata de un ingreso más a considerar. Para el parque proyectado, este valor supone un 10% de la inversión inicial.

En el apartado de gastos sólo se han incluido los gastos de operación, podrían realizarse una división mayor pero se considera que la variación de resultados no es notable.

La operación de resto de los ingresos y los gastos da como resultado la fila EBITDA. EBITDA proviene del inglés y significa “*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*”. Es decir, beneficio antes de interés, impuestos, depreciación y amortización.

A partir del EBITDA, hay que ir descontando los diferentes factores para obtener finalmente el beneficio neto.

Lo primero es quitar la depreciación y amortización que se supone todo como amortización. El término de amortización se descuenta en un primer momento para luego volver a sumarse. La razón de esto es que se modele mejor la situación en el balance.

Cuando se realiza la inversión, ese dinero ya está puesto en marcha, de forma que el resultado financiero del ejercicio es muy negativo. Al añadir la amortización se está creando virtualmente un mecanismo para descontar esa inversión inicial y así pagar un número menor de impuestos.

En el caso del modelo y como se explica con anterioridad, la amortización es lineal e igual todos los años. Su valor equivale al resultado de la inversión inicial entre los años de vida útil. En el parque modelo esto equivale a 2,55 M€

Una vez descontado se obtiene el EBIT, beneficio antes de intereses e impuestos. Aplicando un factor de  $(1-t)$ , siendo  $t$  la tasa impositiva, se obtiene el EBI.

Puede verse como una amortización alta favorece que se paguen menos impuestos. Pese al gran número de posibilidades existentes, la valoración normal para proyectos eólicos según entrevistas a agentes del sector se realiza lineal con la vida útil.

Una vez obtenido el EBI, beneficio antes de interés, se le restan los intereses que se deben pagar por la deuda prestada. Este número se describe en el apartado anterior ya que es un parámetro clave del modelo.

Restando EBI a los intereses de la deuda se obtiene E, es decir, “*earnings*” o beneficio neto. Este resultado, pese a que pueda parecer contradictorio, puede ser negativo. La razón es que si el número equivalente de la amortización es muy grande, se pierde gran parte del beneficio. A esto hay que sumar el hecho de tener unos intereses de deuda altos.

Sin embargo, este hecho no significa falta de rentabilidad, ya que lo importante es el flujo de caja (de cara al balance anual sería conveniente y más atractivo un beneficio neto positivo).

El último paso es añadir el término de la amortización, quedando, como se mencionaba, un resultado de explotación anual positivo.

El proceso descrito se repite para cada año de explotación hasta el final de la vida útil. La actualización de las filas está programada en función de los parámetros. Así, la variable ingresos de explotación se actualiza según el parámetro *variación precios*. La forma de variación se expresa de la siguiente forma:

$$I_n = I_1 (1 + vp)^n$$

*Ecuación 4.6: Evolución de los ingresos de explotación.*

Siendo:  $\left\{ \begin{array}{l} I_n = \text{Ingresos de explotación en el año } n \\ I_1 = \text{Ingresos de explotación en el año uno} \\ vp = \text{variación de precio en porcentaje} \\ n = \text{año de evaluación de los ingresos} \end{array} \right.$

De forma resumida lo que simboliza es la variación que sufre el precio debido a la evolución del IPC.

En relación a los costes de operación, su evolución utiliza la misma ecuación cambiando el parámetro *variación precios* por *inflación* y por supuesto, los ingresos por costes.

Al aplicar la inflación y la variación de precios tanto a ingresos como a gastos, los importes de impuestos e intereses para cada año ya tiene en cuenta dichas variables.

Teniendo en cuenta estas evoluciones, se elabora año a año el flujo de caja. Para poder proceder con el método descrito es necesario explicar los términos de VAN y TIR.

### 4.3.1 VAN

Las siglas VAN quieren decir Valor Actual Neto. Se refiere al valor actual de los flujos de caja de cada año de utilización del parque eólico descontados al año cero.

Es el valor que se espera obtener para una inversión en euros, teniendo en cuenta la tasa de descuento mínima WACC.

La fórmula utilizada para la obtención del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} - I_0$$

*Ecuación 4.7: Valor actual neto.*

Siendo:  $\left\{ \begin{array}{l} FC_t = \text{Fujo de caja en el año } t \\ k = \text{Tasa de descuento} \\ I_0 = \text{Inversión inicial} \end{array} \right.$

En el modelo utilizado (y normalmente en todo proyecto de este tipo) la tasa de descuento  $k$  es el WACC.

La inversión inicial pese a estar en el año cero, incluye todos los costes que se realizaron en los años anteriores a la puesta en servicio como, por ejemplo, el coste de medición de viento que es necesario realizar o costes de intereses.

El VAN constituye un método de valoración de rentabilidad. Si el resultado de la *ecuación 4.7* es negativo, la inversión no será rentable. Si el resultado es positivo, la inversión se considera rentable, es decir, se aumenta el valor de la empresa o entidad que desarrolla el proyecto.

En caso de VAN cero significa que no se añade ni se resta riqueza. Este concepto es el que se basa la tasa interna de rentabilidad.

### **4.3.2 TIR**

TIR significa tasa interna de rentabilidad. Representa la tasa de descuento de flujos de caja necesaria para obtener un valor actual neto igual a cero.

Para su obtención se utiliza la *ecuación 4.8*:

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

*Ecuación 4.8: Tasa interna de rentabilidad.*

Siendo:  $\left\{ \begin{array}{l} I_0 = \text{Inversión inicial} \\ FC_t = \text{Flujo de caja en el año } t \\ i = \text{tasa interna de rentabilidad} \end{array} \right.$

Despejando de la *ecuación 4.8* se obtiene el valor porcentual de la tasa.

Es, por tanto, un indicador de rentabilidad para un proyecto (el más utilizado). Considerando que el proyecto tiene una tasa de rentabilidad mínima WACC, la rentabilidad real del proyecto sería la resta de ambas tasas.

Para el proyecto en cuestión y el parque modelado se utiliza el análisis de flujo de caja para el proyecto y para el accionista.

Para evaluar la rentabilidad se utilizará como medida principal el TIR y como medida de comprobación el VAN.

En modelo del proyecto se analizará mediante el TIR y el WACC. Sin embargo para el modelo del accionista se ha de medir el TIR con respecto al parámetro  $K_e$ , ya que en este caso se trata de la rentabilidad mínima que impone el accionista.

El modelo base para el proyecto se muestra en la siguiente página. La diferencia con el modelo para el accionista, es que el primero es independiente de la deuda ya que no intervienen los intereses.

Será en el caso del accionista donde se tengan en cuenta estos intereses al igual que la deuda. Sin embargo, para la valoración de rentabilidad en el modelo del accionista, la inversión inicial está ponderada a la participación mediante fondos propios. Dicho modelo se adjunta en el Anexo I.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*Modelo*

INGRESOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción anual (MWh)		101200	101200	101200	101200	101200	101200	101200	101200	101200	101200
Retribucion (€/MWh)		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Ingresos de explotación (€)		7084000	7399124,656	7561905,398	7728267,317	7898289,198	8072051,561	8249636,695	8431128,702	8616613,534	8806179,031
Valor residual											
Ingresos totales		7084000	7399124,656	7561905,398	7728267,317	7898289,198	8072051,561	8249636,695	8431128,702	8616613,534	8806179,031
<b>GASTOS</b>											
Inversion Inicial	51000000										
OPEX		1902560	1987193,479	2030911,736	2075591,794	2121254,813	2167922,419	2215616,712	2264360,28	2314176,206	2365088,083
EBITDA		5181440	5411931,177	5530993,663	5652675,523	5777034,385	5904129,141	6034019,983	6166768,422	6302437,327	6441090,949
Amortizaciones		-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT		2631440	2861931,177	2980993,663	3102675,523	3227034,385	3354129,141	3484019,983	3616768,422	3752437,327	3891090,949
Impuestos		921004	1001675,912	1043347,782	1085936,433	1129462,035	1173945,199	1219406,994	1265868,948	1313353,065	1361881,832
EBI		1710436	1860255,265	1937645,881	2016739,09	2097572,35	2180183,942	2264612,989	2350899,474	2439084,263	2529209,117
Intereses											
Beneficio neto		1710436	1860255,265	1937645,881	2016739,09	2097572,35	2180183,942	2264612,989	2350899,474	2439084,263	2529209,117
Amortizaciones		2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
FLUJO DE CAJA	-51000000	4260436	4410255,265	4487645,881	4566739,09	4647572,35	4730183,942	4814612,989	4900899,474	4989084,263	5079209,117
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-51000000	-46739564	-42329308,73	-37841662,85	-33274923,76	-28627351,41	-23897167,47	-19082554,48	-14181655,01	-9192570,746	-4113361,629

*Figura 4.18: Modelo base del proyecto para los 10 primeros años. Fuente: Elaboración propia*

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*Modelo*

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
101200 70	101200 70	101200 70	101200 70	101200 70	101200 70	101200 70	101200 70	101200 70	101200 70
8999914,97	9197913,1	9400267,19	9607073,07	9818428,67	10034434,1	10255191,7	10480805,9	10711383,6	10947034 5100000
8999914,97	9197913,1	9400267,19	9607073,07	9818428,67	10034434,1	10255191,7	10480805,9	10711383,6	16047034
2417120,021	2470296,66	2524643,19	2580185,34	2636949,42	2694962,3	2754251,47	2814845,01	2876771,6	2940060,57
6582794,95 -2550000	6727616,44 -2550000	6875624 -2550000	7026887,73 -2550000	7181479,26 -2550000	7339471,8 -2550000	7500940,18 -2550000	7665960,87 -2550000	7834612 -2550000	13106973,5 -2550000
4032794,95 1411478,232	4177616,44 1462165,75	4325624 1513968,4	4476887,73 1566910,7	4631479,26 1621017,74	4789471,8 1676315,13	4950940,18 1732829,06	5115960,87 1790586,3	5284612 1849614,2	10556973,5 3694940,71
2621316,717	2715450,68	2811655,6	2909977,02	3010461,52	3113156,67	3218111,12	3325374,56	3434997,8	6862032,75
2621316,717 2550000	2715450,68 2550000	2811655,6 2550000	2909977,02 2550000	3010461,52 2550000	3113156,67 2550000	3218111,12 2550000	3325374,56 2550000	3434997,8 2550000	6862032,75 2550000
5171316,717	5265450,68	5361655,6	5459977,02	5560461,52	5663156,67	5768111,12	5875374,56	5984997,8	9412032,75
1057955,088	6323405,77	11685061,4	17145038,4	22705499,9	28368656,6	34136767,7	40012142,3	45997140,1	55409172,8

*Figura 4.19: Modelo base del proyecto para los últimos 10 años. Fuente: Elaboración propia.*

**4.3.3 Sensibilidad**

Una vez definido el modelo, el siguiente paso es definir su sensibilidad. Las variables elegidas para la sensibilidad tanto del proyecto como del accionista son los parámetros del modelo:

- Retribución
- CAPEX
- OPEX
- WACC

Para el estudio de la sensibilidad se fijan todas las variables y se procede a estudiar la evolución del TIR variando sólo un parámetro.

El rango de variación es del -30% al 30%, en intervalos de 10. Para el modelo base se han seleccionado los datos de la *figura 4.15* como datos de partida o de referencia. Teniendo, para el proyecto, un TIR del 7,53% y para el accionista un TIR del 12,98%.

La sensibilidad para el modelo del proyecto:

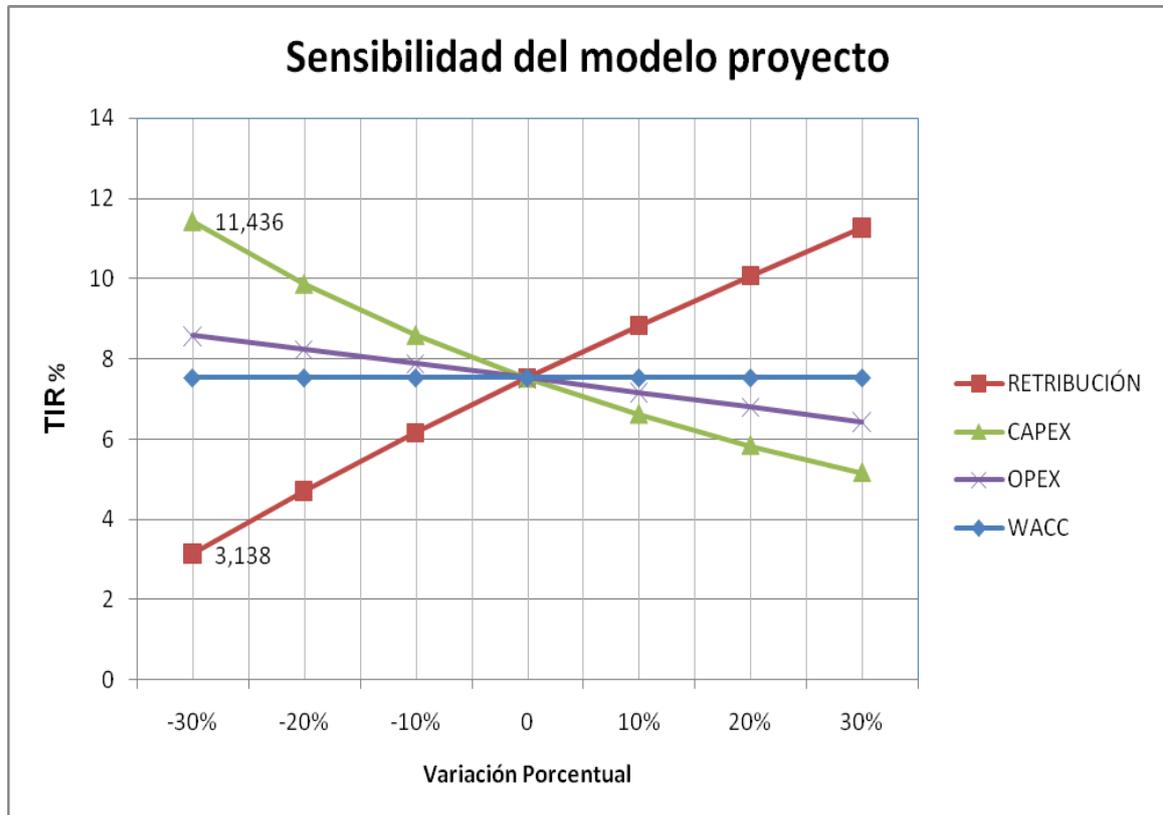


Figura 4.20: Sensibilidad del modelo base para el proyecto. Fuente: Elaboración propia.

La sensibilidad para el modelo del accionista:

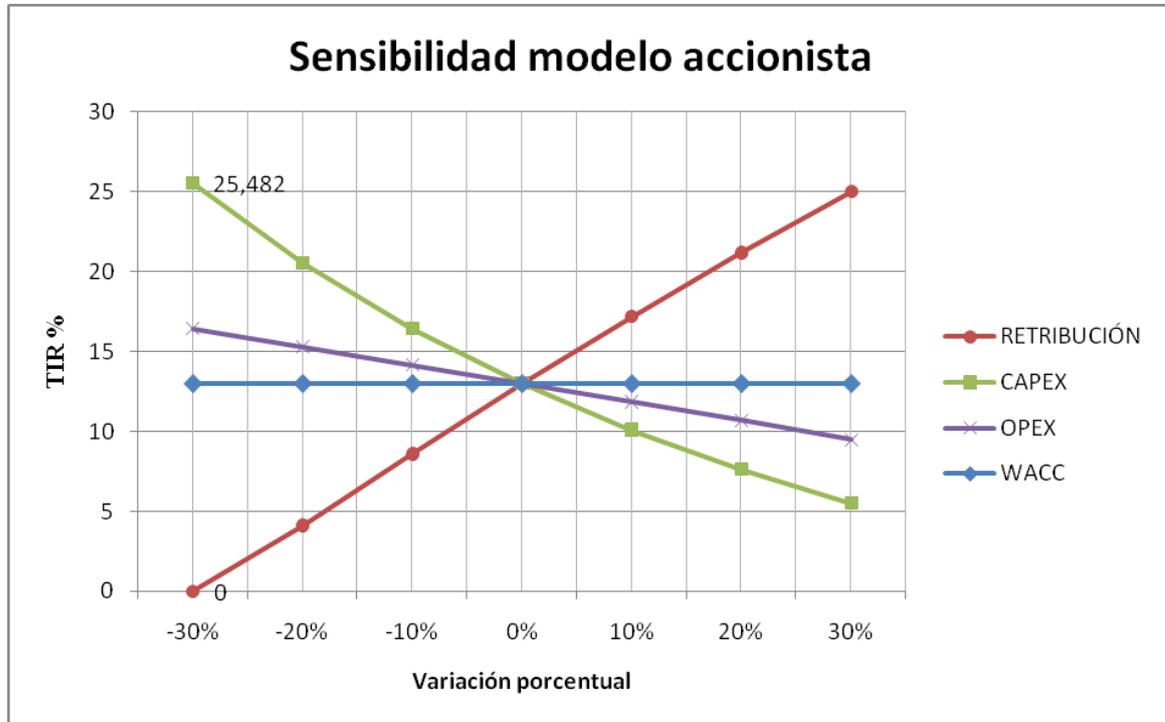


Figura 4.21: Sensibilidad del modelo para el accionista. Fuente: Elaboración propia.

En los dos casos se producen curvas muy similares. Se deduce del estudio que:

- El modelo es extremadamente sensible a la retribución
- El modelo es muy sensible a los costes de inversión
- El modelo es sensible a los costes de operación
- El modelo no es sensible al WACC

El estudio también sirve para comprobar el buen funcionamiento del modelo. Es decir, para una subida de la retribución la rentabilidad aumenta. Del mismo modo, para una baja de los costes de inversión o de operación, el TIR disminuye.

Pese a no incluirse en la *figura 4.21* por simplicidad, el modelo del accionista es muy sensible a cambios en el interés de la deuda, hecho que será analizado en la evaluación por escenarios.

Por último, señalar la diferencia principal entre los dos modelos. Las variaciones máximas en el modelo del proyecto son de 3,91 unidades positivas (con respecto a la referencia) y de 4,39 unidades negativas. Estos números son el resultado de la resta entre el máximo TIR (correspondiente a unos costes de inversión un 30% menores) y el TIR de

referencia de 7,53%, para el caso de la variación máxima, y la resta entre el TIR de referencia y el mínimo TIR (correspondiente a una retribución un 30% mayor).

De manera análoga, la variación máxima positiva en el modelo del accionista es de 12,49 unidades y la variación máxima negativa es de 13 unidades.

Se puede concluir, por tanto, que el modelo para el accionista es más sensible que el modelo del proyecto y habrá que prestar más atención a éste para conseguir una rentabilidad razonable.

#### **4.3.4 Escenarios**

Una vez obtenido el modelo base y comprobado su funcionamiento, se procede a la creación de escenarios que simulen la rentabilidad de un parque eólico ante distintas situaciones.

El primer escenario simulará un parque con tecnología correspondiente a un intervalo de años entre 2007 y 2010.

Dentro de este escenario, se estudian tres casos: (I) parque con registro de preasignación aceptado (antes del 2009), (II) parque con registro de preasignación en 2009 pero no aprobado, con suspensión temporal de primas y (III) parque sin primas.

El segundo escenario simulará un parque con tecnología correspondiente a 2013 y 2014.

En el mismo, se estudian tres casos: (I) escenario optimista, (II) escenario realista, (III) escenario pesimista.

La siguiente figura resume los escenarios planteados en forma de tabla:

Escenarios	
Tecnología (2007-2010)	Tecnología (2013-2014)
Retribuido completo	Optimista
Prima parcial	Realista
Sin primas	Pesimista

*Figura 4.22: Tabla resumen de escenarios. Fuente: Elaboración propia.*

#### 4.3.4.1 Escenario 2007-2010

Como se ha definido anteriormente, este escenario utilizará valores de tecnología pertenecientes a 2007 y 2010 y de retribución de 2007 a 2012.

Puesto que el modelo base se ha parametrizado como un parque real de puesta en marcha en 2011, los datos estudiados a lo largo del proyecto son los adecuados.

Dentro del escenario propuesto se distinguen los tres casos planteados en la *figura 4.22*.

##### 4.3.4.1.1 Retribución completa

*Retribuido completo* significa que el registro de preasignación fue aprobado en 2009, es decir, que la instalación tendrá derecho a obtener una retribución fija o a participar en el mercado más una prima durante toda su vida útil. Para el escenario *retribuido completo* se considera la opción de retribución a partir de tarifa regulada.

El modelo presenta una ligera modificación con respecto al modelo base en lo referente a ingresos:

INGRESOS
Producción anual (MWh)
Retribución (€/MWh)
IPC %
Factor de corrección %
Ingresos de explotación (€)
Valor residual
Ingresos totales

*Figura 4.23: Modificación modelo base para escenario 1.1. Fuente: Elaboración propia.*

Las modificaciones están señaladas en la figura. El valor correspondiente a IPC será el equivalente al parámetro *variación precios*. El factor de corrección representa la actualización del IPC que a es de 0,25% hasta 2013 y de 0,5% a partir de entonces. La retribución a tarifa fija se actualiza en función de los dos parámetros mencionados.

Dentro de este apartado y con objeto de estudiar distintas zonas de la península se incluyen tres escenarios:

Escenarios	Alto factor de capacidad	Factor de capacidad medio	Bajo factor de capacidad
Retribucion (€/MWh)	79,084	79,084	79,084
Factor de capacidad (%)	30,82	26,26	23,97
Horas equivalentes	2700	2300	2100
OPEX (M€ año)	1980000	1760000	1540000

Figura 4.24: Tabla de escenarios de retribución completa. Fuente: Elaboración propia.

El factor de capacidad es el funcionamiento anual de la instalación. En función de las horas equivalentes, es el resultado de dividir dichas horas entre el número total de horas de un año (365\*24).

Las tablas de los distintos modelos para el proyecto y para el accionista se adjuntan en el Anexo I.

Se supone una misma inversión inicial para todos los casos. Esto es lo mismo que suponer los mismos aerogeneradores y así poder realizar la comparación.

Al tratarse de una instalación similar, cuantas más horas se funcione, mayores serán los costes de operación y mantenimiento.

A continuación se exponen los resultados de los escenarios.

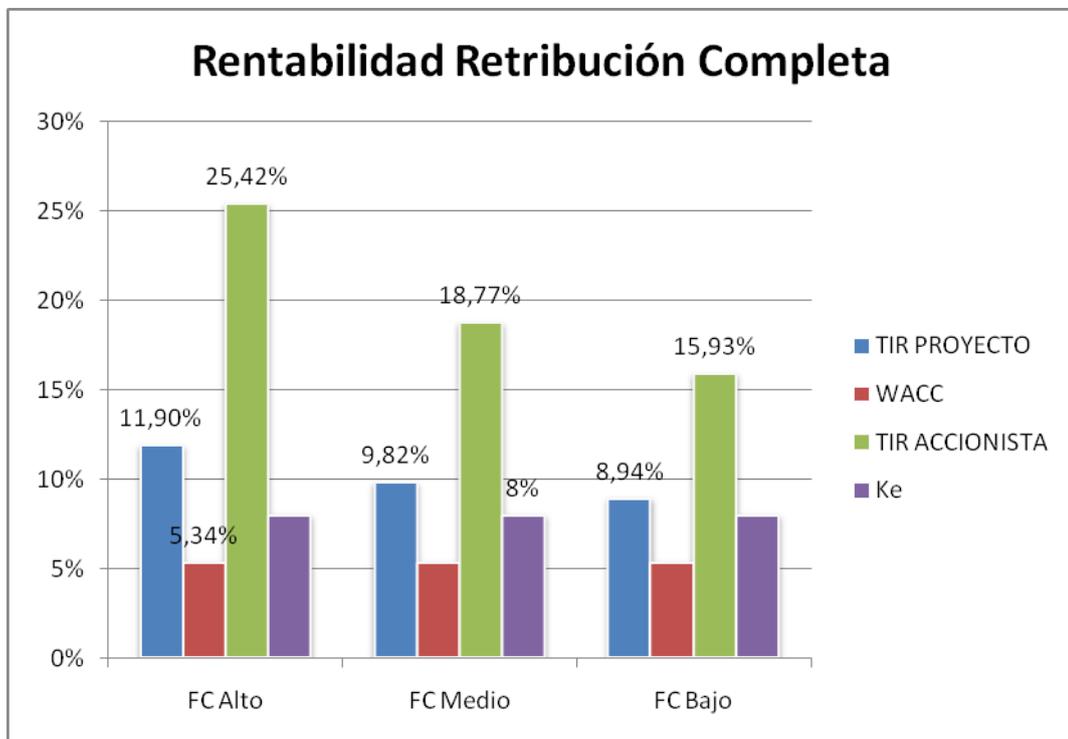


Figura 4.25: Rentabilidad para el modelo de retribución completa. Fuente: Elaboración propia.

Para los distintos casos estudiados, se ha supuesto un tipo de interés del 6%, considerando estas instalaciones como instalaciones de riesgo medio.

**Resultados:**

Todos los escenarios presentan un VAN positivo, y una rentabilidad muy alta. Este escenario es el ideal para cualquier inversor. Incluso en el escenario pesimista la rentabilidad real del proyecto (calculada como TIR – WACC) es del 3,6%. Pese a no considerarse en este estudio, el periodo de retorno para el proyecto oscila entre los 9 y los 10 primeros años, y entre los 4 y los 6 para el accionista. Esto reafirma la conclusión de que este escenario es perfecto para el inversor y de que existe sobrecoste.

Para evaluar la existencia de sobrecoste se realiza un caso más en el que se incluye un escenario muy pesimista donde las horas de funcionamiento son 1.800 con los costes más altos de operación:

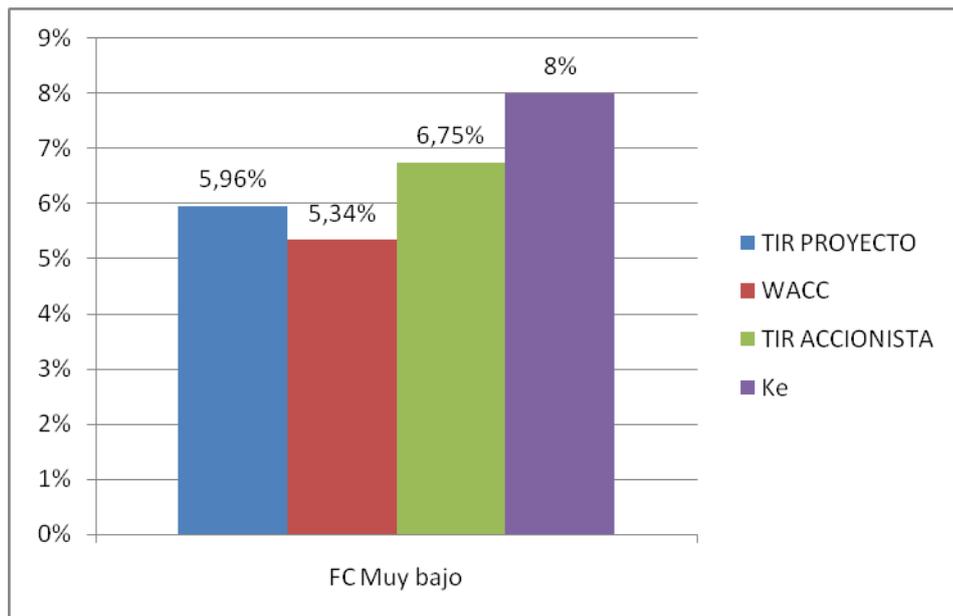


Figura 4.26: Rentabilidad para el escenario muy pesimista del modelo de retribución completa. Fuente: Elaboración propia.

Pese a ser el VAN positivo tanto para el proyecto como el accionista (por tanto rentable), el accionista obtiene una retribución por debajo de su mínimo esperado (Ke). De igual manera, la rentabilidad del proyecto está demasiado ajustada.

Considerando una rentabilidad real razonable de 1,5% para el proyecto, el precio de la tarifa regulada para el caso de FC bajo de 67,5 €/MWh. Con este precio se obtiene:

TIR PROYECTO	6,83%
TIR ACCIONISTA	9,330%

En ambos casos superior a sus rentabilidades mismas. Este precio supone un sobrecoste de 11,584 €/MWh.

#### 4.3.4.1.2 Prima Parcial

En este caso se considera el sistema de mercado más prima, pero con reducción de la prima a partir de 2013. El sistema de retribución es aquel sistema que reduce la prima progresivamente desde un 35% en 2013 y un 6,5% anual desde entonces. Es decir, la prima recibida en 2014 será un 37% menor, en 2015 un 40% menor y así sucesivamente.

Como puede verse en el Anexo II, la prima equivale a cero el último año de utilización de la instalación.

Con este modelo listo, se realizan los mismos escenarios que en el caso anterior:

Escenarios	Alto factor de capacidad	Factor de capacidad medio	Bajo factor de capacidad
Horas equivalentes	2700	2300	2100
OPEX (M€ año)	1980000	1760000	1540000

Pero en este caso se añade la opción de precio de mercado. El precio de mercado utilizado responde a la evolución de la figura 4.27:

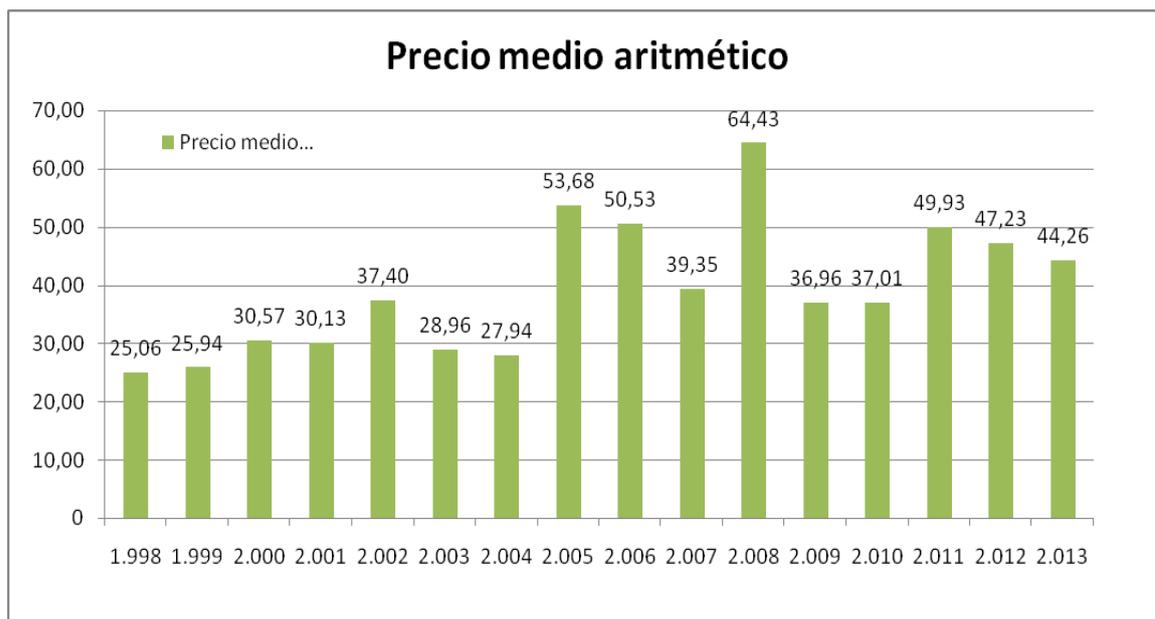


Figura 4.27: Evolución del precio medio aritmético de mercado. Fuente: OMIE

Observando la evolución de los últimos tres años de la figura se establecerá un precio de mercado de 47 €/MWh.

Los resultados obtenidos se muestran en la *figura 4.28*:

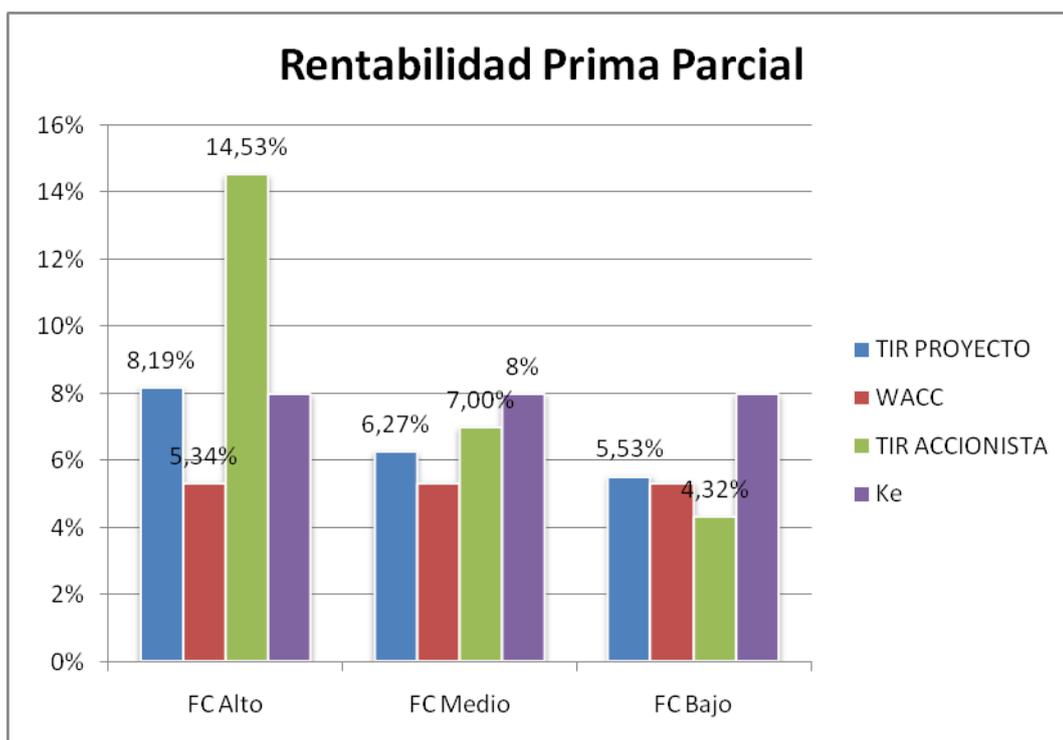


Figura 4.28: Rentabilidad para el modelo de prima parcial. Fuente: Elaboración propia.

De nuevo, el interés de la deuda supuesto es del 6%. WACC y Ke se mantienen constantes.

**Resultados:**

Únicamente en el caso de un factor de capacidad alto se considera rentable la inversión desde los dos puntos de vista (proyecto y accionista). Sin embargo y al igual que en el caso anterior, la rentabilidad real para éstos parques es alta.

RENTABILIDAD REAL PROYECTO	2,85%
RENTABILIDAD REAL ACCIONISTA	6,53%

Se puede concluir que, para un buen funcionamiento de los parques o para los parques mejor situados, la retribución es alta.

Para el factor de carga medio, el VAN sigue siendo positivo, pero en este caso el TIR del accionista no cumple con el Ke por lo que el proyecto no resultaría atractivo.

En el caso de factor de carga bajo, el TIR de proyecto está muy ajustado con un VAN escasamente por encima de cero (777.426 €) pero es negativo en el caso del accionista. En este escenario nunca entraría el accionista. En caso de que el sistema de retribución descrito fuera una medida regulatoria, con el proyecto ya realizado, al ser el TIR del accionista de 4,32%, por debajo del 5,34% de WACC (rentabilidad mínima), el accionista estaría perdiendo capital.

#### 4.3.4.1.3 Sin primas

Este caso representa la situación en la que se encontraban muchos parques en España. Pese a haber realizado un registro de preasignación, por medidas administrativas se retrasó su inclusión en 2009 por lo que finalmente no se aceptó dicho registro.

El escenario analiza por tanto la rentabilidad de un parque con tecnología de entre 2007 y 2010 que únicamente recibe primas los dos primeros años y posteriormente la retribución correspondiente al precio de mercado. Éste sería el resultado de la aplicación de RDL 1/2012.

Puesto que, tanto el escenario de factor de capacidad bajo como el factor de capacidad medio bajan, se analiza sólo el escenario más optimista de factor de capacidad alto:

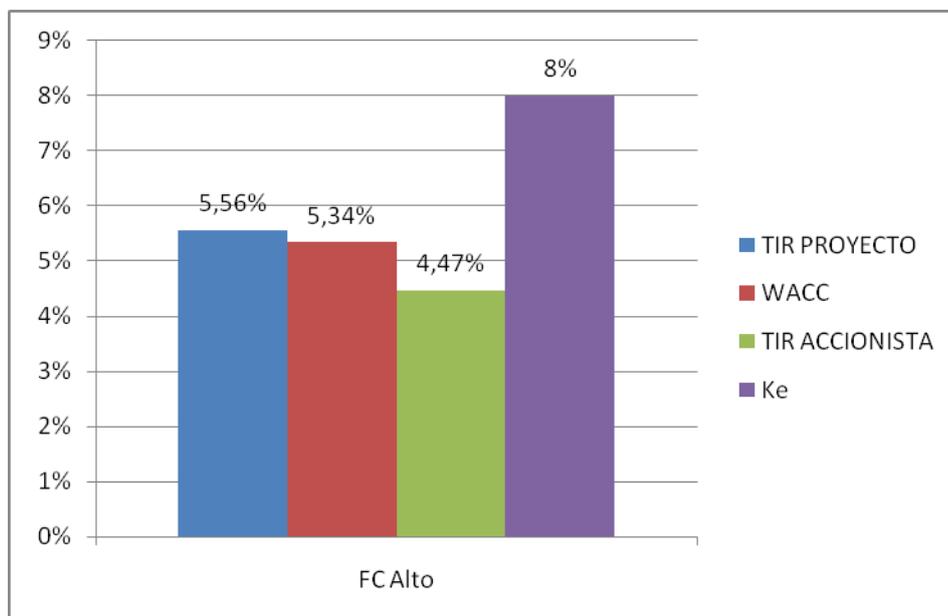


Figura 4.29: Rentabilidad para el modelo sin primas DFC alto. Fuente: Elaboración propia.

Los datos del modelo para el accionista se adjuntan en el Anexo III.

**Resultados:**

La situación descrita no es rentable, pese a estar muy ajustado en el caso del proyecto y tener un VAN positivo, el accionista pierde incluso en el escenario más alto.

Se puede concluir, que la viabilidad de los parques en esta situación no es rentable y se debería proponer un sistema de financiación al menos parecido al descrito en el apartado anterior.

**4.3.4.2 Escenario (2013 – 2014)**

A través de este escenario se pretende estudiar la viabilidad económica de parques con puesta en marcha en los años 2013 o 2014.

Respecto al método de retribución se establecerá de forma estimada el indicado por la Ley 24/2013. Para el complemento a la operación se supondrán valores entre 1,8% y el 1,2% del precio de mercado. Para el complemento a la inversión se utilizarán factores entre 3,5% y 2,5% que equivalen a la división de los costes de generación anuales entre la inversión inicial. Estos últimos porcentajes se van actualizando con una tasa de descuento de entre el 3,5% y el 2,5%.

El parámetro de retribución quedará por tanto modificado como:

		Unidades
Precio mercado	47	€/MWh
Complemento a la operación	1,8	% de €/MWh
Complemento a la inversión	3,5	% de €
tasa descuento	2,5	%

Figura 4.30: Parámetro retribución actualizado. Fuente: Elaboración propia.

La tasa de descuento, por tanto, va disminuyendo el complemento a la inversión. De tal forma que proporciona una ayuda gradual mayor en el momento más crítico, la inversión inicial.

De igual manera que en el escenario anterior de tecnología (2007 – 2010), se realizarán tres escenarios principales en función de los complementos y otros tres dentro de estos para simbolizar distintas localizaciones.

También hay que tener en cuenta los cambios necesarios para reflejar mejor el escenario de 2013. Los datos necesarios se obtienen del estudio de costes para 2013 que se resumen por países en la *figura 4.31*:

Geography	CAPEX (USDm/MW)	OPEX (USD/MW/yr)	Capacity factor (%)	LCOE (USD/MWh)
India	1.08–1.25	10,694–24,391	15–33	47–113
China	1.36–1.37	17,000–25,138	19–35	49–93
Brazil	1.67	24,000	23–45	55–99
United States	1.83	24,000–24,400	20–46	61–136
Australia	2.27–2.45	33,907	30–42	71–99
Europe	1.61–1.94	23,000–28,750	20–36	71–117
UK	1.43–1.52	28,750	28–31	72–74
France	1.43–1.52	20,000–22,500	26–31	75–82
Germany	1.36–1.46	19,000–21,500	24–27	79–82
Sweden	1.59–1.71	19,000–21,500	28–33	79–83
Netherlands	1.44–1.61	20,000–22,500	25–31	79–84
Denmark	1.51–1.61	20,000–22,500	26–30	80–85
Italy	1.46–1.6	20,000–22,000	24–30	87–95
Spain	1.39–1.63	20,000–22,500	26–29	88–91
Poland	1.52–1.73	23,000–24,500	25–30	93–97
Romania	1.61–1.85	22,000–24,500	24–30	100–107
Bulgaria	1.57–1.88	22,000–23,500	24–29	105–106

*Figura 4.31: Costes asociados a la energía eólica terrestre por países. Fuente: Bloomberg.*

La tabla de la *figura 4.31* se utiliza como referencia para los costes actuales. De acuerdo con entrevistas a agentes del sector, los costes de generación se han reducido en casi un tercio de su valor en 2010. Esto es debido a la mejora de los costes de mantenimiento de los aerogeneradores.

Existen tres posibles palancas de mejora: la reducción del coste de inversión, la reducción de los costes de operación y la mejora del factor de capacidad.

Pese a existir una tendencia a reducir los costes de inversión en el horizonte de 2020, se supondrá para el estudio un aumento de los mismos debido a la mejora de las prestaciones que incluyen. Considerando una posible bajada en el futuro se ha seleccionado un coste

de inversión de 1,2 M€MW (el máximo precio de la figura 4.31 en euros). De esta forma se está considerando el caso más desfavorable de cara a la rentabilidad de la inversión.

Con respecto a la reducción de costes de operación se utilizará la cifra proporcionada por agentes del sector de un tercio del máximo considerado para 2010. Esto es, un tercio de 45.000 M€MW/año que equivale a 15.000 M€MW/año. Para comprobar la validez de esta medida se multiplica por el cambio actual a dólares de 1,36 y se obtienen 20.400 USD/MW/yr que se encuentra en el intervalo definido por la *figura 4.31*.

En relación al factor de capacidad y por tanto al número de horas equivalentes, se supondrá una mejora de los aerogeneradores que se utilizará para aumentar el anterior escenario de FC bajo (de 2.100 h) a 2.300 horas. Los escenarios medio y alto corresponderán respectivamente a 2.600 h y 2.900 h.

El precio de mercado se establecerá en 45,6 €/MWh según la evolución presentada en 2013 y lo que va de 2014, contrastado con OMIE.

Las consideraciones económicas cambian. El parámetro *inflación y variación precios* se reducen al 1% de acuerdo con la evolución actual del IPC-IC subyacente. En relación al tipo de interés, se podría decir que depende tanto de la inflación como del riesgo percibido. La inestabilidad regulatoria aumenta el riesgo y por tanto el interés, pero la bajada de la inflación hace que este disminuya. Teniendo en cuenta estas consideraciones y la realidad de los tipos de interés de los bancos principales se establece un 6% de interés. Por las mismas razones, el accionista ante el aumento de riesgo, exige una rentabilidad mínima mayor, que se establecerá en un 9%.

Por último, y como se explicaba en el apartado de tipos de financiación, los escenarios planteados se financian al 50% de fondos propios de deuda.

#### **4.3.4.2.1 Escenario Optimista**

Se trata de una estimación alta según los borradores de proposiciones de ley y entrevistas a agentes del sector. Está formado por:

Complemento a la operación	1,8	% de €/MWh
Complemento a la inversión	3,5	% de €
tasa descuento	2,5	%

El modelo para el proyecto, modificado del proyecto base se incluye en el Anexo IV.

Utilizando esos complementos y en función de los factores de capacidad siguientes:

Escenarios	Alto factor de capacidad	Factor de capacidad medio	Bajo factor de capacidad
Horas equivalentes	2900	2600	2300

Se obtiene:

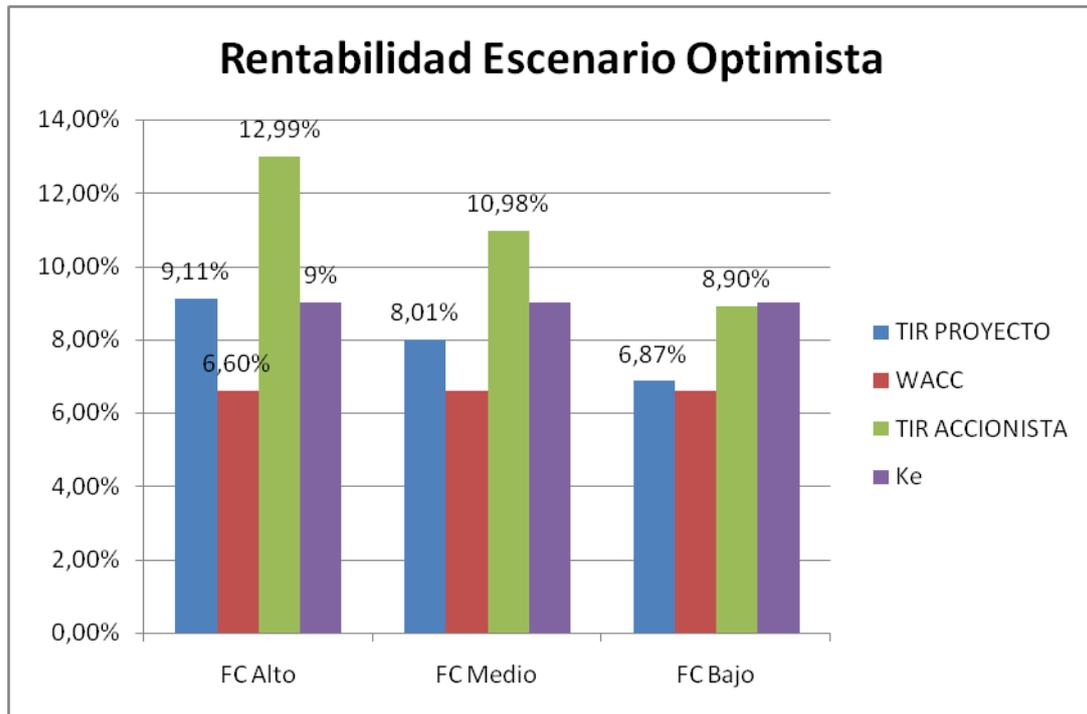


Figura 4.32: Rentabilidad del escenario optimista para tecnología 2013 - 2014. Fuente: Elaboración propia.

### Resultados:

Para los supuestos escenarios alto y medio, la rentabilidad del accionista es buena, teniendo en el escenario medio (más realista):

RENTABILIDAD REAL PROYECTO	1,41%
RENTABILIDAD REAL ACCIONISTA	1,98%

Si se tiene en cuenta una rentabilidad razonable de 1,5% se podría concluir que la retribución propuesta para el escenario optimista de complementos es correcta.

No obstante, el ajuste está en el límite ya que por debajo de las 2.300 horas de funcionamiento equivalente, el proyecto deja de ser rentable.

Puesto que la inversión inicial depende en gran medida de los aerogeneradores, este escenario se asemeja al presentado por una repotenciación de un parque que esté llegando al final de su vida útil.

**4.3.4.2.2 Escenario Realista**

En este caso los parámetros de complementos son:

Complemento a la operación	1,5	% de €/MWh
Complemento a la inversión	3	% de €
tasa descuento	3	%

Un menor complemento a la operación y a la inversión. Reduciéndose el de la inversión más rápido que en el caso anterior.

El modelo utilizado es el mismo que el caso anterior pero con la modificación de estos parámetros por lo que no se incluye en los anexos.

Se obtiene:

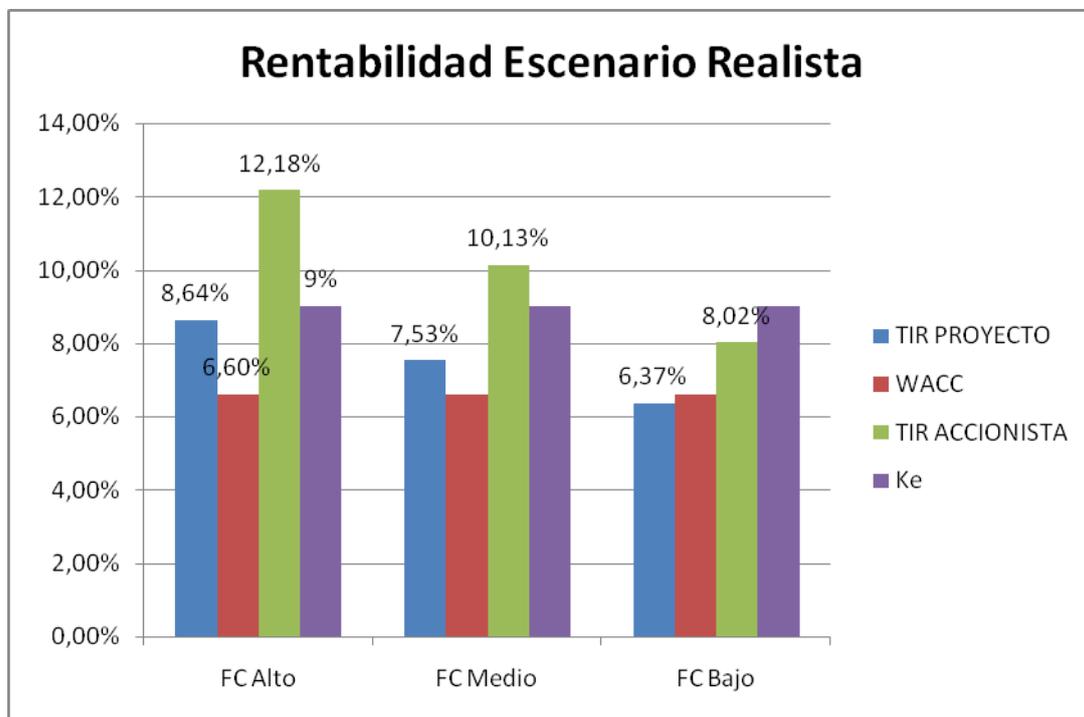


Figura 4.34: Rentabilidad del escenario realista para tecnología 2013 – 2014. Fuente: Elaboración propia.

**Resultados:**

En este caso el modelo del proyecto y accionista es rentable sólo en el caso de un factor de capacidad alto.

Para un factor de capacidad medio, la rentabilidad real es positiva pero por debajo del mínimo establecido del 1,5%:

RENTABILIDAD REAL PROYECTO	0,93%
RENTABILIDAD REAL ACCIONISTA	1,13%

Para valores factores de carga bajos, el proyecto es inviable ya que presenta un VAN negativo.

Se puede concluir, a partir de los resultados del modelo, que el modelo de retribución utilizado para un caso realista está cerca de ser razonablemente rentable pero con una estimación un poco a la baja la viabilidad se compromete. Es decir, las instalaciones eléctricas con puesta en marcha en 2013 - 2014 están cerca de funcionar con un sistema de retribución que equivale a una prima de 15 €/MWh.

Concretamente y para la obtención de una rentabilidad del 1,5% el complemento a la inversión y a la operación para una instalación con factor de capacidad entre medio y bajo (2.500 h) debería ser del 4% y 2% respectivamente (con una tasa de descuento del 3%).

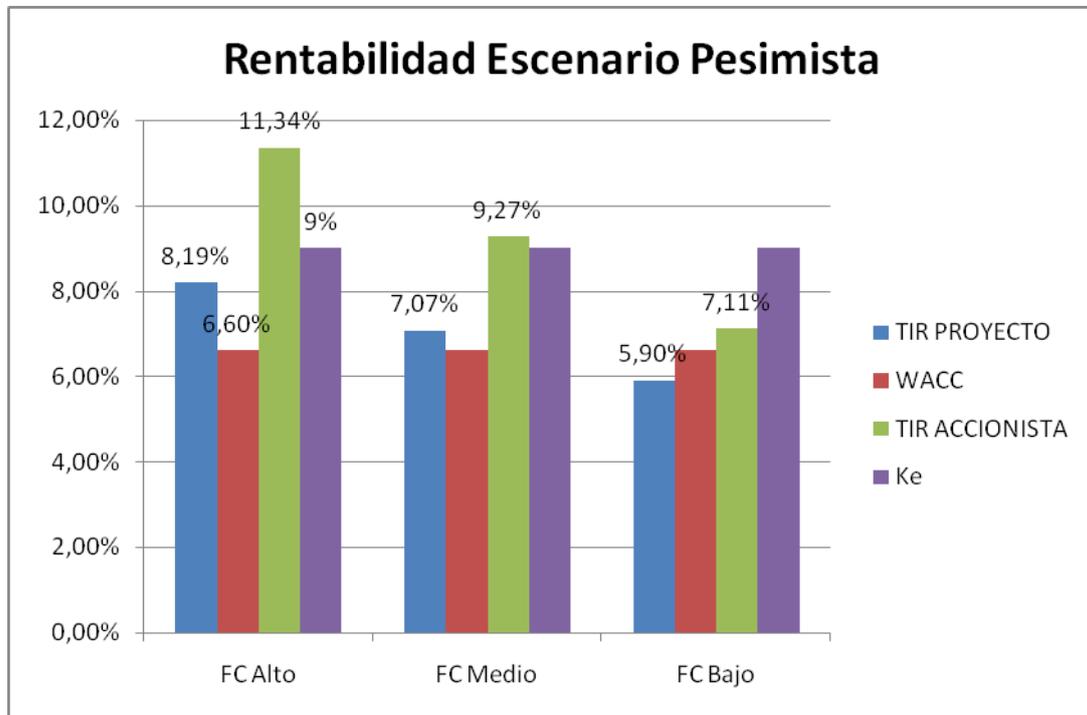
**4.3.4.2.3 Escenario Pesimista**

Los complementos en este escenario son:

Complemento a la operación	1,2	% de €/MWh
Complemento a la inversión	2,5	% de €
tasa descuento	3,5	%

Un complemento de inversión mínimo y que se descuenta más rápido que los anteriores.

Se obtiene:



*Figura 4.32: Rentabilidad del escenario pesimista para tecnología 2013 - 2014. Fuente: Elaboración propia.*

**Resultados:**

Los resultados obtenidos son similares al escenario medio. Sólo es rentable para el caso de un buen factor de capacidad. En el escenario medio la rentabilidad real es muy baja:

RENTABILIDAD REAL PROYECTO	0,47%
RENTABILIDAD REAL ACCIONISTA	0,27%

Por debajo de las 2.600 horas de funcionamiento el proyecto no es viable.

---

## **4.4 CONCLUSIONES FINALES**

---

Los escenarios realizados permiten hacer una buena estimación de la situación de los parques eólicos en el sistema peninsular español.

A la hora de realizar un modelo y extraer conclusiones de él, se deben tener en cuenta las limitaciones del mismo.

La primera limitación se encuentra en la estimación de las variables económicas. Pese a estar basadas en números medios relacionados con fuentes estadísticas, estas variables pueden variar mucho y alterar el resultado de las conclusiones.

Otra limitación del modelo es que no se incluye el aumento del impuesto sobre la electricidad (pasa de un 6% a un 7%). Dicho factor no es extremadamente relevante para el modelo pero sí a nivel global para las instalaciones eléctricas.

Por otro lado, se han estimado unas horas de funcionamiento límites. Estas horas se corresponden con el funcionamiento medio de instalaciones de potencia nominal 50MW. Existe la posibilidad de instalaciones en geografías inadecuadas para el aprovechamiento del viento que reflejarían una cantidad de retribución insuficiente.

General, el modelo no predice cambios inesperados como subidas bruscas en el precio, ni aumento variable de las horas de funcionamiento. Esta característica es la que más limita al modelo pero se asume como estimación al alza. Esto quiere decir que si se supone unas 2.300 horas de funcionamiento, las horas equivalentes medias serán iguales todos los años, puesto que habrá años con más y años con menos (siendo estos más posibles según la evolución de los últimos años), el equilibrio tenderá a ser las horas estimadas (a la alza por lo explicado).

Una vez estudiadas las limitaciones del modelo se procede al análisis de resultados y conclusiones.

Del estudio de parques eólicos con tecnología procedente de los años 2007 y 2010, se puede concluir que el sistema de retribución a tarifa regulada presenta un sobrecoste, que en el caso de factor de capacidad mínimo (caso más desfavorable) es de 11,6 €/MWh.

Lo cual quiere decir que el precio medio ponderado de la energía eólica terrestre para parques con tecnología de 2007 a 2010 es de 67,484 €/MWh. Se puede ver también a través del precio medio, que una retribución basada únicamente en el precio de mercado es insuficiente para que se consiga un nivel de rentabilidad mínima.

Con sistema de mercado de prima parcial o variable (creado en este proyecto), la rentabilidad del escenario medio está muy ajustada pero no cumple con el mínimo

---

establecido del 1,5%. Del mismo modelo se deduce que ajustando la tasa de descuento de la prima a un 4% en lugar de un 6,5%, se consigue una rentabilidad real de 1,4%.

Del sistema sin primas se puede concluir que es inviable para las instalaciones con esa tecnología.

Como se mencionaba con anterioridad, esta situación representa todos aquellos parques que no consiguieron el registro de preasignación. A raíz de los modelos estudiados se propone la solución de una prima variable para estos parques que se corresponde con un escenario de primas variables con una tasa de descuento del 3,5%.

Se ha comprobado la validez del precio medio obtenido en el modelo de retribución completo introduciendo en el modelo sin primas un precio de mercado de 67 euros. La rentabilidad real obtenida es del 1,8%. El incremento es debido a la retribución primada durante los dos primeros años. Se concluye por tanto que el precio medio real de los parques eólicos instalados en 2011 pertenece al intervalo [65,70] €/MWh.

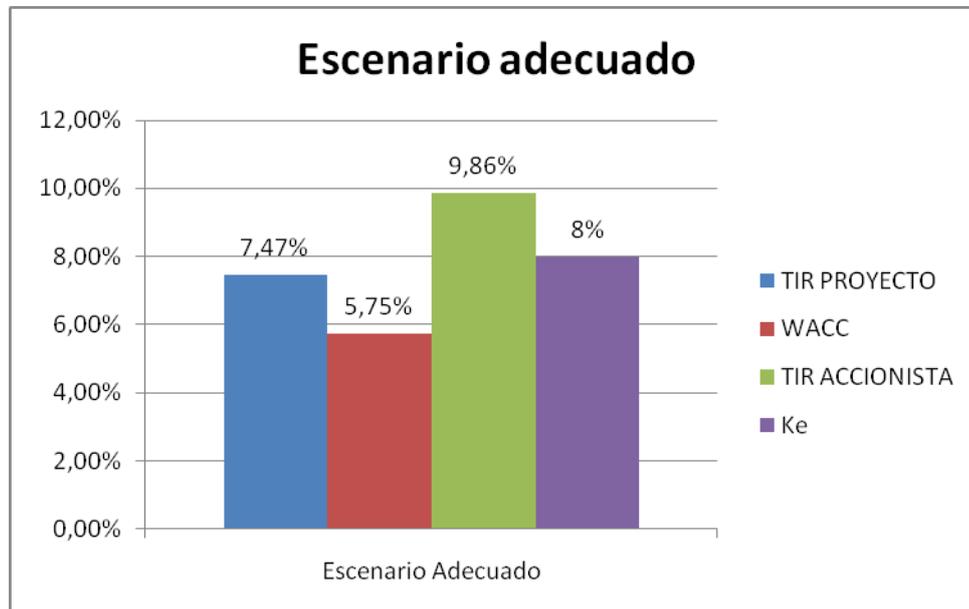
Del estudio de parques eólicos con tecnología correspondiente a los años 2013 – 2014 se puede concluir que para un escenario optimista y realista con horas de funcionamiento altas y medias los parques eólicos son viables con el sistema propuesto en la Ley 24/20013.

Sin embargo, estos escenarios implican unas horas de funcionamiento que no han sido contrastadas, para asegurar el buen funcionamiento del sistema retributivo se utiliza el escenario realista con un factor de capacidad de 2.300 h. Del estudio de este modelo se puede concluir que con el nivel de complementos estimado no es suficiente. Para obtener una rentabilidad real del 1,8% para el proyecto, se necesitarán unos complementos del 2% a la operación y del 5% a la inversión. Con dichos complementos y suponiendo que el accionista reduce a un 8% su rentabilidad mínima, se conseguiría también una rentabilidad real de 1,8% para el accionista.

Un escenario pesimista, sería rentable con una tasa de rentabilidad real del 2% a partir de las 2.850 horas de funcionamiento (número muy elevado, muy buenas localizaciones y tecnología).

Se concluye que para los parques eólicos con buena localización y buena tecnología (repotenciación) la rentabilidad tanto para el proyecto como para el accionista es mayor que la mínima razonable. Sin embargo, para una media de parques que funcionen unas 2.400 horas, los complementos necesarios deben ser mayores.

Para finalizar se incluye la figura de un escenario sin complementos que refleja el precio necesario para obtener un rentabilidad real del 1,368% para el proyecto y de 1,861% para el accionista:



*Figura 4.33: Escenario adecuado para la eólica terrestre. Fuente: elaboración propia.*

Escenario adecuado se refiere a una buena percepción del sistema regulatorio español, donde se otorgue un sistema de interés del 5% (bajo riesgo), y donde los accionistas establezcan un nivel de rentabilidad mínima inferior o igual al 8%. Con estas condiciones el precio medio real del mercado para la energía eólica se establecería en 60 €/MWh, lo que equivale aproximadamente a unos 14 €/MWh de diferencia con el precio de mercado.

Si partiendo de esta situación se redujeran los costes de inversión en un 5% se obtendría un precio de 50 €/MWh para una instalación de 2.600 horas equivalentes. Con la correcta estimulación, este escenario se podría alcanzar en 2016 – 2017.

No obstante este escenario parece que deberá esperar ya que las medidas aportadas por el momento generan cierta inseguridad e incertidumbre que afectan al desarrollo de las economías de escala necesarias para reducir los costes de inversión.

## Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. CNMC 2013. *Régimen especial*.
- [2] Comisión Europea de la Energía (2014). « *Energy Dependence* ».
- [3] IDAE, «*Plan de Energías Renovables 2011-2020*».
- [4] OMIE (2013), «*Informe de mercado*».
- [5] Boletín Oficial del Estado 1310, *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero*.
- [6] «*The WindPower*». URL: [http://www.thewindpower.net/statistics\\_countries](http://www.thewindpower.net/statistics_countries). (Último acceso: 2014).
- [7] CNE, *Liquidación provisional 14 de actividades del sector eléctrico*.
- [8] «*Energía y Sociedad*». URL: <http://www.energiaysociedad.es>. (Último acceso: 2014).
- [9] UNESA. «*Calculadora de consumo*». URL: <http://www.unesa.net/>. (Último acceso: 2014).
- [10] Deloitte, «*Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2011*».
- [11] IDAE, «*Evolución económica y prospectiva de costes de las energías renovables 2011-2020*».
- [12] Boletín Oficial del Estado. *Resolución 24/05/2006 de la Secretaría General del Estado*.
- [JS03] S. Jensen and K. Skytte, «*Simultaneous attainment of energy goals by means of green certificates and emission permits 2003*».
- [BOD06] S. Bode, «*The impact of renewable energy support schemes on power prices 2006*».
- [FSCH06]: Fischer, C. «*How can renewable portfolio standards lower electricity prices 2006*».
- [RATH07]: M. Rathmann, «*Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices? 2007*».
- [SCHM11]: R. Schmalensee, «*Evaluating policies to increase the generation of electricity from renewable energy 2011*».

- [KM04]: K. Martin, «*How PV reduces wholesale power prices in New England 2004*».
- [SRG08]: F. Sensfuss, M. Ragwitz, and M. Genoese., «*The merit-order effect 2008*».
- [SdM08]: G. Sáenz de Miera, P. del Río Gonzalez, and Vizcaíno I, «*Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain*». 2008.
- [GV10]: R.J. Green and N. Vasilakos, «*The long-term impact of wind power on electricity prices and generating capacity 2010*».
- [BSPM10]: J. Bushnell, R. Schmalensee, J. Padilla, and B. Moselle, «*Investment in renewable and non-renewable technologies 2010*».
- [23] OPTRES, «*Assesment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market 2008*».
- [24] EWEA, «*European Wind Energy Association*». URL: [www.ewea.org](http://www.ewea.org). ( ltimo acceso: 2014).
- [25] WWEA. URL: [www.wwinddea.org](http://www.wwinddea.org). ( ltimo acceso: 2014).
- [26] Boletín Oficial del Estado, *Real decreto 2818/1998, de 23 de abril*.
- [27] Boletín Oficial del Estado, *Real decreto 841/202, de 17 de junio*.
- [28] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo*.
- [29] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo*.
- [30] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre*.
- [31] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto Ley 6/2009, de 30 abril*.
- [32] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto 1565/2010, de 19 noviembre*.
- [33] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto Ley 14/2010, de 23 diciembre*.
- [34] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto Ley 1/2012, de 27 enero*.
- [35] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 febrero*.
- [36] Boletín Oficial del Estado, *Real Decreto-Ley 9/2013*.
- [37] Boletín Oficial del Estado, *Ley 24/2013, de 26 diciembre*.
- [38] Catálogo GAMESA. *Modelos 2.0-2.5 MW*.

[39] INE, «*Instituto nacional de estadística*». URL: <http://www.ine.es/>. (Último acceso: 2014).

[40] Global Rates. URL: <http://www.global-rates.com/>. (Último acceso: 2014).

[41] Investopedia. «*Finance Education*». URL: <http://www.investopedia.com/>. (Último acceso: 2014).

[42] Bloomberg, «*New Energy Finance*». URL: <http://about.bnef.com/>. (Último acceso: 2014).

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

*Modelo*

---

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO I*

**Anexo I: Modelos de proyecto y accionista para escenario FC Alto de Retribución completa.**

**Proyecto**

INGRESOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción anual (MWh)		118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)		79,084	80,89838467	82,75439586	84,64823021	86,58540496	88,56691195	90,59376573	92,66700406	94,78768845	96,9569047
IPC		2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Factor de corrección		0,25	0,25	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ingresos de explotación (€)		9395179,2	9610728,099	9831222,228	10056209,75	10286346,11	10521749,14	10762539,37	11008840,08	11260777,39	11518480,28
Valor residual											
Ingresos totales		9395179,2	9610728,099	9831222,228	10056209,75	10286346,11	10521749,14	10762539,37	11008840,08	11260777,39	11518480,28
<b>GASTOS</b>											
Inversion Inicial	51000000										
OPEX		1980000	2068078,32	2113576,043	2160074,716	2207596,36	2256163,48	2305799,076	2356526,656	2408370,242	2461354,388
EBITDA		7415179,2	7542649,779	7717646,185	7896135,033	8078749,749	8265585,66	8456740,293	8652313,426	8852407,145	9057125,89
Amortizaciones		-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT		4865179,2	4992649,779	5167646,185	5346135,033	5528749,749	5715585,66	5906740,293	6102313,426	6302407,145	6507125,89
Impuestos		1459553,76	1497794,934	1550293,856	1603840,51	1658624,925	1714675,698	1772022,088	1830694,028	1890722,144	1952137,767
EBI		3405625,44	3494854,845	3617352,33	3742294,523	3870124,824	4000909,962	4134718,205	4271619,398	4411685,002	4554988,123
Intereses											
Beneficio neto		3405625,44	3494854,845	3617352,33	3742294,523	3870124,824	4000909,962	4134718,205	4271619,398	4411685,002	4554988,123
Amortizaciones		2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
FLUJO DE CAJA	-51000000	5955625,44	6044854,845	6167352,33	6292294,523	6420124,824	6550909,962	6684718,205	6821619,398	6961685,002	7104988,123
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-51000000	-45044374,56	-38999519,71	-32832167,39	-26539872,86	-20119748,04	-13568838,08	-6884119,871	-62500,47245	6899184,529	14004172,65

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO I*

INGRESOS	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción anual (MWh)	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)	99,17576346	101,4454008	103,7669788	106,1416861	108,5707386	111,05538	113,5968823	116,196547	118,855705	121,575718
IPC	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Factor de corrección	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ingresos de explotación (€)	11782080,7	12051713,62	12327517,08	12609632,31	12898203,75	13193379,14	13495309,62	13804149,8	14120057,7	14443195,3
Valor residual										5100000
Ingresos totales	11782080,7	12051713,62	12327517,08	12609632,31	12898203,75	13193379,14	13495309,62	13804149,8	14120057,7	19543195,3
<b>GASTOS</b>										
Inversion Inicial										
OPEX	2515504,184	2570845,276	2627403,872	2685206,757	2744281,306	2804655,495	2866357,916	2929417,79	2993864,98	3059730,01
EBITDA	9266576,515	9480868,34	9700113,21	9924425,553	10153922,44	10388723,64	10628951,7	10874732	11126192,8	16483465,3
Amortizaciones	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT	6716576,515	6930868,34	7150113,21	7374425,553	7603922,44	7838723,644	8078951,704	8324731,99	8576192,77	13933465,3
Impuestos	2014972,955	2079260,502	2145033,963	2212327,666	2281176,732	2351617,093	2423685,511	2497419,6	2572857,83	4180039,58
EBI	4701603,561	4851607,838	5005079,247	5162097,887	5322745,708	5487106,551	5655266,193	5827312,39	6003334,94	9753425,68
Intereses										
Beneficio neto	4701603,561	4851607,838	5005079,247	5162097,887	5322745,708	5487106,551	5655266,193	5827312,39	6003334,94	9753425,68
Amortizaciones	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
FLUJO DE CAJA	7251603,561	7401607,838	7555079,247	7712097,887	7872745,708	8037106,551	8205266,193	8377312,39	8553334,94	12303425,7
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	21255776,21	28657384,05	36212463,3	43924561,18	51797306,89	59834413,44	68039679,64	76416992	84970327	97273752,6

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO I*

**Accionista**

INGRESOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción anual (MWh)		118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)		79,084	80,89838467	82,75439586	84,64823021	86,58540496	88,56691195	90,59376573	92,66700406	94,78768845	96,9569047
IPC		2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Factor de corrección		0,25	0,25	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ingresos de explotación (€)		9395179,2	9832327,493	10058471,03	10289815,86	10526481,62	10768590,7	11016268,29	11269642,46	11528844,23	11794007,65
Valor residual											
Ingresos totales		9395179,2	9832327,493	10058471,03	10289815,86	10526481,62	10768590,7	11016268,29	11269642,46	11528844,23	11794007,65
<b>GASTOS</b>											
Inversion Inicial	51000000										
OPEX		1980000	2068078,32	2113576,043	2160074,716	2207596,36	2256163,48	2305799,076	2356526,656	2408370,242	2461354,388
EBITDA		7415179,2	7764249,173	7944894,982	8129741,143	8318885,264	8512427,221	8710469,211	8913115,802	9120473,992	9332653,264
Amortizaciones		-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT		4865179,2	5214249,173	5394894,982	5579741,143	5768885,264	5962427,221	6160469,211	6363115,802	6570473,992	6782653,264
Impuestos		1459553,76	1564274,752	1618468,495	1673922,343	1730665,579	1788728,166	1848140,763	1908934,741	1971142,198	2034795,979
EBI		3405625,44	3649974,421	3776426,488	3905818,8	4038219,685	4173699,055	4312328,448	4454181,061	4599331,794	4747857,285
Intereses		2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000
Beneficio neto		1263625,44	1507974,421	1634426,488	1763818,8	1896219,685	2031699,055	2170328,448	2312181,061	2457331,794	2605857,285
Amortizaciones		2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
CAPEX	-51000000										
Deuda	35700000										0
FLUJO DE CAJA	-15300000	3813625,44	4057974,421	4184426,488	4313818,8	4446219,685	4581699,055	4720328,448	4862181,061	5007331,794	5155857,285
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-15300000	-11486374,56	-7428400,139	-3243973,651	1069845,149	5516064,834	10097763,89	14818092,34	19680273,4	24687605,19	29843462,48

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**

INGENIERO INDUSTRIAL

*ANEXO I*

INGRESOS	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción anual (MWh)	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)	99,17576346	101,4454008	103,7669788	106,1416861	108,5707386	111,05538	113,5968823	116,196547	118,855705	121,575718
IPC	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Factor de corrección	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ingresos de explotación (€)	12065269,83	12342771,03	12626654,77	12917067,83	13214160,39	13518086,08	13829002,06	14147069,1	14472451,7	14805318,1
Valor residual										5100000
Ingresos totales	12065269,83	12342771,03	12626654,77	12917067,83	13214160,39	13518086,08	13829002,06	14147069,1	14472451,7	19905318,1
<b>GASTOS</b>										
Inversion Inicial										
OPEX	2515504,184	2570845,276	2627403,872	2685206,757	2744281,306	2804655,495	2866357,916	2929417,79	2993864,98	3059730,01
EBITDA	9549765,643	9771925,757	9999250,895	10231861,07	10469879,08	10713430,58	10962644,14	11217651,3	11478586,7	16845588,1
Amortizaciones	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT	6999765,643	7221925,757	7449250,895	7681861,07	7919879,081	8163430,581	8412644,14	8667651,31	8928586,71	14295588,1
Impuestos	2099929,693	2166577,727	2234775,269	2304558,321	2375963,724	2449029,174	2523793,242	2600295,39	2678576,01	4288676,42
EBI	4899835,95	5055348,03	5214475,627	5377302,749	5543915,357	5714401,407	5888850,898	6067355,92	6250010,7	10006911,6
Intereses	2142000	2142000								
Beneficio neto	2757835,95	2913348,03	5214475,627	5377302,749	5543915,357	5714401,407	5888850,898	6067355,92	6250010,7	10006911,6
Amortizaciones	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
CAPEX										
Deuda	0	-35700000	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA	5307835,95	-30236652	7764475,627	7927302,749	8093915,357	8264401,407	8438850,898	8617355,92	8800010,7	12556911,6
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	35151298,43	4914646,457	12679122,08	20606424,83	28700340,19	36964741,6	45403592,49	54020948,4	62820959,1	75377870,8

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO II*

**Anexo II: Modelo de primas variables para el proyecto**

INGRESOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción anual (MWh)		118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)		46	47,058	48,140334	49,24756168	50,3802556	51,53900148	52,72439851	53,93705968	55,17761205	56,44669713
Prima de referencia		31,633	31,633	21,03	20,30	19,51	18,68	17,79	16,84	15,83	14,76
Factor de corrección			0,35	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	0,51	0,54	0,58
Ingresos de explotación (€)		9222800,4	9348490,8	8217954,05	8262031,81	8303450,01	8341908,70	8377085,53	8408634,19	8436182,82	8459332,26
Valor residual											
Ingresos totales		9222800,4	9348490,8	8217954,045	8262031,811	8303450,008	8341908,699	8377085,526	8408634,19	8436182,823	8459332,256
<b>GASTOS</b>											
Inversion Inicial	51000000										
OPEX		1760000	1838291,84	1878734,26	1920066,414	1962307,875	2005478,649	2049599,179	2094690,361	2140773,549	2187870,567
EBITDA		7462800,4	7510198,96	6339219,785	6341965,397	6341142,133	6336430,05	6327486,347	6313943,829	6295409,274	6271461,689
Amortizaciones		-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT		4912800,4	4960198,96	3789219,785	3791965,397	3791142,133	3786430,05	3777486,347	3763943,829	3745409,274	3721461,689
Impuestos		1473840,12	1488059,688	1136765,935	1137589,619	1137342,64	1135929,015	1133245,904	1129183,149	1123622,782	1116438,507
EBI		3438960,28	3472139,272	2652453,849	2654375,778	2653799,493	2650501,035	2644240,443	2634760,68	2621786,492	2605023,183
Intereses											
Beneficio neto		3438960,28	3472139,272	2652453,849	2654375,778	2653799,493	2650501,035	2644240,443	2634760,68	2621786,492	2605023,183
Amortizaciones		2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
FLUJO DE CAJA	-51000000	5988960,28	6022139,272	5202453,849	5204375,778	5203799,493	5200501,035	5194240,443	5184760,68	5171786,492	5155023,183
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-51000000	-45011039,72	-38988900,45	-33786446,6	-28582070,82	-23378271,33	-1817770,29	-12983529,85	-7798769,169	-2626982,678	2528040,505

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO II*

INGRESOS	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción anual (MWh)	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)	57,7449712	59,0731055	60,4317869	61,821718	63,2436175	64,6982207	66,1862798	67,7085643	69,2658612	70,858976
Prima de referencia	13,62	12,40	11,10	9,72	8,25	6,68	5,01	3,23	1,34	0,00
Factor de corrección	0,62	0,66	0,70	0,75	0,79	0,85	0,90	0,96	1,02	1,00
Ingresos de explotación (€)	8477654,18	8490689,15	8497944,54	8498892,26	8492966,37	8479560,60	8458025,56	8427665,92	8387737,32	8418046,35
Valor residual										5100000
Ingresos totales	8477654,18	8490689,15	8497944,54	8498892,26	8492966,37	8479560,6	8458025,56	8427665,92	8387737,32	13518046,4
<b>GASTOS</b>										
Inversion Inicial										
OPEX	2236003,72	2285195,8	2335470,11	2386850,45	2439361,16	2493027,11	2547873,7	2603926,92	2661213,32	2719760,01
EBITDA	6241650,46	6205493,35	6162474,44	6112041,81	6053605,21	5986533,49	5910151,86	5823739	5726524	10798286,3
Amortizaciones	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT	3691650,46	3655493,35	3612474,44	3562041,81	3503605,21	3436533,49	3360151,86	3273739	3176524	8248286,34
Impuestos	1107495,14	1096648,01	1083742,33	1068612,54	1051081,56	1030960,05	1008045,56	982121,699	952957,2	2474485,9
EBI	2584155,32	2558845,35	2528732,1	2493429,27	2452523,65	2405573,44	2352106,3	2291617,3	2223566,8	5773800,44
Intereses										
Beneficio neto	2584155,32	2558845,35	2528732,1	2493429,27	2452523,65	2405573,44	2352106,3	2291617,3	2223566,8	5773800,44
Amortizaciones	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
FLUJO DE CAJA	5134155,32	5108845,35	5078732,1	5043429,27	5002523,65	4955573,44	4902106,3	4841617,3	4773566,8	8323800,44
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	7662195,82	12771041,2	17849773,3	22893202,5	27895726,2	32851299,6	37753405,9	42595023,2	47368590	55692390,5

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO III*

**Anexo III: Modelo sin primas para el accionista.**

INGRESOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción anual (MWh)		118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)		47	48,081	49,186863	50,31816085	51,47547855	52,65941456	53,87058109	55,10960445	56,37712536	57,67379924
Prima de referencia		31,633	31,633								
Factor de corrección			0,35								
Ingresos de explotación (€)		9341600,4	9470023,2	5843399,324	5977797,509	6115286,852	6255938,449	6399825,033	6547021,009	6697602,492	6851647,35
Valor residual											
Ingresos totales		9341600,4	9470023,2	5843399,324	5977797,509	6115286,852	6255938,449	6399825,033	6547021,009	6697602,492	6851647,35
<b>GASTOS</b>											
Inversion Inicial	51000000										
OPEX		1980000	2068078,32	2113576,043	2160074,716	2207596,36	2256163,48	2305799,076	2356526,656	2408370,242	2461354,388
EBITDA		7361600,4	7401944,88	3729823,281	3817722,793	3907690,492	3999774,969	4094025,957	4190494,353	4289232,25	4390292,962
Amortizaciones		-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT		4811600,4	4851944,88	1179823,281	1267722,793	1357690,492	1449774,969	1544025,957	1640494,353	1739232,25	1840292,962
Impuestos		1443480,12	1455583,464	353946,9844	380316,8379	407307,1475	434932,4908	463207,7872	492148,306	521769,675	552087,8886
EBI		3368120,28	3396361,416	825876,297	887405,955	950383,3443	1014842,479	1080818,17	1148346,047	1217462,575	1288205,074
Intereses		2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000	2142000
Beneficio neto		1226120,28	1254361,416	-1316123,703	-1254594,045	-1191616,656	-1127157,521	-1061181,83	-993653,9526	-924537,4249	-853794,9265
Amortizaciones		2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
CAPEX	-51000000										
Deuda	35700000										0
FLUJO DE CAJA	-15300000	3776120,28	3804361,416	1233876,297	1295405,955	1358383,344	1422842,479	1488818,17	1556346,047	1625462,575	1696205,074
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-15300000	-11523879,72	-7719518,304	-6485642,007	-5190236,052	-3831852,708	-2409010,229	-920192,059	636153,9883	2261616,563	3957821,637

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO III*

INGRESOS	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción anual (MWh)	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800	118800
Retribucion (€/MWh)	59,0002966	60,3573034	61,7455214	63,1656684	64,6184788	66,1047038	67,625112	69,1804896	70,7716408	72,3993886
Prima de referencia										
Factor de corrección										
Ingresos de explotación (€)	7009235,24	7170447,65	7335367,95	7504081,41	7676675,28	7853238,81	8033863,3	8218642,16	8407670,93	8601047,36
Valor residual										5100000
Ingresos totales	7009235,24	7170447,65	7335367,95	7504081,41	7676675,28	7853238,81	8033863,3	8218642,16	8407670,93	13701047,4
<b>GASTOS</b>										
Inversion Inicial										
OPEX	2515504,18	2570845,28	2627403,87	2685206,76	2744281,31	2804655,49	2866357,92	2929417,79	2993864,98	3059730,01
EBITDA	4493731,05	4599602,37	4707964,07	4818874,65	4932393,97	5048583,32	5167505,39	5289224,37	5413805,95	10641317,4
Amortizaciones	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000	-2550000
EBIT	1943731,05	2049602,37	2157964,07	2268874,65	2382393,97	2498583,32	2617505,39	2739224,37	2863805,95	8091317,35
Impuestos	583119,316	614880,712	647389,222	680662,395	714718,192	749574,995	785251,617	821767,311	859141,785	2427395,21
EBI	1360611,74	1434721,66	1510574,85	1588212,26	1667675,78	1749008,32	1832253,77	1917457,06	2004664,16	5663922,15
Intereses	2142000	2142000								
Beneficio neto	-781388,262	-707278,339	1510574,85	1588212,26	1667675,78	1749008,32	1832253,77	1917457,06	2004664,16	5663922,15
Amortizaciones	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000	2550000
CAPEX										
Deuda	0	-35700000	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA	1768611,74	-33857278,3	4060574,85	4138212,26	4217675,78	4299008,32	4382253,77	4467457,06	4554664,16	8213922,15
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	5726433,38	-28130845	-24070270,1	-19932057,9	-15714382,1	-11415373,8	-7033119,98	-2565662,92	1989001,24	10202923,4

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

*ANEXO IV*

**Anexo IV: Modelo de complementos para el proyecto.**

INGRESOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción anual (MWh)		114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400
Retribucion (€/MWh)		47	47,47	47,9447	48,424147	48,90838847	49,39747235	49,89144708	50,39036155	50,89426516	51,40320782
Complemento a la operación		0,846	0,85446	0,8630046	0,871634646	0,880350992	0,889154502	0,898046047	0,907026508	0,916096773	0,925257741
Complemento a la inversión		1848000	1756755	1712836,125	1670015,222	1628264,841	1587558,22	1547869,265	1509172,533	1471443,22	1434657,139
Ingresos de explotación (€)		7321582,4	7285073,224	7296437,531	7309452,642	7324096,636	7340348,333	7358187,278	7377593,727	7398548,625	7421033,599
Valor residual											
Ingresos totales		7321582,4	7285073,224	7296437,531	7309452,642	7324096,636	7340348,333	7358187,278	7377593,727	7398548,625	7421033,599
<b>GASTOS</b>											
Inversion Inicial	52800000										
OPEX		660000	673266	679998,66	686798,6466	693666,6331	700603,2994	707609,3324	714685,4257	721832,28	729050,6028
EBITDA		6661582,4	6611807,224	6616438,871	6622653,996	6630430,003	6639745,033	6650577,946	6662908,301	6676716,346	6691982,996
Amortizaciones		-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000
EBIT		4021582,4	3971807,224	3976438,871	3982653,996	3990430,003	3999745,033	4010577,946	4022908,301	4036716,346	4051982,996
Impuestos		1206474,72	1191542,167	1192931,661	1194796,199	1197129,001	1199923,51	1203173,384	1206872,49	1211014,904	1215594,899
EBI		2815107,68	2780265,057	2783507,21	2787857,797	2793301,002	2799821,523	2807404,562	2816035,811	2825701,442	2836388,097
Intereses											
Beneficio neto		2815107,68	2780265,057	2783507,21	2787857,797	2793301,002	2799821,523	2807404,562	2816035,811	2825701,442	2836388,097
Amortizaciones		2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000
FLUJO DE CAJA	-52800000	5455107,68	5420265,057	5423507,21	5427857,797	5433301,002	5439821,523	5447404,562	5456035,811	5465701,442	5476388,097
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-52800000	-47344892,32	-41924627,26	-36501120,05	-31073262,26	-25639961,25	-20200139,73	-14752735,17	-9296699,358	-3830997,916	1645390,181

# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

### INGENIERO INDUSTRIAL

#### ANEXO IV

INGRESOS	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción anual (MWh)	114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400	114400
Retribucion (€/MWh)	51,9172399	52,4364123	52,9607764	53,4903842	54,025288	54,5655409	55,1111963	55,6623083	56,2189314	56,7811207
Complemento a la operación	0,93451032	0,94385542	0,95329398	0,96282692	0,97245518	0,98217974	0,99200153	1,00192155	1,01194076	1,02206017
Complemento a la inversión	1398790,71	1363820,94	1329725,42	1296482,28	1264070,23	1232468,47	1201656,76	1171615,34	1142324,96	1113766,83
Ingresos de explotación (€)	7445030,94	7470523,57	7497495,07	7525929,63	7555812,05	7587127,71	7619862,59	7654003,23	7689536,73	7726450,72
Valor residual										5280000
Ingresos totales	7445030,94	7470523,57	7497495,07	7525929,63	7555812,05	7587127,71	7619862,59	7654003,23	7689536,73	13006450,7
<b>GASTOS</b>										
Inversion Inicial										
OPEX	736341,109	743704,52	751141,565	758652,981	766239,511	773901,906	781640,925	789457,334	797351,907	805325,426
EBITDA	6708689,83	6726819,05	6746353,51	6767276,65	6789572,54	6813225,81	6838221,67	6864545,9	6892184,82	12201125,3
Amortizaciones	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000	-2640000
EBIT	4068689,83	4086819,05	4106353,51	4127276,65	4149572,54	4173225,81	4198221,67	4224545,9	4252184,82	9561125,3
Impuestos	1220606,95	1226045,71	1231906,05	1238183	1244871,76	1251967,74	1259466,5	1267363,77	1275655,45	2868337,59
EBI	2848082,88	2860773,33	2874447,46	2889093,66	2904700,78	2921258,06	2938755,17	2957182,13	2976529,37	6692787,71
Intereses										
Beneficio neto	2848082,88	2860773,33	2874447,46	2889093,66	2904700,78	2921258,06	2938755,17	2957182,13	2976529,37	6692787,71
Amortizaciones	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000	2640000
FLUJO DE CAJA	5488082,88	5500773,33	5514447,46	5529093,66	5544700,78	5561258,06	5578755,17	5597182,13	5616529,37	9332787,71
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	7133473,06	12634246,4	18148693,8	23677787,5	29222488,3	34783746,3	40362501,5	45959683,6	51576213	60909000,7