

UNIVERSIDAD DE GRANADA
E.T.S. DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES T PUERTOS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL
ÁREA DE PROYECTOS DE INGENIERÍA



***APLICABILIDAD DE LOS MODELOS DE
EVALUACIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES
DE RIESGO AL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE
CENTRALES EÓLICAS***

TESIS DOCTORAL

ENRIQUE PRADOS MARTÍN

Granada, junio 2011

TESIS DOCTORAL

APLICABILIDAD DE LOS MODELOS DE EVALUACIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO AL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE CENTRALES EÓLICAS

Por

Enrique Prados Martín
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Presentada en el Departamento de Ingeniería Civil de la
Universidad de Granada

Director de Tesis:
D. Germán Martínez Montes
Dr. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Editor: Editorial de la Universidad de Granada
Autor: Enrique Prados Martín
D.L.: GR 1083-2012
ISBN: 978-84-694-9317-5

TESIS DOCTORAL

APLICABILIDAD DE LOS MODELOS DE EVALUACIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO AL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE CENTRALES EÓLICAS

Por: Enrique Prados Martín
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Director de Tesis:

D. GERMÁN MARTÍNEZ MONTES
Dr. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

TRIBUNAL CALIFICADOR

Presidente: **Dr. D.**

Vocales: **Dr. D.**

Dr. D.

Dr. D.

Secretario: **Dr. D.**

Acuerda otorgarle la calificación de,

Granada,

2011.

***APLICABILIDAD DE LOS
MODELOS DE EVALUACIÓN DE
INVERSIONES EN CONDICIONES
DE RIESGO AL ANÁLISIS DE
RENTABILIDAD DE CENTRALES
EÓLICAS***



ÍNDICE INICIAL

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ACRÓNIMOS

ÍNDICE GENERAL

<i>CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN</i>	<i>11</i>
<i>CAPÍTULO II.- CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN. EL SECTOR ENERGÉTICO Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES</i>	<i>15</i>
<i>1. EL SECTOR ENERGÉTICO</i>	<i>16</i>
1.1. INTRODUCCIÓN	16
1.2. PANORAMA EUROPEO	17
1.3. LAS ENERGÍAS RENOVABLES	21
1.3.1. Planes de Fomento de las Energías Renovables	22
1.3.2. Mercado Eléctrico. Régimen Especial	29
1.4. MARCO LEGISLATIVO	40
1.4.1. Unión Europea	40
1.4.2. Administración Central Española	41
1.5. LA ENERGÍA EÓLICA Y SUS PERSPECTIVAS EN ESPAÑA	47
1.5.1. Primeras Actuaciones	47
1.5.2. Situación Actual y Perspectivas	52
<i>2. LA ENERGÍA EÓLICA. ASPECTOS TÉCNICOS Y DE DISEÑO</i>	<i>60</i>

<i>CAPÍTULO III.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN</i>	<i>79</i>
1. <i>RENTABILIDAD DE LA ENERÍA EÓLICA Y EXPECTATIVAS</i>	<i>82</i>
2. <i>OBJETIVOS PRINCIPALES</i>	<i>82</i>
3. <i>OBJETIVOS SECUNDARIOS</i>	<i>83</i>
<i>CAPÍTULO IV.- DESARROLLO METODOLÓGICO DE LOS TRABAJOS</i>	<i>85</i>
1. <i>INTRODUCCIÓN</i>	<i>86</i>
2. <i>FASES DE LA INVESTIGACIÓN</i>	<i>87</i>
<i>CAPÍTULO V.- CUERPO DE LA INVESTIGACIÓN</i>	<i>91</i>
1. <i>ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE EVALUACIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO</i>	<i>92</i>
1.1. <i>INTRODUCCIÓN</i>	<i>92</i>
1.2. <i>VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE CERTEZA</i>	<i>93</i>
1.3. <i>VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO O INCERTIDUMBRE</i>	<i>99</i>
1.3.1. <i>Métodos Aproximados</i>	<i>100</i>
1.3.2. <i>Métodos Estadísticos</i>	<i>104</i>
2. <i>APLICACIÓN DEL MÉTODO DE MONTE CARLO AL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN PROYECTO EÓLICO TIPO</i>	<i>117</i>
2.1. <i>PROYECTO TIPO</i>	<i>118</i>
2.1.1. <i>Caracterización del Proyecto Tipo según el PER</i>	<i>118</i>

2.1.2. Estimación de la Producción Energética Anual Media	121
2.1.3. Precio de Venta de la Energía	127
2.1.4. Análisis de Rentabilidad en Condiciones de Certeza	129
2.2. PROYECTO SIMULADO	133
2.2.1. Producción	134
2.2.2. Precio de Venta de la Energía	136
2.2.3. Simulación de Monte Carlo	138
<i>CAPÍTULO VI.- PRINCIPALES CONCLUSIONES</i>	143
<i>1. INTRODUCCIÓN</i>	144
<i>2. CONCLUSIONES</i>	145
2.1. SOBRE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR Y LAS PERSPECTIVAS	145
2.2. SOBRE LOS OBJETIVOS PRINCIPALES DE LA INVESTIGACIÓN	148
<i>CAPÍTULO VII- LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURAS</i>	152
<i>CAPÍTULO VIII.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>	156
<i>ANEXO I.- RESULTADOS PROYECTO TIPO</i>	168
<i>ANEXO II.- RESULTADOS PROYECTO SIMULADO</i>	183
<i>ANEXO III.- PUBLICACIONES DE CALIDAD</i>	188

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	30
FIGURA 2: CAPACIDAD EÓLICA INSTALADA (MW) EN ESPAÑA HASTA 2004	50
FIGURA 3: CAPACIDAD EÓLICA INSTALADA (MW) A NIVEL MUNDIAL A 31/12/2010	52
FIGURA 4: DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA	53
FIGURA 5: CAPACIDAD EÓLICA INSTALADA (MW) EN CADA REGIÓN ESPAÑOLA A 31/12/2010	54
FIGURA 6: CAPACIDAD (MW) INSTALADA ACUMULADA POR EMPRESAS EN ESPAÑA A 31/12/2010	55
FIGURA 7: CAPACIDAD (MW) INSTALADA ACUMULADA POR FABRICANTES EN ESPAÑA A 31/12/2010	56
FIGURA 8: EVOLUCIÓN DE LA EÓLICA EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN ESPAÑA	57
FIGURA 9: COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA POR ENERGÍA EN 2010 EN ESPAÑA	57
FIGURA 10: ÁREA DE BARRIDO DEL ROTOR	61
FIGURA 11: CAPTURA DE ENERGÍA CINÉTICA QUE POSEE EL VIENTO CON ROTOR DE TRES PALAS	62
FIGURA 12: TUBO DE CORRIENTE CILÍNDRICO	64
FIGURA 13: POTENCIA DEL VIENTO EN FUNCIÓN DE SU VELOCIDAD	66
FIGURA 14: LA VARIACIÓN DEL VIENTO SUELE DESCRIBIRSE MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN WEIBULL	68
FIGURA 15: VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO SEGÚN LA ALTURA CON RUGOSIDAD =0.1	70
FIGURA 16: CORRIENTES DE VIENTO ALREDEDOR DE UN OBSTÁCULO (EN ALTURA)	73
FIGURA 17: CORRIENTES DE VIENTO ALREDEDOR DE UN OBSTÁCULO (EN PLANTA)	74
FIGURA 18: COLOCACIÓN DE UN AEROGENERADOR PARA APROVECHAR EL EFECTO TÚNEL	76
FIGURA 19: COLOCACIÓN DE UN AEROGENERADOR PARA APROVECHAR EL EFECTO COLINA.	77
FIGURA 20: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA FUNCIÓN DE DENSIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN NORMAL	113
FIGURA 21: FUNCIONES DE DENSIDAD Y DE PROBABILIDAD	114
FIGURA 22: MICROSITTING DE LAS TURBINAS EÓLICAS	123
FIGURA 23: PREDICCIÓN DEL CLIMA EÓLICO PARA LA TURBINA EÓLICA EN POSICIÓN 1	124
FIGURA 24: CURVA DE POTENCIA DE LA TURBINA EÓLICA	125
FIGURA 25: CURVA DE POTENCIA APROXIMADA POR UNA FUNCIÓN LINEAL DE TRES NODOS	135

FIGURA 26: AJUSTE DE LA DISTRIBUCIÓN PARA LA DATA HISTÓRICA DEL PRECIO HORARIO FINAL	138
FIGURA 27: DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD DE VAN Y TIR PARA CADA SIMULACIÓN	141

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: COMPARATIVA RETRIBUCIÓN (€/MWH) R.D. 661/2007-R.D. 436/2004	39
TABLA 2: PARÁMETROS BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN TIPO DE 5 MW SEGÚN EL PER 2005-2010	119
TABLA 3: CLIMA EÓLICO REGIONAL PARA EL PROYECTO TIPO	122
TABLA 4: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DE CADA TURBINA Y TOTAL DEL PARQUE EÓLICO	127
TABLA 5: VARIABLES DE PARTIDA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO TIPO	130
TABLA 6: ANÁLISIS DE RENTABILIDAD EN CONDICIONES DE CERTEZA	132
TABLA 7: DATA HISTÓRICA DEL PRECIO DE MERCADO	137
TABLA 8: VARIABLES DE ENTRADA ALEATORIAS Y SUS DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	139
TABLA 9: VALORES MEDIO Y EXTREMOS DE VAN Y TIR DE LA INVERSIÓN EN CADA SIMULACIÓN	140

ACRÓNIMOS Y SIGLAS

APPA	<i>Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con Fuentes de Energías Renovables</i>
BOE	<i>Boletín Oficial del Estado</i>
CCAA	<i>Comunidades Autónomas</i>
CDTI	<i>Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial</i>
CE	<i>Comunidad Europea</i>
CEDER	<i>Centro de Desarrollo de Energías Renovables</i>
CEDEX	<i>Centro De Estudios y Experimentación de Obras Públicas</i>
CEE	<i>Comunidad Económica Europea</i>
CIEMAT	<i>Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas</i>
CNE	<i>Comisión Nacional de la Energía</i>
COM	<i>Comunicación de la Comisión Europea</i>
DOCE	<i>Diario Oficial de la Comunidad Europea</i>
EERR	<i>Energías Renovables</i>
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
FAD	<i>Fondos de Ayuda al Desarrollo</i>
FNC	<i>Flujo Neto de Caja</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
I+D	<i>Investigación y Desarrollo</i>
IDAE	<i>Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía</i>
MEH	<i>Ministerio de Economía y Hacienda</i>
MMA	<i>Ministerio de Medio Ambiente</i>
OMEL	<i>Operador de Mercado eléctrico</i>
PIB	<i>Producto Interior Bruto</i>
PLAFER	<i>Plan de Fomento de las Energías Renovables</i>
RD	<i>Real Decreto</i>
RDL	<i>Real Decreto Legislativo</i>
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
TEP	<i>Tonelada Equivalente de Petróleo</i>
TIR	<i>Tasa Interna de Rendimiento</i>
UE	<i>Unión Europea</i>
VAN	<i>Valor Actualizado Neto</i>
W	<i>Watio</i>

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN

La presente tesis estudia, una vez llevada a cabo una caracterización de las Energías Renovables, y en especial de la Energía Eólica, la viabilidad de efectuar el análisis de la rentabilidad de este tipo de inversiones a partir de un modelo que incorpore de forma sistemática el concepto de riesgo.

Concretamente, el título de la tesis: “***Aplicabilidad de los Modelos de Evaluación de Inversiones en Condiciones de Riesgo al Análisis de Rentabilidad de Centrales Eólicas***” contrapone la estimación de la rentabilidad de una inversión realizada por los métodos tradicionales con la realizada por los métodos estadísticos de simulación.

En el *Capítulo II* se procede a la *Contextualización de la Investigación*, estudiando el sector energético y especialmente la situación de las energías renovables, haciendo hincapié en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER) y en el mercado eléctrico de las instalaciones en régimen especial. Asimismo, se dedica atención a las principales normas y disposiciones legales que enmarcan el sector a fecha de hoy (marco legal que se muestra en un continuo proceso de adecuación a la situación cambiante por la que atraviesa el mercado energético mundial).

En este capítulo también se ofrece un perfil de la evolución de la energía eólica en España, desde los orígenes hasta la actualidad, y se intentan esbozar las perspectivas de futuro, señalando los niveles de cumplimiento de los compromisos marcados por el PLAFER y los sucesivos planes aprobados por el Gobierno para incentivar este tipo de energías.

En el *Capítulo III*, se señalan los aspectos claves que se extraen al analizar los factores que intervienen en la rentabilidad de las instalaciones eólicas y la evolución esperada en los próximos años y se marcan los *Objetivos* que persigue el presente trabajo.

El *Capítulo IV* trata de la *Metodología* seguida en la investigación, consistente en realizar primero un escrutinio de los principales métodos de evaluación de inversiones existentes que consideran contextos de riesgo y en definir, después, un Proyecto Tipo de instalación eólica del que se llevará a cabo una evaluación de rentabilidad del modo tradicional y mediante uno de estos modelos de riesgo.

El *Capítulo V* constituye el *Cuerpo de la Investigación* y consta de dos partes diferentes. En la primera se efectúa el análisis de los distintos modelos de evaluación riesgo, principalmente los estadísticos, considerando los pros y los contras de cada uno.

En la segunda parte se analiza la rentabilidad de una inversión típica de energía eólica, de un modo tradicional primero, es decir, considerando todos los valores definitorios de la rentabilidad como fijos (Proyecto Tipo), para posteriormente utilizar uno de los métodos de evaluación de riesgo analizados, en concreto el Método de simulación de Monte Carlo (Proyecto Simulado).

La simulación consiste en la generación de un conjunto de números aleatorios (en este caso uno por cada variable aleatoria) que se convierte en otro conjunto formado por valores posibles de las variables de entrada, es decir, en cada iteración se selecciona al azar un valor de cada una de las distribuciones de probabilidad de las variables y se calcula la rentabilidad para dichos valores. La realización de un número suficientemente grande de iteraciones permite determinar la función de densidad de la rentabilidad a partir de las frecuencias de aparición de cada valor obtenido.

Con ello se introduce el concepto de riesgo en la valoración de la inversión al considerar un rango de valores posibles para los elementos definidores de la rentabilidad más sujetos al riesgo, como son en este caso la velocidad del viento y los precios de venta de la energía.

En el *Capítulo VI* se exponen las *Conclusiones* de la investigación y en el *Capítulo VII* se plantean las posibles *Líneas futuras de investigación*.

Antes de las *Referencias Bibliográficas* se encuentran una serie de *Anexos*. En el primero se ofrece el desarrollo completo, llevado a cabo en hojas de cálculo Excel, del modelo de evaluación de la inversión del proyecto eólico tipo, que incluye el cálculo del margen bruto, el de la amortización, el del servicio de deuda, el de la cuenta de resultados y el del balance; el segundo anexo consiste en la totalidad de los informes de salida generados por el programa informático de simulación en el análisis de riesgo; en el tercer anexo se adjuntan las publicaciones de calidad llevadas a cabo en el transcurso de elaboración de la presente Tesis a partir de los materiales de la investigación y que reflejan los estadios intermedios de la misma.

***CAPÍTULO II.- CONTEXTUALIZACIÓN DE LA
INVESTIGACIÓN. EL SECTOR ENERGÉTICO Y LAS
ENERGÍAS RENOVABLES***

1. EL SECTOR ENERGÉTICO

1.1. INTRODUCCIÓN

El sector energético constituye una parte esencial y dinamizadora de la actividad económica de un país. Por ello, el suministro energético en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio es un objetivo irrenunciable en la definición de cualquier política energética [1].

Los generadores energéticos se han de basar, por tanto, en la racionalidad, eficiencia y garantía de suministro. Además, el sistema energético nacional ha de compatibilizar la iniciativa privada con su carácter de servicio público, con el fin de procurar un servicio fiable y eficiente.

En los últimos años los procesos de liberalización de la energía emprendidos en países desarrollados, entre ellos España, están produciendo importantes transformaciones en los sectores energéticos.

Señalar, asimismo, que la demanda de energía sigue aumentando y su evolución depende no sólo de la actividad económica de un país y de sus condiciones climáticas sino también de la tendencia a satisfacer un número mayor de necesidades.

[1] Ministerio de Economía. Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011. Madrid: Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa; 2002.

1.2. PANORAMA EUROPEO

Estas circunstancias y objetivos quedan reflejados en la Directiva 96/92/CE [2] del Consejo Europeo sobre mercado interior de la electricidad, que busca: asegurar el suministro de energía y la calidad del mismo al menor coste posible, establecer y mantener la competitividad de los operadores económicos europeos que dependan de la energía y proteger el medioambiente. Además añade que se debe proporcionar energía eléctrica con renovables mediante una adecuada regulación que dé preferencia a este tipo de instalaciones.

El impacto ambiental de la generación eléctrica mediante fuentes convencionales de energía era ya una prioridad para todos los países firmantes del Protocolo de Kioto [3]. A escala europea el comienzo de la integración de las energías renovables se hizo oficial con la publicación del Libro Verde [4] y del Libro Blanco [5] de la Comisión Europea.

El objetivo del Libro Blanco de Energías Renovables de la UE es alcanzar, en el año 2010, el 12 % del consumo de energía con energías renovables en Europa. En energía eólica, supone pasar de una potencia instalada en Europa de 3.5 GW, en 1996, a 40 GW, en el año 2010 para toda la UE. Dicho crecimiento de 36.5 GW de potencia de energía eólica, supone una inversión asociada de alrededor de 271 mil millones de euros [6].

[2] Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L27. Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a las normas comunes del mercado interior de la electricidad, Luxemburgo; 1997.

[3] Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L33. Decisión 94/69/CE de 15 de diciembre de 1993 por la que la Comunidad Europea ratificó el Protocolo de Kioto (aprobado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático el 9 de mayo de 1992 en New York), Luxemburgo; 1994.

[4] Comisión Europea. Energía para el futuro: plantas de energía renovable-Libro Verde para una estrategia comunitaria. COM 1996; 576. Luxemburgo, 1996.

[5] Comisión Europea. Energía para el futuro: plantas de energía renovable-Libro Blanco para una estrategia y un Plan Comunitario de Acción. COM 1997; 599. Bruselas, 1997.

[6] Zervos A. Developing wind energy to meet the Kyoto targets in the European Union. Wind Energy 2003; 6: 309-19.

Este libro fue emitido por la Comisión Europea en noviembre de 1997 a fin de presentar una estrategia comunitaria y un plan de acción para la promoción de las energías renovables en la Unión Europea. Desde que se publicó el Libro Blanco de las Energías Renovables, la Comisión Europea ha llevado a cabo una serie de iniciativas encaminadas a definir un marco europeo para la promoción y el desarrollo de las energías renovables.

La Directiva 2001/77/CE [7], aprobada en septiembre de 2001, estableció los objetivos en cuanto a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

Es importante mencionar también que el proyecto de Constitución Europea, finalmente desechado, contaba con un Capítulo dedicado a la energía en el que se consagraba, por vez primera a nivel de los Tratados Europeos, “el fomento de la eficiencia y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables” como objetivos de la política europea en materia energética.

La energía se definía en la nueva Constitución como una “competencia compartida entre la Unión y los Estados miembros” al mismo nivel, por ejemplo, que la agricultura y el medio ambiente (Artículo I-13).

“En el marco de la realización del mercado interior y habida cuenta de la exigencia de conservar y mejorar el medio ambiente”, la Constitución Europea señala específicamente que “la política de la Unión en el ámbito de la energía [tendrá entre sus objetivos] fomentar la eficiencia y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables” (Artículo III-157 párrafo 1 letra c).

“Sin perjuicio de la aplicación de otras disposiciones de la constitución”, los citados objetivos de la política energética de la Unión se lograrán mediante “medidas establecidas

[7] Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L283. Directiva 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a las normas comunes del mercado interior de la electricidad, Luxemburgo; 2001.

en Leyes o Leyes Marco Europeas” (Artículo III-157 párrafo 2.1). La aprobación de ambos actos legislativos se someterá a los dos principios establecidos por la Constitución, por primera vez, con carácter general:

- El principio de codecisión por el Parlamento Europeo y el Consejo de Ministros.
- El principio de toma de decisiones por mayoría cualificada del Consejo de Ministros. Este punto es muy importante ya la toma permanente de decisiones por unanimidad hubiera llevado a la Unión a la parálisis.

Respecto a las negociaciones que en los últimos tiempos están teniendo lugar para buscar un sucesor al Protocolo de Kyoto, merecen destacarse varios hitos. Así, en la no vinculante Declaración de Washington firmada el 16 de febrero de 2007, los jefes de gobierno de Canadá, Francia, Alemania, Italia, Japón, Rusia, Reino Unido, Estados Unidos, Brasil, China, India, México y Sudáfrica acordaron las líneas maestras de dicho plan post-Kyoto. Se apostaba por un sistema global para la fijación de los límites máximos de emisión de gases de efecto invernadero y para el intercambio de los derechos de emisión (Cap-and-Trade system), en el cual tomarían parte tanto los países industrializados como los países en vías de desarrollo. Este sistema debía estar implantado en 2009.

En la 33ª Cumbre del G8, celebrada el 7 de junio de 2007, los líderes presentes acordaron que todos los países del G8 “reducirían al menos a la mitad las emisiones de CO₂ antes de 2050”. Los detalles que posibilitarían conseguir este objetivo serían negociados por los ministros de medio ambiente dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático y dicho proceso incluiría a las economías emergentes.

Una ronda de negociaciones sobre el cambio climático auspiciada por Naciones Unidas (Conferencia sobre Cambio Climático de Viena, 2007) concluyó el 31 de agosto de

2007 con un acuerdo sobre los elementos claves para una respuesta internacional a los desafíos presentados por el cambio climático. Un informe elaborado por Naciones Unidas hecho público en esta conferencia mostraba cómo la eficiencia energética podía ser crucial a la hora de conseguir recortes en las emisiones de gases con un bajo coste.

Tras el encuentro internacional que tuvo lugar en Nusa Dua (Bali) en diciembre de 2007, la Conferencia 2008, que se celebró en diciembre en Poznan (Polonia), tuvo como uno de los temas principales de discusión la implementación de un plan para la prevención de la deforestación; el conocido por sus siglas en inglés como REDD (Reduced Emissions from Deforestation and Degradation).

La Directiva 2009/28/CE [⁸] del Parlamento europeo y del Consejo, aprobada el 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, estableció que cada Estado miembro debía elaborar un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER) para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva.

Para España, estos objetivos se concretan en que las energías renovables representen un 20% del consumo final bruto de energía, con un porcentaje en el transporte del 10%, en el año 2020. Los Estados miembros debían notificar a la Comisión Europea estos planes de acción antes del 30 de junio de 2010. Así lo hizo España.

[⁸] Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L140. Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, Luxemburgo; 2009.

1.3. LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Uno de los puntos clave de la estrategia energética medioambiental es el desarrollo de las energías renovables. El apoyo a esta fuente de energía se basa en su reducido impacto ambiental en comparación con otras energías y en su carácter de recurso autóctono que favorece el autoabastecimiento y la menor dependencia del exterior.

Existen además otros aspectos positivos que justifican el apoyo a su desarrollo, principalmente su contribución al desarrollo de las regiones y los índices favorables de generación de empleo.

Son fuentes de abastecimiento inagotables, ya que en su mayoría proceden en su origen del Sol, por lo que un mayor desarrollo tecnológico e industrial de las energías renovables siempre será una inversión en opciones de futuro.

La energía procedente de la radiación solar absorbida por la Tierra en un año es alrededor del doble de la energía que podremos obtener a partir de todos los recursos no renovables de petróleo, carbón, gas natural y uranio combinados de los que dispone el planeta [9]. Si se pudiera aprovechar tan sólo el 0.005 % de dicha radiación mediante colectores, turbinas y molinos, se obtendría más energía útil en un año de la que se consigue quemando petróleo, carbón y gas.

Con el objetivo de potenciar el uso de fuentes de energías renovables y de obtener una mayor eficiencia energética se han desarrollado, a nivel nacional, diversos programas e instituciones.

[9] Hermann WA. Quantifying global exergy resources. Energy 2006;31(12): 1685-1702.

Así, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) [10] tiene como objetivos principales el aportar soluciones para mejorar la utilización de los recursos y sistemas de generación de la energía, desarrollar fuentes energéticas alternativas y resolver los problemas de las empresas españolas en el ámbito de la energía y su repercusión en el ambiente.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [11] tiene como función básica promover la eficiencia energética y el uso racional de la energía en España así como la diversificación de las fuentes de energía y la promoción de las energías renovables.

La Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con Fuentes de Energías Renovables (APPA) agrupa a más de doscientas pequeñas y medianas empresas que generan electricidad partiendo de fuentes de energía renovables. Fue creada en 1987, siendo la única asociación del sector de ámbito estatal representada en el Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el ente regulador de los sistemas energéticos.

1.3.1. PLANES DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En respuesta a los nuevos condicionantes del sector, la política energética española persigue la integración de los aspectos medioambientales de la energía y a ello se compromete la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 [12].

[10] Organismo público de investigación y desarrollo tecnológico adscrito al Ministerio de Economía a través de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa. Iniciado según Real Decreto 802/1986 de 11/04/86 y modificado posteriormente con el Real Decreto 252/1997 de 21/02/97.

[11] Entidad pública empresarial, con fecha del 26 de julio y por Real Decreto 777/2002 queda adscrito al Ministerio de Economía a través de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa.

[12] BOE núm. 285. Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 de noviembre, Madrid; 1997.

El **Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER)** [¹³], aprobado en Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999, es la respuesta al compromiso introducido en la Ley 54/1997.

En función del análisis del contexto energético general y sus perspectivas de evolución, de la situación actual de las energías renovables y la evaluación del potencial adicional de los recursos disponibles en el país de estas energías, así como los imperativos para su desarrollo, se establecen los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el año 2010.

Según los mismos, las fuentes de energía renovables deben cubrir al menos el 12% de la demanda total de energía en España en el año 2010, el mismo objetivo globalmente fijado para la Unión Europea en el Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión de las Comunidades Europeas.

Este objetivo general, que en términos relativos supone la práctica duplicación de la participación actual de las energías renovables en España (6,3 % del consumo de energía primaria en 1998; 6,2 % considerando año hidráulico, eólico y solar medio), significa mucho más:

- En primer lugar, porque duplicar la participación de estas fuentes en un contexto de crecimiento de la demanda energética, implica multiplicar por más de dos la cantidad que deben aportar las energías renovables.
- En segundo lugar, porque el grueso de la contribución actual de estas energías proviene de la generación de electricidad de origen hidráulico y de la biomasa (alrededor del 95% en 1998 entre las dos); la primera de ellas con unas perspectivas limitadas de desarrollo, la segunda que debe incorporar nuevas formas de utilización y de obtención de recursos para alcanzar la

[¹³] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Fomento de las Energías Renovables. Madrid: Ministerio de Industria y Energía; 1999.

importante contribución que se le asigna. Paralelamente, deben recibir un fuerte impulso otras áreas que, con mayor o menor grado de madurez, tienen una participación muy limitada, así como otras prácticamente inexistentes en la estructura energética española.

Por ello, duplicar la participación de energías renovables, implica cambios sustanciales de calidad y de cantidad, que requieren la armonización de esfuerzos y voluntades, desde la consideración estratégica de estas energías como valor de futuro para el desarrollo económico y social del país, para la reducción de la acusada dependencia energética y para la mejora del medio ambiente.

La actualización de las previsiones del consumo de energía hecha con motivo de la elaboración de este Plan, a través de los Escenarios Tendencial y Ahorro Base, apunta hacia consumos superiores a los anteriormente previstos y refuerza la necesidad de intensificar las actuaciones de ahorro y eficiencia energética. No cabe pensar en un impulso tan sustancial a las energías renovables sin actuar paralelamente para suavizar los consumos que refleja el Escenario Tendencial para la próxima década.

Los objetivos del Plan se asocian, por ello, al Escenario de Ahorro Base, que incorpora los efectos de políticas más activas de eficiencia energética y protección medioambiental que es necesario impulsar para conseguir la importante reducción del consumo que contempla con respecto a la tendencia. No obstante, los consumos previstos en este escenario, alrededor de 135 millones de tep en el año 2010, obligan a un esfuerzo adicional para situar los objetivos de crecimiento de las energías renovables por encima de anteriores previsiones.

La creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, y su reflejo en los compromisos derivados de los acuerdos alcanzados en Kioto, junto al hecho de que la producción y el consumo de energía son los principales responsables de la emisión de gases de efecto invernadero, sitúan al sector energético como

clave para alcanzar los objetivos y a la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables como los principales medios para conseguirlos.

De los seis grupos de gases de efecto invernadero contemplados en el Protocolo de Kioto, el CO₂ representa por sí solo las tres cuartas partes del total, y del 90% de aquél es de origen energético. De ahí la importancia de las políticas capaces de limitar las emisiones de CO₂, y el destacado papel que juega el desarrollo de las energías renovables.

Como **conclusiones** del Plan citar:

- El potencial neto técnicamente aprovechable se estima actualmente en 15.100 MW.
- La industria general de aerogeneradores es capaz de fabricar, en el período de aplicación del Plan, unos 18.000 MW.
- Las Comunidades Autónomas han estimado unos objetivos en el ámbito temporal de aplicación del Plan (1999-2010) de unos 7.450 MW.
- La asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad (APPA) ha estimado una potencia instalable antes de finalizar el año 2010 de aproximadamente 7.600 MW (período 1999-2010).
- IDAE ha realizado dos previsiones: la primera, denominada de Política Actual, presupone una percepción social negativa de la energía eólica, con unos resultados estimados en términos de potencia de 5.150 MW; el segundo escenario, Promoción Activa, considera que se han eliminado las barreras actuales antes del año 2010 con unos resultados que se traducen en un incremento de 8.140 MW de la potencia instalada en el período de vigencia del Plan.

- Es necesario adoptar una serie de medidas de acompañamiento para alcanzar los objetivos energéticos propuestos para la energía eólica con vistas al año 2010. Estas medidas incluyen apoyos económicos (mantenimiento del Régimen Especial y ayuda para I+D+i), financiación de infraestructuras de evacuación de energía, regulación sobre trámites administrativos (en la actualidad muchos promotores están llegando a acuerdos particulares con los municipios) y mejora de imagen pública.

El **Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER)** [¹⁴], aprobado en Consejo de Ministros de 26 de agosto de 2005, es elaborado con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética del Gobierno: la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico y el respeto al medio ambiente, y con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos de España en el ámbito internacional (Protocolo de Kioto, Plan Nacional de Asignación), y a los que se derivan de nuestra pertenencia a la Unión Europea. El fuerte crecimiento de la intensidad energética de los últimos años es una razón adicional de peso a la hora de elaborar el Plan.

Según lo previsto en el Plan, el 12,1% del consumo global de energía en 2010 debe ser abastecido por fuentes renovables, contribuyendo a la producción del 30,3% del consumo bruto de electricidad. Los biocarburantes aportarán un 5,83% del consumo de gasolina y gasóleo para el transporte. El importe total de la inversión prevista en el Plan es de 23.598.641 miles de euros.

Su puesta en marcha, conjuntamente con el Plan de Acción 2005-2007, y, más recientemente, con el nuevo Plan de Acción 2008 - 2012 (PAE4+), de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, busca reducir nuestros consumos de energía y aminorar nuestra dependencia energética del exterior, al tiempo que debe contribuir de manera esencial a reducir la contaminación.

[¹⁴] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Energías Renovables 2005-2010. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2005.

El **Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER)** [¹⁵], aprobado en Consejo de Ministros de 30 de junio de 2010, es elaborado en cumplimiento, como ya se ha dicho, de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Para la formación del escenario del mapa energético en 2020, se ha tenido en cuenta la evolución del consumo de energía en España, el alza de los precios del petróleo en relación a los mismos en la década de los noventa y la intensificación sustancial de los planes de ahorro y eficiencia energética. Las conclusiones principales del PANER presentado a la Comisión Europea son las siguientes:

- En una primera estimación, la aportación de las energías renovables **al consumo final bruto de energía sería del 22,7% en 2020**—frente a un objetivo para España del 20% en 2020—, equivalente a unos excedentes de energía renovable de aproximadamente de 2,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep).
- Como estimación intermedia, se prevé que en el año 2012 la participación de las energías renovables sea del 14,8% (frente al valor orientativo previsto en la trayectoria indicativa del 11,0%) y en 2016 del 18,3% (frente a al 13,8% previsto en la trayectoria).
- El mayor desarrollo de las fuentes renovables en España corresponde a las áreas de generación eléctrica, con una previsión de la **contribución de las energías renovables a la generación bruta de electricidad del 38,2% en 2020**.

¹⁵ IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2010-2020. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2010.

El PANER sigue el modelo establecido por la Comisión Europea, para facilitar la comparación de las propuestas de los distintos Estados Miembros. Este modelo permite, también, agregar los datos de forma homogénea para verificar que el conjunto de planes nacionales es coherente con los objetivos de la Unión Europea en materia de eficiencia energética, energías renovables y emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020, fijados en el Consejo Europeo de marzo de 2007.

No obstante, la obligación de ceñirse a un contenido y estructura determinados, dificulta la inclusión en los planes de fomento de energías renovables de aspectos relevantes que pueden variar de un país a otro como, por ejemplo, el papel de las infraestructuras eléctricas, y de consideraciones claves para el desarrollo de las energías renovables como pueden ser los balances económicos o los análisis tecnológicos, que tienen poca relevancia en la estructura propuesta en el modelo.

Por todo esto, España, un país con una larga tradición en la elaboración de Planes de Energías Renovables, va a continuar con la elaboración de los Planes de Energías Renovables (PER). Por lo tanto, van a coexistir dos documentos, PANER y PER, con dos orientaciones distintas, acordes con las necesidades de los receptores de estos documentos: la Comisión Europea y el conjunto de la sociedad española.

El **Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)** se encuentra actualmente en proceso de elaboración

1.3.2. MERCADO ELÉCTRICO. RÉGIMEN ESPECIAL

El control y administración de la operación del sistema eléctrico español viene regulado por la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 y el Real Decreto 2019/1997 ^[16] por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. En el mismo se establece la separación entre la gestión económica y la gestión técnica del mercado, responsabilidades que recaen en el Operador del Mercado (OMEL) y el Operador del Sistema (REE).

El funcionamiento de la REE en el sistema eléctrico español se basa en controlar y operar el sistema en tiempo real y garantizar la correcta coordinación entre la generación de las centrales eléctricas y el transporte de energía asegurando en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. La OMEL es la responsable de la gestión económica: gestiona el sistema de ofertas de compra y venta de energía que los diferentes agentes efectúan en el mercado de producción y realiza la liquidación final resultante ^[17]. En la Figura 1 se muestra la estructura del mercado eléctrico:

^[16] BOE núm. 310. Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, Madrid; 1998.

^[17] Martínez G, Serrano MM, Rubio MC, Menéndez A. An overview of renewable energy in Spain. The small hydro-power case. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2005; 9:521-34.

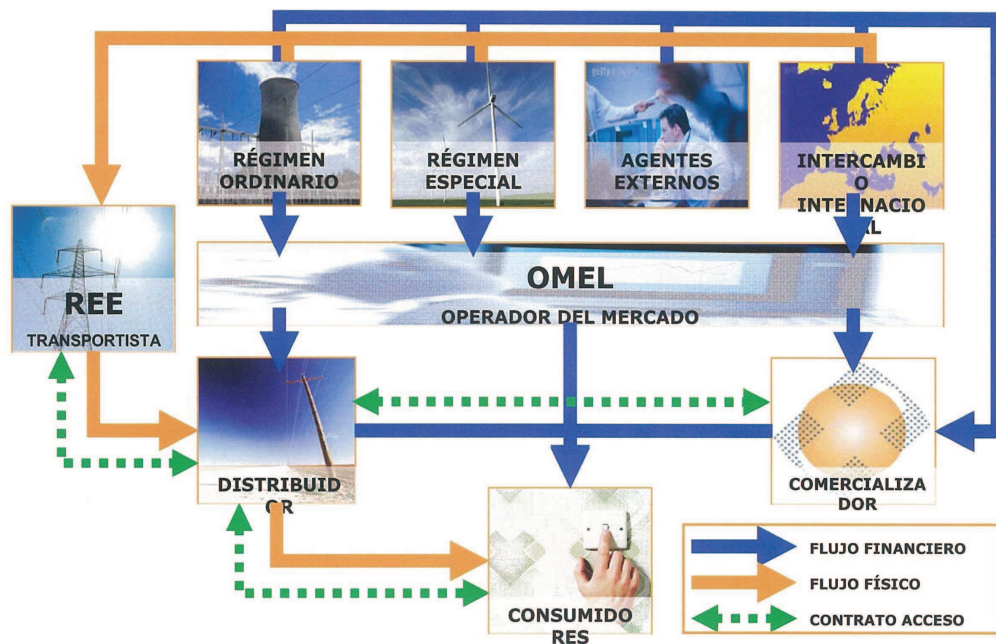


Figura 1: Estructura del Mercado Eléctrico Español. Fuente: IDAE(2008).

Las consecuencias más importantes que la Ley 54/1997 ha tenido en España son la introducción de la competencia en las actividades de generación y comercialización, la progresiva desintegración vertical del sector, la aparición de un mercado de electricidad regido por principios de competencia, y la progresiva liberalización del consumo [18, 19].

El proceso de desregulación y de deficiencia de precios es un proceso lento cuyo éxito y alcance depende en buena medida de las condiciones en las que se realiza la liberalización. En el caso español no se puede hablar todavía de un mecanismo de formación de precios en competencia perfecta.

[18] Ringel M. Liberalising European electricity markets: opportunities and risks for a sustainable power sector. *Renew Sustain Energy Rev* 2003; 7:485-99.

[19] León A, Rubia A. Comportamiento del Precio y Volatilidad en el Pool Eléctrico Español. Alicante: Departamento de Economía Financiera, Universidad de Alicante; 2001.

Cuatro grandes empresas (Endesa, Iberdrola, Unión FENOSA, Hidroeléctrica del Cantábrico) controlan la producción y además participan mediante empresas filiales en las actividades de distribución y comercialización y mantienen importantes vínculos económicos dentro y fuera del sector, con lo que tienen poder real para ejercer influencia sobre la evolución de los precios.

Prueba del interés que despierta el sector eléctrico es el gran número de operaciones corporativas registrado en los últimos tiempos. Concretamente, la operación de cambio de propiedad en el sector eléctrico más importante a nivel europeo en 2007 tuvo como protagonista indiscutible a Endesa, sometida a un largo proceso de OPAs que culminó con su adquisición por parte de Enel y Acciona. También se produjo la adquisición de la estadounidense Energy East Corp por parte de Iberdrola.

El año 2008 ha visto otra gran operación bursátil en el sector. Gas Natural anunció el pasado mes de julio la compra del 100% de Unión Fenosa por 16.750 millones. Para ello, acordó adquirir la participación del 45,3% de ACS en la eléctrica y lanzar posteriormente una OPA sobre el 54,7% restante. Dado el calendario diseñado para la operación, es previsible que el cierre de la compra del 100% de la eléctrica no se materialice hasta la primavera de 2009.

Dentro del mercado eléctrico hay que distinguir el mercado de producción y el mercado de tarifa regulada:

A) Mercado de Producción

Engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos.

Las transacciones de energía que los agentes negocian en el mercado de producción responden a sus previsiones de demanda, de capacidad de generación de grupos y de disponibilidad de la red de transporte. Este mercado se divide en:

A1) Mercado diario: tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía para el día siguiente. La REE comunica a los agentes a las 8:30 horas su previsión de demanda, las indisponibilidades de generación y la situación de la red de transporte.

Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al Operador del Mercado entre las 8:30 y las 10:00 horas sus ofertas de compra o venta de energía, procediendo éste a la casación de dichas ofertas, determinándose de esta forma el precio marginal y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta en cada período horario.

Las transacciones de compraventa de energía asignadas o casadas dan lugar al Programa Base de Casación. Una vez analizado este programa desde el punto de vista de seguridad del suministro por REE y resueltas las restricciones técnicas, mediante la reasignación de los grupos generadores ante desviaciones de la demanda, se obtiene el Programa Diario Viable Definitivo.

A2) Mercado Intradía: gestionado por el Operador del Mercado, es un mercado de ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se pueden producir con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo.

Este mercado está organizado en seis sesiones y pueden presentar ofertas de compra o venta de energía aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario. El programa de transacciones resultante de cada mercado diario. El programa de transacciones resultante de cada mercado intradía debe ser analizado por la REE para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se obtiene el Programa Horario Final.

A3) Mercado de Operación: gestionados por la REE como responsable de la operación del sistema, está constituido por los procesos mediante los cuales se resuelven los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Agrupan a un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el mercado de producción.

Todas aquellas incompatibilidades entre las transacciones de energía acordadas en el mercado de producción y la gestión de su transporte son identificadas y resueltas por la REE. Para su resolución parte de los resultados del mercado diario e intradiario, las ventas en régimen especial y contratos bilaterales físicos y reasigna algunas producciones para asegurar la viabilidad del resto.

B) Mercado a tarifa regulada

Es el mercado regulado en el que el suministro de energía a los consumidores está garantizado y donde las condiciones y precios máximos están fijados por el Ministerio de Economía.

El producto que ofrece el distribuidor es la energía entregada bajo unos estándares de calidad en la instalación del consumidor. Los consumidores acogidos a la tarifa sólo pueden adquirir energía del distribuidor de la zona en la que se encuentran ubicados geográficamente.

Es importante definir el concepto de pool como el mecanismo de liquidación que utiliza la explotación unificada para determinar las transacciones económicas resultantes de la diferente propiedad de los medios de generación, que resulta de la asignación de los medios de producción de forma óptima. El pool está equilibrado en términos de energía y coste, de manera que la suma de los ingresos que reciben las empresas excedentarias es igual a la suma de los pagos que realizan las empresas deficitarias.

RÉGIMEN ESPECIAL

La Ley del Sector Eléctrico ha supuesto el apoyo más importante para el desarrollo de la energía eólica. Es de señalar la dificultad que entraña siempre acometer políticas de integración de este tipo de energías en el sistema de energía eléctrica [20]. Esta Ley permite a los productores de electricidad con energía eólica y potencia inferior a 50 MW, incorporar su producción al sistema eléctrico sin someterse al sistema de ofertas y la percepción de una prima sobre el precio de oferta cuyo objeto es la consecución de tasa de rentabilidad razonables, a la par que la compensación de los beneficios medioambientales de la utilización de esta energía [21].

El Real Decreto 2818/1998 [22] de 23 de diciembre, que desarrollaba la ley citada anteriormente, fijó los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, los procedimientos de inscripción en el registro correspondiente, las condiciones de entrega de la energía y el régimen económico.

La política de apoyo al precio que estableció este decreto y que se concretaba en la posibilidad de elegir entre una tarifa fija o un “precio de mercado + prima” está resultando determinante para la consecución de los objetivos eólicos propuestos en el PLAFER pues ha permitido crear un ambiente de confianza para los inversores.

Es de destacar que a nivel europeo se hace evidente que sólo los países que han desarrollado políticas de fomento al desarrollo de las energías renovables, es decir Alemania, Dinamarca y España, han tenido un crecimiento significativo de la potencia

[20] Zouros N, Contaxis GC, Kabouris J. Decision support tool to evaluate alternative policies regulating wind integration into autonomous energy systems. *Energy Policy* 2005; 33(12):1541-55.

[21] García-Cebrián L. The influence of subsidies on the production process: the case of wind energy in Spain. *The Electricity Journal* 2002; 15(4):79-86.

[22] BOE núm. 312. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, Madrid; 1998.

eólica instalada [²³,²⁴] y están sirviendo de modelo a otros países que en los últimos tiempos han emprendido iniciativas que les permitan aprovechar su potencial eólico [²⁵].

Al Real Decreto 2818/1998 lo vino a sustituir el Real Decreto 436/2004 [²⁶] sobre retribución del Régimen Especial. En el origen de este decreto está la búsqueda de estabilidad del sector, aunque muchos analistas opinan que la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y su posterior desarrollo en el R.D. 2818/98 eran la clave de ese crecimiento y que, por tanto, era preferible su perfeccionamiento que una modificación sustancial como la que se llevó a cabo en esta nueva norma.

El R.D. 436/2004 contenía sin duda un importante aspecto positivo como era vincular la evolución de los precios de las renovables a la Tarifa Media de Referencia (TMR). Pero la nueva normativa tenía un objetivo claro: empujar a los promotores a acudir al mercado en condiciones similares al Régimen Ordinario, con cierta precipitación a juicio de actores principales como la APPA [²⁷]. Aunque se incorporó un incentivo para acudir al mercado, la mayor parte de los promotores tendrían muchas dificultades para acogerse a esta opción, dados los elevados costes de los desvíos en las predicciones de producción, especialmente para la eólica.

Por otra parte, el nuevo decreto mantenía un sistema de precio fijo o tarifa regulada pero incorpora un escalado por años, según las tecnologías, del 90%, 85% y 80% de la TMR en forma retroactiva e introduce el pago de desvíos, aunque con una tolerancia del 20% para eólica y sólo del 5% para la minihidráulica.

[²³] Jäger-Waldau A, Ossenbrik H. Progress of electricity from biomass, wind and photovoltaics in European Union. *Renew Sustain Energy Rev* 2004; 8:157-82.

[²⁴] Ackermann T, Andersson G, Söder L. Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. *Renewable Energy* 2001; 22(1-3):197-204.

[²⁵] Kenisarin M, Karsli VM, Çağlar M. Wind Power engineering in the world and perspectives of its development in Turkey. *Renew Sustain Energy Rev* 2004[in press].

[²⁶] BOE núm. 75. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Madrid; 2004.

[²⁷] Otto S. Presente y futuro de las energías renovables, http://www.appa.es/dch/artic/art_Tecnoambiente-0504.htm.

El punto más controvertido de este decreto y que para algunos entraba en clara contradicción con la Ley 54/97, era la eliminación del sistema de precio final horario más prima al que estaba acogida la gran mayoría de los productores (la practica totalidad en el caso de los eólicos) y su sustitución por el precio de casación + prima + incentivos, con penalización por desvíos.

Además, el período transitorio previsto para instalaciones acogidas al R.D. 2818/1998 (hasta el 1 de enero de 2007) contenía una modificación muy grave por el hecho de tener que pagar desvíos a partir del 1 de enero de 2006. No existía por tanto una transitoriedad, en sentido estricto, de dicha norma sino una derivación pues incorporaba unas condiciones nuevas y muy gravosas para el promotor.

Las iniciativas por parte de los promotores de renovables no se hicieron esperar. La APPA mantuvo intensos contactos con la Administración para modificar los puntos más problemáticos del R.D. 436/2004 amén de haber interpuesto recurso contencioso-administrativo en relación con los aspectos del decreto que a su juicio vulneran la Ley del Sector Eléctrico.

EL NUEVO DECRETO R.D. 661/2007

Por último, hay que hacer referencia a la reciente aprobación del Real Decreto 661/2007 [²⁸] sobre retribución del Régimen Especial aprobado, de 25 de mayo, que viene a sustituir al Real Decreto 436/2004 como nueva norma de referencia para las fuentes de energía renovable de producción de electricidad en España. El texto finalmente aprobado elimina el riesgo regulatorio que contenían los borradores y entronca con una tradición de apoyo legislativo a las renovables que se remonta 25 años atrás.

[²⁸] BOE núm. 126. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Madrid; 2007.

Como consecuencia de este cambio final de redacción, el sistema español de financiación, referente internacional por ser el más eficaz y más barato, queda salvaguardado: los proyectos pueden seguir poniéndose como garantía para obtener los fondos necesarios con los que acometerlos. El R.D. 661/07 respeta suficientemente lo establecido en el R.D. 436/2004, puesto que permite que las instalaciones que así lo deseen se acojan a ella o se incorporen, con períodos transitorios adecuados, a la nueva regulación.

Atendiendo a las dos opciones de retribución, tarifa fija u oferta al Mercado Eléctrico más prima, las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008 podrán decantarse, hasta el 1 de enero de 2009, por una de las tres posibilidades siguientes: acogerse a la tarifa del R.D. 436/04 “para el resto de la vida útil de la instalación” (extremo que puede conculcar la Ley del Sector Eléctrico 54/197, puesto que autoriza al productor a vender su energía en el Mercado); optar por la tarifa del R.D. 661/07; o acudir al Mercado, en cuyo caso, podrán mantener los valores de las primas e incentivos establecidos en el R.D. 436/04 hasta el 31 de diciembre de 2012.

La opción de venta al Mercado contiene una importante novedad, aceptada por el sector desde el principio de la reforma legislativa, una banda de precio máximo, a partir de la cual las instalaciones no cobran prima, y otra de precio mínimo, a partir de la cual no pueden descender los ingresos; este mecanismo (cap and floor en inglés) protege al productor ante un hundimiento de precios causado por la volatilidad, por un lado, y le evita al sistema costes desproporcionados, por otro.

La actualización anual de la retribución queda indexada al Índice de Precios al Consumo (IPC) menos 0,25 hasta 2012 y menos 0,5 a partir de entonces. Quizá hubiera sido preferible que las renovables continuaran indexadas al precio de la energía (el R.D. 436/04 lo hacía a la Tarifa Media de Referencia (TMR)) pero el IPC es un parámetro oficial y conocido que mantendrá la estabilidad del sector.

Un significativo punto negativo es la discrecionalidad con que la norma dota al legislador en algunos aspectos fundamentales. Buenos ejemplos son las revisiones que se acometerán cada cuatro años a partir de 2010, que incluyen la fijación de las tarifas, las bandas de precio máximo y mínimo, los complementos y las primas. Según la APPA, que no cuestiona las retribuciones establecidas por el legislador, esta discrecionalidad del Decreto puede afectar de un modo diferencial a la eólica.

El Decreto incorpora a la regulación el objetivo del PER, 20.155 MW, y prevé otros 2.000 MW adicionales para repotenciación, es decir, cambiar aerogeneradores viejos por máquinas nuevas, para lo que no se descarta una ayuda específica por parque (discrecional y hasta 0,7 c€/kWh), ya que se trata de instalaciones todavía por amortizar.

Por otro lado, el R.D. 661/07 presta mucha atención a materias técnicas y de gestión del sistema eléctrico. Así, reafirma la prioridad de acceso a la red de las fuentes renovables sobre las convencionales y establece la obligación de adscribir todas las instalaciones mayores de 10 MW a un centro de control de generación, materia en que el sector está haciendo un esfuerzo poco visible.

Los aspectos técnicos del Decreto tienen un peso especial para la eólica, su penetración en el sistema y su contribución a la estabilidad del mismo: las instalaciones deben soportar los huecos de tensión, de acuerdo con el Procedimiento Operativo 12.3, antes del 1 de enero de 2010, para lo que incluye un complemento de 0,38 c€/kWh destinado a facilitar la adaptación de los parques antiguos durante cinco años. Además, se anuncia un estudio del potencial eólico evacuable con vistas a la elaboración de la planificación energética.

En la Tabla 1 se ofrece la retribución de las renovables según el R.D. 661/07 y su comparación con el R.D. 436/04:

TARIFAS 2007 SEGÚN REAL DECRETO 661/2007 de 25 de mayo de 2007 (BOE num. 126 de 26.5.,07)												TARIFAS SEGÚN RD 436/2004	
TMR AÑO 2007: 7,6588 c€/kWh	RD 436/04 TARIFA REGULADA		TARIFA REGULADA RD 661/2007 (c€/kWh)	Variación RD 661/07 respecto a RD 436/04	RD 436/04 MERCADO (art. 22,1 b)				RD 661/07 MERCADO		OBJETIVOS DE POTENCIA INSTALADA		
	TARIFA (% Sobre TMR)	Tarifa a aplicar a cent. de euro			PRIMA (% sobre TMR)	Prima a aplicar (c€/kWh)	INCENTIVO (% sobre TMR)	Incentivo a aplicar (c€/kWh)	Prima de referencia (c€/kWh)	LIMITE SUPERIOR (c€/kWh)		LIMITE INFERIOR (c€/kWh)	
EÓLICA												20.155 MW	
Eólica terrestre menor o igual a 5 MW (b.2.1)													
Todas las eolicas en tierra b.2.1.													
a) En Primeros 20 años a) primeros 25 años	90%	6,89292	7,3228	6%	40%	3	10%	0,76588	2,9291	8,4944	7,1275		
b) a partir de entonces b) a partir del año 25	80%	6,12704	6,1200	-0,11%	40%	3	10%	0,76588	0,0000				
Eólica terrestre más de 5 MW hasta menos o igual a 50 MW (b.2.1.)													
a) Primeros 5 años de puesta en marcha	90%	6,89292			40%	3	10%	0,76588					
b) Siguietes 10 años	85%	6,50998			40%	3	10%	0,76588					
c) Siguietes años	80%	6,12704			40%	3	10%	0,76588					
Eólica Marina (off shore) no más de 5 MW (b.2.2.)													
a) Primeros 15 años	90%	6,89292			40%	3	10%	0,76588					
b) Siguietes años	80%	6,12704			40%	3	10%	0,76588					
Eólica Marina (off shore) más de 5 MW (b.2.2.)													
a) Primeros 5 años	90%	6,89292			40%	3	10%	0,76588					
b) Siguietes 10 años	85%	6,50998			40%	3	10%	0,76588					
c) Siguietes años	80%	6,12704			40%	3	10%	0,76588					

Tabla 1: Comparativa retribución (€/MWh) R.D. 661/2007-R.D. 436/2004. Fuente: APPA(2007).

1.4. MARCO LEGISLATIVO

1.4.1. UNIÓN EUROPEA

- **Decisión del Consejo**, de 13 de septiembre de 1993, relativa al fomento de las energías renovables de la Comunidad (Programa Altener).

- **Decisión del Consejo**, de 15 de diciembre de 1993 por la que la Comunidad Europea ratificó el Protocolo de Kioto (aprobado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático el 9 de mayo de 1992 en New York).

- **Decisión del Consejo**, de 23 de noviembre de 1994, por la que se adopta un programa específico de investigación y desarrollo tecnológico en el campo de la energía no nuclear (1994-1998).

- **Decisión del Consejo**, de 23 de noviembre de 1994, por la que se adopta un programa específico de investigación y desarrollo tecnológico en el sector de la cooperación con terceros países y organizaciones internacionales (1994-1998).

- **Programa Joule-Thermie**. Convocatoria de propuestas (DOCE 96/C 271/13).

- **Directiva 96/92/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

La producción de energía eléctrica a partir de fuentes energéticas renovables y mediante cogeneración se sustenta en tres artículos de esta Directiva. En la prioridad de despacho de la electricidad se indica que se puede imponer al gestor de la red de transporte y al gestor de la red de distribución que dé preferencia a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energías renovables. En los textos de la Comisión Europea las ayudas y los apoyos económicos se basan fundamentalmente en la protección del medio ambiente.

- **Directiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a las normas comunes del mercado interior de la electricidad.

- **Directiva 2004/101/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de octubre de 2001, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto.

- **Directiva 2009/28/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

1.4.2. ADMINISTRACIÓN CENTRAL ESPAÑOLA

- **Ley 30** diciembre 1980, núm. **82/1980** (Jefatura del Estado).

Es objeto de la presente Ley establecer las normas y principios básicos, así como los incentivos, para llevar a cabo las acciones encaminadas a potenciar la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles. Parcialmente derogada por la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

El hoy denominado Régimen Especial nace con esta Ley que para el desarrollo de las pequeñas instalaciones de energías renovables y de alto rendimiento energético reguló dos aspectos básicos: el derecho a vender la energía excedentaria a la red y obtener un precio definido reglamentariamente.

- **Orden** de 5 de septiembre de 1985, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.

- **Real Decreto Legislativo 1302/1986**, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental. (85/377/cee). (BOE núm. 155, de 30 de junio de 1986).

Los proyectos, públicos o privados, consistentes en la realización de obras, instalaciones... deberán someterse a una evaluación del impacto ambiental, en la forma prevista en esta disposición, cuyos preceptos tienen el carácter de legislación básica.

Los proyectos deberán incluir un estudio de impacto ambiental que contendrá, al menos, los siguientes datos:

- a) Descripción general del proyecto y exigencias previsibles en el tiempo, en relación con la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidad de residuos vertidos y emisiones de materia o energía resultantes.
- b) Evaluación de los efectos previsibles directos e indirectos del proyecto sobre la población, la fauna, la flora, el suelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el paisaje y los bienes materiales incluido el patrimonio histórico-artístico y el arqueológico.
- c) Medidas previstas para reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales negativos significativos. Posibles alternativas existentes a las condiciones inicialmente previstas del proyecto.
- d) Resumen del estudio y conclusiones en términos fácilmente comprensibles. Informe, en su caso, de las dificultades informativas o técnicas encontradas en la elaboración del mismo.
- e) Programa de vigilancia ambiental.

- **Real Decreto 1.131/1988.** Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1.302/1986, de 28 de junio, de evaluación del impacto ambiental.

- **Ley 40/1994**, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

La Ley desarrolla sistemáticamente la regulación y Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, refiriéndose ante todo a los principios generales. La organización territorial del Estado concebida por la Constitución afecta a la configuración del régimen energético cuyas bases compete en exclusiva fijar al Estado. La Constitución, los Estatutos y las Leyes Orgánicas de transferencia han atribuido competencias importantes a las Comunidades Autónomas, tanto en el otorgamiento de autorizaciones de producción, transporte y distribución que no excedan del ámbito territorial de la Comunidad como en el desarrollo de las bases fijadas por el Estado.

Garantiza la prestación del suministro de energía eléctrica mediante su configuración como servicio público, y al tiempo permite una prestación alternativa en un régimen más liberalizado, siempre que las necesidades que tal servicio ha de satisfacer estén suficientemente cubiertas, dado que el sistema integrado garantiza el suministro a los usuarios del sistema independiente.

La Ley presta particular atención a la energía producida en régimen que se califica de especial atendiendo a su carácter accesorio de otra actividad industrial, a la energía primaria utilizada, o a su reducida potencia.

Corresponde a las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus respectivos Estatutos:

- a) El desarrollo legislativo y reglamentario y la ejecución de la normativa básica del Estado en materia eléctrica.
- b) Autorizar las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento no afecte a otras Comunidades o el transporte no salga de su ámbito territorial, así como ejercer las competencias de inspección y sanción que afecten a dichas instalaciones.
- c) Impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas de su competencia, para la adecuada prestación del servicio.

- **Real Decreto 2366/1994**, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas de cogeneración; y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. (BOE Núm. 313 de 31-12-1994)
 - **Real Decreto 2.550/1994**, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1995.
 - **Real Decreto 2.366/1994**, desarrolla la Ley de Conservación de la Energía, y proporciona condiciones de estabilidad en el tiempo.
 - **Orden** de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas (BOE 14-1-95).
 - **Orden** de 28 de marzo por la que se aprueban las bases reguladoras de la concesión de subvenciones en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo 1995-1999 (BOE 1-4-95).
 - **Orden** de 20 de diciembre de 1995 por la que se modifica la Orden de 28 de marzo de 1995 por la que se aprueban las bases reguladoras de la concesión de subvenciones en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética para el período 1995-1999 (BOE 27-12-95).
 - **Resolución** de 15 de diciembre de 1995 de la Dirección General de la Energía, por la que se aprueban modelos de recibo para la facturación de la energía eléctrica (BOE 27-12-95).
-

- **Real Decreto 2.204/1995** de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa eléctrica para 1996.
- **Resolución de 15 de Septiembre de 1997**, de la Secretaria de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se da publicidad al convenio de encomienda de gestión entre el Ministerio de Industria y Energía y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía en materia de **subvenciones del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética** (PAEE) (BOE Núm. 240 de 7-10-1997)
- **Ley 54/1997**, de 27 noviembre, del sector eléctrico.(BOE Núm. 285 de 28-11-1997).

Crea dos regímenes distintos en el ámbito de la generación:

-Régimen Ordinario: engloba las centrales hidroeléctricas de gran tamaño y el equipo térmico central y nuclear. Está sometido a criterios de competencia, funcionando en cada momento aquellas centrales que oferten energía a precios más bajos.

-Régimen Especial: se pueden acoger aquellas tecnologías de generación eléctrica que utilizan fuentes de energías renovables, residuos y aquellas que consiguen un aprovechamiento de la producción combinada de calor y electricidad con elevado rendimiento energético. La producción de este tipo de instalaciones se caracteriza por su derecho preferente a ser colocada en la red y además por una retribución definida reglamentariamente. Esta retribución consta de dos términos: el precio de mercado y una prima que complementa la retribución y cuyo objeto es permitir una rentabilidad adecuada a este tipo de instalaciones.

- **Orden de 1 de diciembre de 1997** por la que se modifica la de 6 de febrero de 1997, por la que se aprueban las bases reguladoras de la concesión de **subvenciones en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética** para el periodo de 1997/1999; y se convocan las del ejercicio 1997.(BOE Núm. 291 de 5-12-1997)
 - **Real Decreto 615/1998**, de 17 de abril, por el que se establece un régimen de ayudas y se regula su sistema de gestión en el marco del **Plan de Ahorro y Eficiencia Energética**. (BOE Núm. 107 de 5-5-1998)
 - **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y Cogeneración. (BOE Núm. 312 de 30-12-1998)
-

Corrección de errores del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y Cogeneración. (BOE Núm. 43 de 19-2-1999).

- **Real Decreto 2819/1998**, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. (BOE Núm. 312 de 30-12-1998).

Concreta a nivel reglamentario el contenido de la Ley 54/1997 en relación con el Régimen Especial.

- **Real Decreto 2820/1998**, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes. (BOE Núm. 312 de 30-12-1998)
- **Real Decreto 2821/1998**, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999. (BOE Núm. 312 de 30-12-1998)
- **Real Decreto-Ley 6/2000**, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia de Mercado de Bienes y Servicios.
- **Real Decreto 841/2002**, de 2 de agosto, que modifica el anterior y en el que quedan definidas los requisitos que se han de cumplir aquellos productores en régimen especial para participar en el mercado de producción a partir de sus características de producción.
- **Real Decreto 1432/2002**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia. (BOE Núm. 313 de 2002)
- **Real Decreto 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (BOE Núm. 75 de 2004)
- **Ley 1/2005**, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (BOE Núm. 59 de 2005)
- **Real Decreto-Ley 3/2006**, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial . (BOE Núm. 53 de 2006)

- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (BOE Núm. 126 de 2007)
- **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.
- **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 1614/2010**, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- **Ley 2/2011**, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

1.5. LA ENERGÍA EÓLICA Y SUS PERSPECTIVAS EN ESPAÑA

1.5.1. ANTECEDENTES Y PRIMERAS ACTUACIONES

La energía eólica ha experimentado un notable desarrollo en los últimos años. A ello ha contribuido, junto con la existencia de unos elevados recursos, un marco normativo estable para la producción eléctrica que ha asegurado una rentabilidad razonable para los inversores, que han superado la primera fase de incertidumbre en la que se movía la energía eólica a principios de la última década.

La regulación de los procedimientos administrativos para la autorización de instalaciones en varias Comunidades Autónomas con grandes recursos eólicos, la madurez tecnológica que permite una fabricación “casi en serie” y un amplio consenso entre los actores del sector, han conformado un entorno que hace que España ocupe una posición privilegiada dentro del mundo eólico [29].

No obstante existen distintos factores que provocan una desventaja competitiva de la energía eólica frente a los recursos convencionales y otros cuya mejora supondría un desarrollo más armónico y estable en el sector.

Entre los primeros cabe destacar la no inclusión en el coste energético de los combustibles convencionales de los denominados costes externos sociales y medioambientales. La inclusión de estos costes supondría, de acuerdo con estudios realizados para la Unión Europea en su conjunto, la entrada de la energía eólica en una situación de competitividad plena frente a las energías tradicionales [30].

[29] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Boletín IDAE num. 5. Madrid: Ministerio de Industria y Energía; 2003.

[30] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Fomento de las Energías Renovables. Madrid: Ministerio de Industria y Energía; 1999.

Entre los segundos hay que señalar principalmente la mejora de la infraestructura de evacuación de la energía eléctrica, dado que, de la eliminación de este obstáculo depende en buena medida el grado de consecución de los objetivos eólicos para los próximos años.

La falta de redes de evacuación adecuadamente dimensionadas y capaces de admitir los niveles de energía eléctrica producida constituye el problema que con mayor fuerza está afectando negativamente a la implantación de parques eólicos. Este problema hace que sea necesario invertir cantidades apreciables de dinero en la modificación de la energía eléctrica para permitir la absorción de la nueva potencia instalada.

La fase de desarrollo de la energía eólica en España se inicia en la práctica con la instalación en Tarifa en 1981 de un prototipo de 100 kW con diseño nacional, financiado por el antiguo Centro de Estudio de la Energía, dependiente del Ministerio de Industria.

Desde 1981 a 1986, y gracias a la conjunción de esfuerzos públicos y privados, los avances en este sector de las energías renovables se orientan hacia dos objetivos: por una parte se realizan mediciones sistemáticas con el fin de identificar en nuestro país las áreas de mayor potencial eólico, por otro lado se llevan a cabo desarrollos e instalaciones de máquinas de pequeña y mediana potencia que permiten dar un contenido tecnológico a la naciente industria del sector, al tiempo que se acumulan experiencias en cuanto al régimen de explotación de las mismas^[31].

Dado que el potencial eólico evaluado y técnicamente aprovechable es altamente sensible, entre otros factores, a la capacidad tecnológica de aprovechamiento y no una cifra estable, a medida que evoluciona el nivel técnico de los aerogeneradores, con aprovechamiento de mayores rangos de velocidad de viento, los potenciales aumentan progresivamente.

A partir de esa experiencia el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo presentó el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (integrado en el Plan Energético Nacional

[³¹] Espejo Marín C. La Energía Eólica en España. Inves Geog 2004; 35:45-65.

aprobado por el Gobierno en 1991) que recogía el desarrollo de la energía eólica en España mediante la instalación de diversos parques eólicos, conectados a la red general de distribución eléctrica, concentrados preferentemente en las áreas de mayor potencial eólico.

Por último en este aspecto conviene destacar que la **Ley 54/1997**, preveía realizar un Plan de Fomento del Régimen Especial para las Energías Renovables. Además, en el **Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre**, con las modificaciones que introduce la **Ley 66/1997** de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, se impulsa el desarrollo de instalaciones de régimen especial mediante la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyan con mayor eficacia a los objetivos antes señalados.

Estas medidas implican cambios sustanciales de cualidad y de cantidad, que requieren la armonización de esfuerzos y voluntades desde la consideración estratégica de las energías renovables como valor de futuro para el desarrollo económico y social de nuestro país, para la reducción de la acusada dependencia energética y para la mejora del medio ambiente.

El **Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER)**, que, como ya se ha dicho, fue finalmente aprobado en Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999, fijaba un incremento de 8.140 MW de la potencia instalada en el período de vigencia del Plan.

Desde entonces, la energía eólica en España ha experimentado un extraordinario desarrollo -sólo superado a nivel mundial por el acontecido en Alemania [³²]. A finales de 2004, en los primeros seis años de vigencia del Plan de Fomento, se había alcanzado más del 90% del objetivo de potencia acumulada en operación para el año 2010; así como el 63% del objetivo de 13.000 MW eólicos incluido en el Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas para el año 2011.

[³²] Ackermann T, Söder L. An overview of wind energy-status 2002. *Renew Sustain Energy Rev* 2002; 6:67-128.

En la Figura 2 se incluye un gráfico representativo de la evolución experimentada por la energía eólica hasta 2004, a la vez que se indica el cumplimiento respecto al objetivo de 13.000 MW señalado anteriormente.

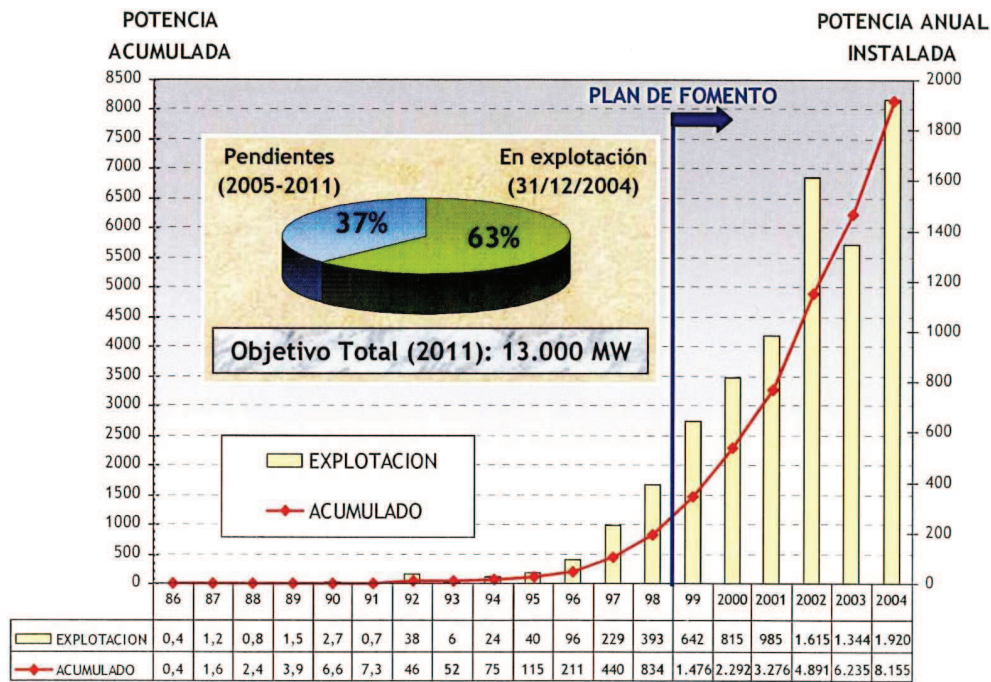


Figura 2: Capacidad eólica instalada (MW) en España hasta 2004 y cumplimiento del objetivo previsto en la Planificación Sectorial de Electricidad para 2011. Fuente: IDAE(2005).

Estas cifras de 2004, que daban a España una posición de privilegio en el panorama eólico europeo, sólo por detrás de Alemania, suponían un 24% del total comunitario (UE-25) y una contribución del 20% al objetivo global comunitario para el 2010.

En términos de generación de empleo en el sector, se estima que el desarrollo de la energía eólica hasta finales del año 2004, había permitido la creación de unos 95.000

hombres-año desde el año 1999 de referencia para el Plan de Fomento. Dicha generación de empleo estaba generalmente asociada al diseño, fabricación y montaje de las instalaciones eólicas, siendo de ellos aproximadamente 24.000 empleos directos y 71.000 indirectos.

Varios factores han permitido que la energía eólica se haya convertido en la realidad que es hoy:

- Marco normativo estable para la producción eléctrica que permite una rentabilidad razonable de los parques.
- Regulación en varias Comunidades Autónomas de los procedimientos para la autorización de instalación eólica.
- Mejor conocimiento del recurso eólico.
- Madurez tecnológica y fabricación en serie.
- Disminución de los costes de inversión y explotación, y mejora del marco financiero.

El **Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER)**, aprobado en Consejo de Ministros de 26 de agosto 2005, reflejó este éxito con un incremento notable del objetivo nacional: la potencia eólica instalada en 2010 debía ser de 20.155 MW, con un crecimiento de potencia entre 2005 y 2010 de 12.000 MW [³³,³⁴]. Para conseguir este objetivo, que requería una fuerte inversión, era imprescindible seguir contando, como hasta ahora, con la estabilidad del marco retributivo y con la disposición a financiar de los bancos [³⁵].

[³³] APPA, Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad. El PER aporta nuevos bríos y nuevos objetivos, http://www.appa.es/10info/appa_info/APPAINfo20.pdf; 2005.

[³⁴] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Eficiencia Energética y Energía Renovables. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2005.

[³⁵] Söderholm P, Ek K, Pettersson M. Wind power development in Sweden: Global policies and local obstacles. *Renew Sustain Energy Rev* 2007; 11(3): 365-400.

1.5.2. SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS

A nivel mundial, en los últimos años los países emergentes están robando protagonismo en el desarrollo de la eólica a Europa y Estados Unidos. China y la India avanzan a pasos agigantados en su voluntad de convertirse en referentes en la instalación de aerogeneradores. De hecho, el primero ya es líder en el ranking por potencia acumulada ya que cuenta con 44.733 MW. A poca distancia le sigue Estados Unidos, que con sus más de 5.000 MW instalados en 2010, ha superado ya los 40.000 MW acumulados (Fig. 3). Alemania, España y la India completan los cinco primeros puestos, con 27.214 MW, 20.676 MW y 13.065 MW respectivamente.

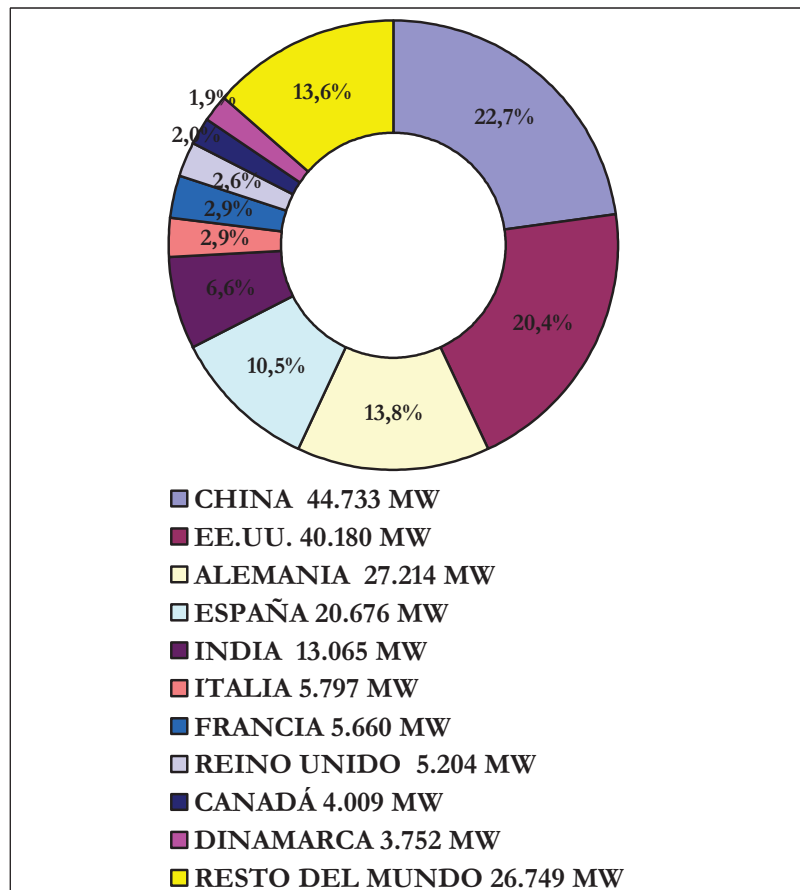


Figura 3: Capacidad eólica instalada (MW) a nivel mundial a 31/12/2010. Fuente: GWEC(2011).

España, con sus **20.676 MW** instalados a finales de 2010, ha cumplido, por tanto, con el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), que fijaba en 20.155 MW el objetivo de potencia instalada a 31 de diciembre de 2010. El nuevo reto es llegar a los **38.000 MW** para 2020 que establecen las previsiones enviadas por el Gobierno a Bruselas en el **Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER)**. La evolución de la potencia eólica instalada en España se refleja en la Fig. 4:

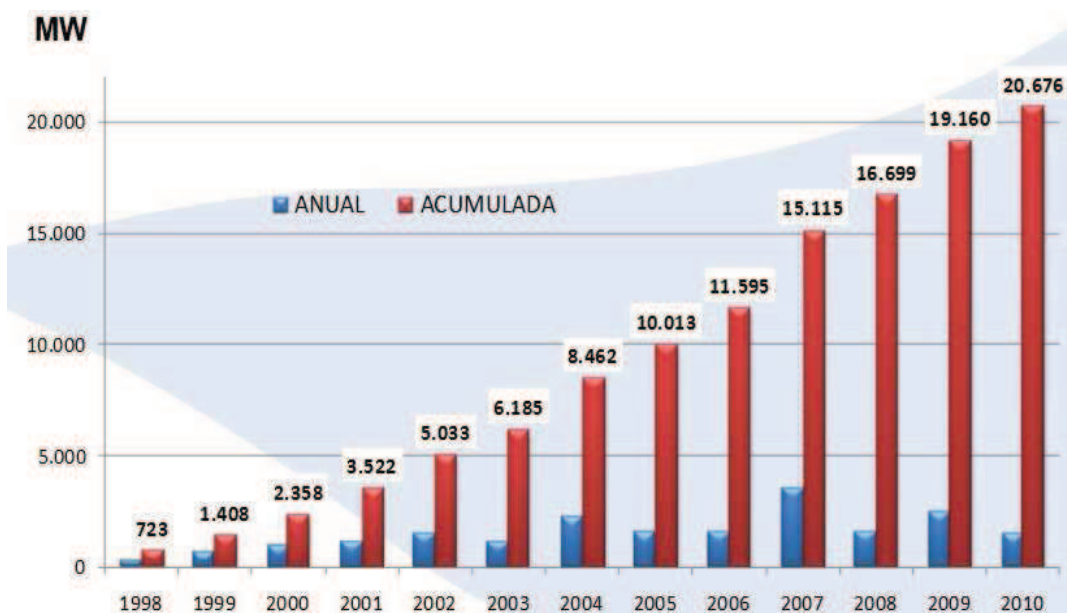


Figura 4: Desarrollo de la energía eólica en España. Fuente: REE(2011).

Así, la eólica se consolida como la segunda energía en potencia instalada en nuestro país, sólo por detrás del ciclo combinado (26.844 MW). Hace tiempo que la energía eólica empezó a ocupar un lugar considerable en el mix eléctrico español, pero ahora su papel es ya indiscutible e indispensable. También continúan creciendo el resto de tecnologías englobadas en el Régimen Especial, mientras que tecnologías convencionales como la gran

hidráulica, la nuclear y el carbón se han mantenido igual en los últimos cinco años y el fuel/gas continúa cerrando instalaciones.

En cuanto al desarrollo por comunidades autónomas, Castilla y León se ha consolidado como la comunidad autónoma con mayor potencia instalada y, si se mantiene la tendencia actual, parece que no abandonará el primer puesto fácilmente. Así, en 2010 sumó 917 MW (el 60.4% de toda la nueva potencia instalada en España en 2010), por lo que ya cuenta con algo más de 4.800 MW acumulados. En el ranking por potencia acumulada, el segundo y el tercer puesto corresponden a Castilla-La Mancha (que apenas instaló 6 MW en todo 2010, hasta 3.709 MW) y Galicia (que sumó 54.80 MW, logrando un total de 3.290 MW).

En la Fig. 5 se muestra la potencia instalada a diciembre de 2010 por Comunidades Autónomas:

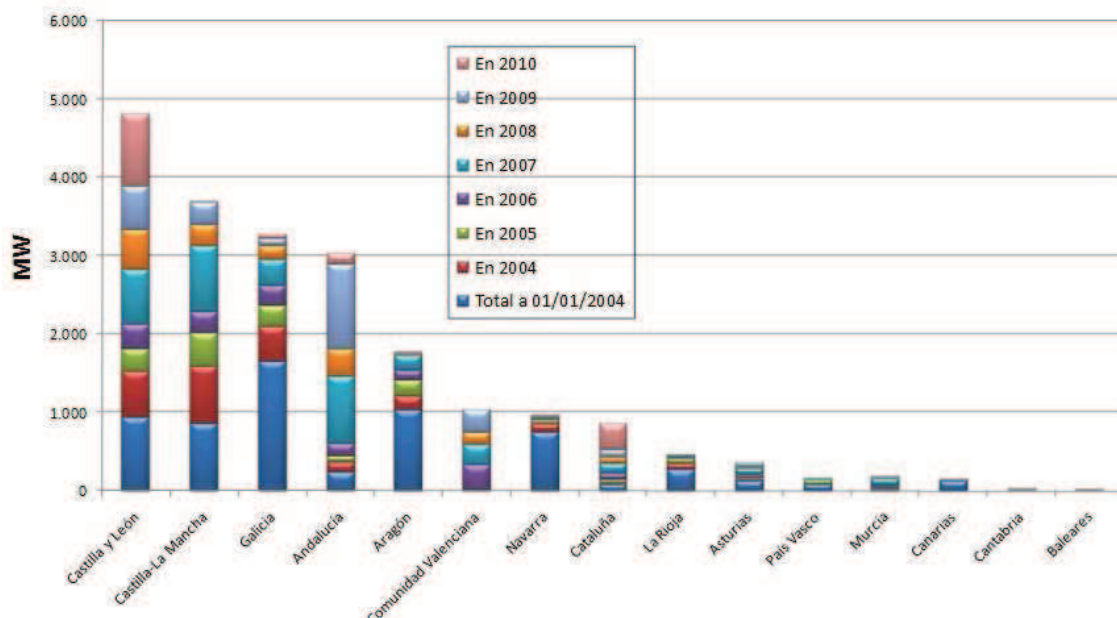


Figura 5: Capacidad eólica instalada (MW) en cada región española a 31/12/2010. Fuente: REE(2011).

Respecto a los promotores y fabricantes, decir que entre los primeros se afianzan como líderes del sector las empresas Iberdrola Renovables, Acciona Energía y EPDR con 5.168 MW, 4.037 MW y 1.863 MW respectivamente. En la Fig. 6 se muestra el reparto por empresas de la potencia eólica instalada en España a 31 de diciembre de 2010:

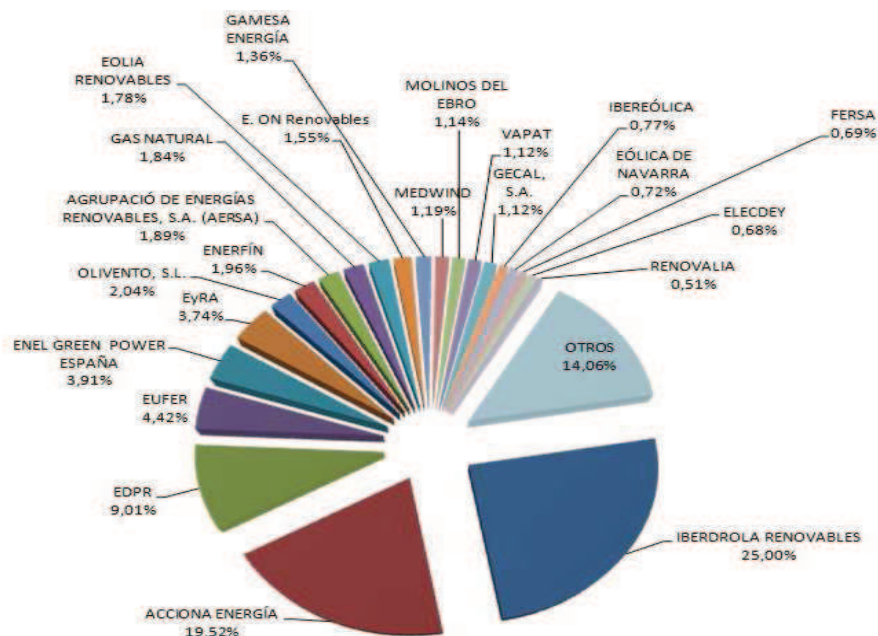


Figura 6: Capacidad (MW) instalada acumulada por empresas en España a 31/12/2010. Fuente: REE(2011).

En cuanto a los segundos, Gamesa, empresa multinacional española, y Vestas, líderes mundiales en la fabricación de aerogeneradores, se consolidan como los dos

principales fabricantes también en España. Así, Gamesa cuenta ya con 11.109 MW en la geografía española, es decir, un 53.72% del la cuota de mercado. Por su parte, Vestas, suma 3.529 MW, un 17.1% de cuota. En la Fig. 7 se muestra la capacidad instalada acumulada por fabricantes en España a finales de 2010:

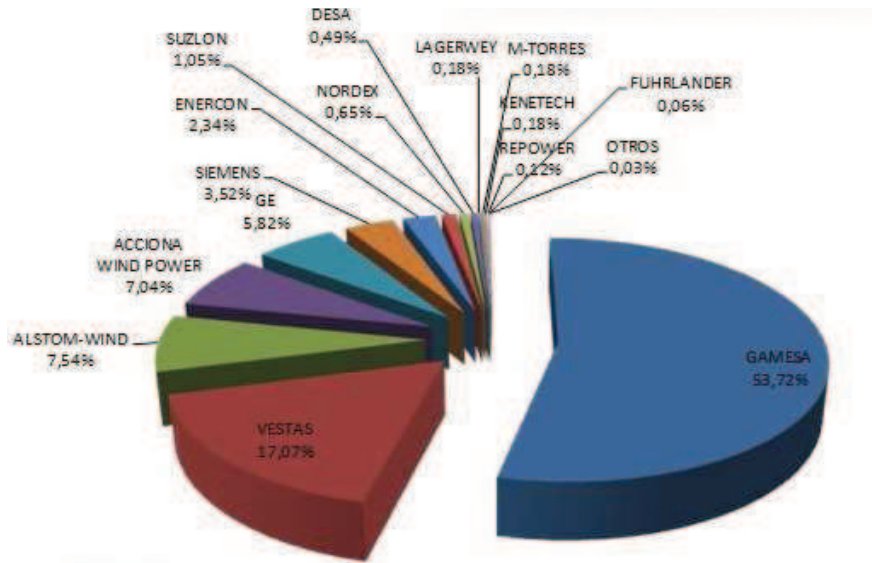


Figura 7: Capacidad (MW) instalada acumulada por fabricantes en España a 31/12/2010. Fuente: REE(2011).

Además de crecer en potencia instalada, en 2010 la energía eólica cubrió el 16.4% de la demanda eléctrica en España según datos de la Red Eléctrica de España, superando así el 14.39% logrado durante el ejercicio anterior. En la Fig. 8 se muestra la evolución de la eólica en la cobertura de la demanda eléctrica:

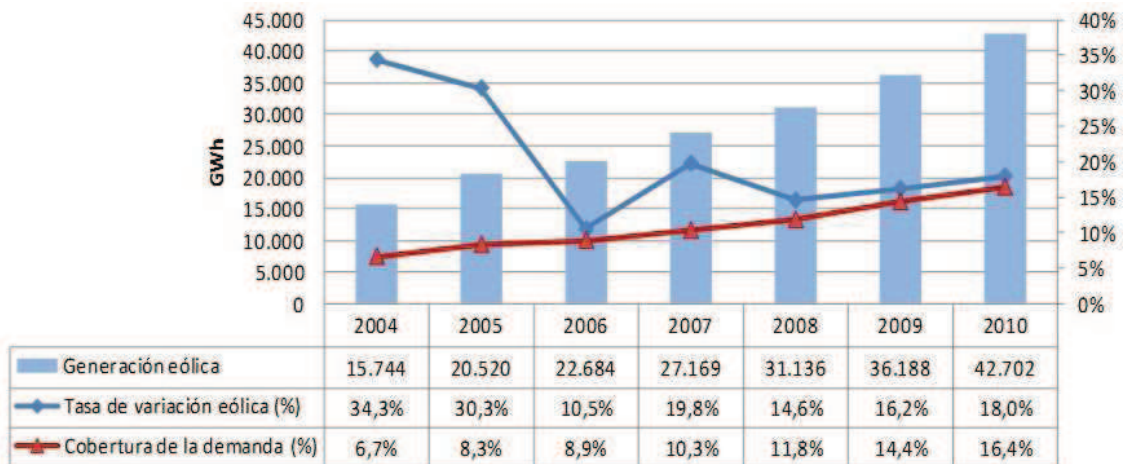


Figura 8: Evolución de la energía eólica en la cobertura de la demanda eléctrica en España. Fuente: REE(2011).

Esto permitió que se consolidase como la tercera que más aporta al sistema, tras los ciclos combinado y la nuclear, como se muestra en la Fig. 9:

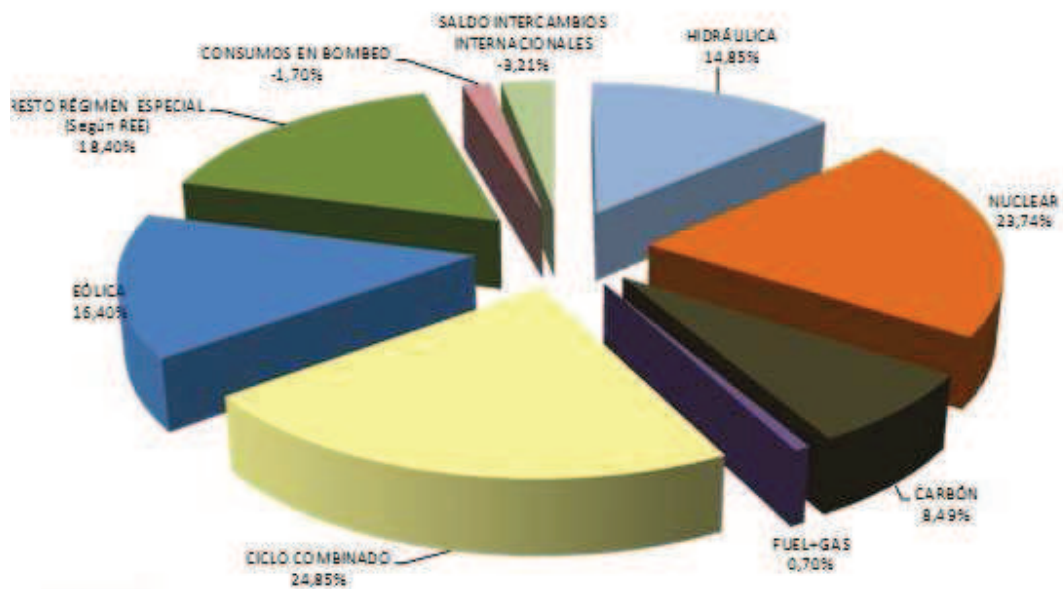


Figura 9: Cobertura de la demanda eléctrica por energía en 2010 en España. Fuente: REE(2011).

Algunos hitos recientes marcados por el sector en la cobertura de la demanda son:

- 30 de diciembre de 2009: llegó a cubrir el 54.7% de la demanda de madrugada.
- 9 de noviembre de 2010: 14.962 MW de generación eólica simultánea (a las 14h46).
- 9 de noviembre de 2010: el máximo de producción horaria fueron 14.752 MWh (entre las 14h00 y las 15h00).
- 9 de noviembre de 2010: el máximo de producción diaria fueron 315.259 MWh

Según datos procedentes del Estudio del Impacto macroeconómico del sector eólico en 2009, elaborado por Deloitte para la Asociación Empresarial Eólica y publicado en noviembre de 2010, sin la aportación de la eólica al mercado eléctrico español, el coste total de electricidad hubiera sido 766 millones de euros más alto ese año. El sector aportó 3.207 millones al PIB en 2009 lo que representó el 0.34% del PIB. Además, daba empleo directa o indirectamente a 35.719 personas a finales de 2009, y exportó por valor de 2.104 millones e invirtió 156 millones en I+D+i.

Asimismo, según el mismo estudio, el ahorro logrado por la sustitución de importaciones de combustibles fósiles ascendió en 2009 a 1.541 millones de euros. El ahorro como consecuencia de las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas fue de 270 millones.

De cara al futuro hay una nueva incógnita: conocer cuál será el marco regulatorio que establezca las reglas de juego a partir de 2013. A partir de esa fecha se desconoce tanto

la retribución que percibirán las instalaciones como el sistema que se usará, lo que supone, de momento, un freno para la instalación de parques de cara al futuro.

El año 2010 ha sido un año especialmente complicado para el sector en nuestro país, que ha visto la ralentización de su ritmo de crecimiento, con 1.516 MW finalmente instalados, que supone el crecimiento más lento desde 2003, en términos absolutos y relativos. El porqué de esta ralentización lo encontramos en el impacto de la creación del Registro de Preasignación a mediados de 2009 y en la incertidumbre regulatoria que ha caracterizado 2010. A ambos factores hay que sumar los efectos de la crisis.

Para concluir, recordar que la eólica es una de las escasas tecnologías de futuro en las que España se encuentra en el grupo de cabeza, y por tanto es necesario dar los pasos acertados para que siga siéndolo, respetando sus motivaciones iniciales, los derechos de todos los actores del sector y aplicando con convencimiento la legislación.

2. ASPECTOS TÉCNICOS Y DE DISEÑO

En esta sección se definen los parámetros fundamentales a la hora de diseñar una instalación de producción de energía eólica, así como su incidencia en la eficiencia y, por ende, en la rentabilidad de la misma:

La energía en el viento: densidad del aire y área de barrido del rotor

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un **par** (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

Densidad del aire

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá la turbina.

A presión atmosférica normal y a 15 °C el aire pesa unos 1.225 kilogramos por metro cúbico, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

Área de barrido del rotor

Un aerogenerador típico de 600 kW tiene un diámetro del rotor de 43-44 metros, lo que supone un área del rotor de unos 1,500 metros cuadrados. El área del rotor determina cuánta energía del viento es capaz de captar una turbina eólica (Fig. 10). Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro de rotor, una turbina que sea dos veces más grande recibirá $2^2 = 2 \times 2 =$ **cuatro** veces más energía.



Figura 10: Área de barrido del rotor. Fuente: IDAE(2004).

Los aerogeneradores desvían el viento

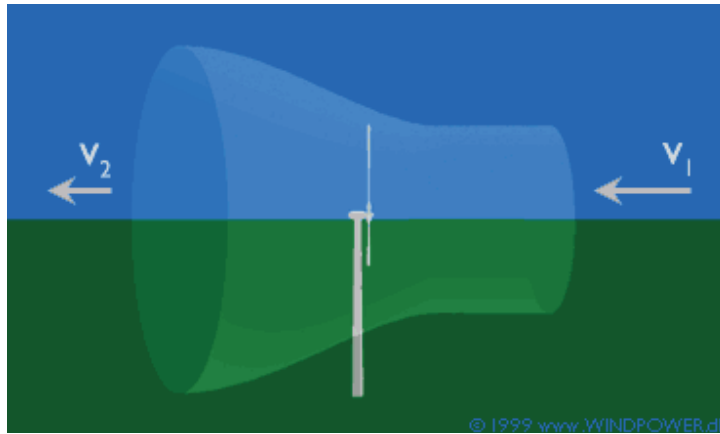


Figura 11: Captura de energía cinética que posee el viento con rotor de tres palas. Fuente: IDAE(2004).

En realidad, un aerogenerador desviará el viento antes incluso de que el viento llegue al plano del rotor. Esto significa que nunca seremos capaces de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador.

En la Figura 11 tenemos el viento que viene desde la derecha y usamos un mecanismo para capturar parte de la energía cinética que posee el viento (en este caso usamos un rotor de tres palas, aunque podría haberse tratado de cualquier otro mecanismo).

El tubo de corriente

El rotor de la turbina eólica debe obviamente frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotacional. Esto implica que el viento se moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha.

Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha (por segundo) debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

Este efecto puede, apreciarse en la imagen superior, donde se muestra un tubo imaginario, el llamado **tubo de corriente**, alrededor del rotor de la turbina eólica. El tubo de corriente muestra cómo el viento moviéndose lentamente hacia la izquierda ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor. La ralentización de la velocidad del viento se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que llegue a ser prácticamente constante.

Distribución de la presión del aire en la parte delantera y trasera del rotor

La presión del aire aumenta gradualmente a medida que el viento se acerca al rotor desde la derecha, ya que el rotor actúa de barrera del viento. La presión del aire caerá inmediatamente detrás del plano del rotor (parte izquierda), para enseguida aumentar de forma gradual hasta el nivel de presión normal en el área.

¿Qué ocurre corriente abajo?

Corriente abajo, la turbulencia del viento provocará que el viento lento de detrás del rotor se mezcle con el viento más rápido del área circundante.

¿Por qué no un tubo de corriente cilíndrico?

Podría pensarse que una turbina giraría incluso situándola dentro de un tubo cilíndrico normal, como el que se muestra en la Figura 12.

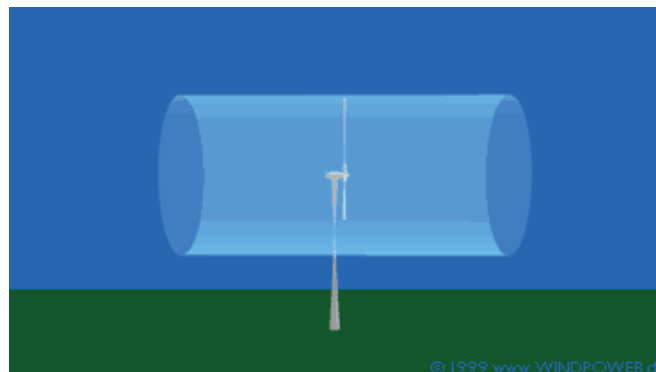


Figura 12: Tubo de corriente cilíndrico. Fuente: IDAE(2004).

Si el tubo es cilíndrico, el viento de la parte izquierda del rotor se mueve a menor velocidad que el de la parte derecha. Pero al mismo tiempo sabemos que el volumen de aire que entra al tubo por la derecha cada segundo debe ser el mismo que el volumen de aire que sale del tubo por la izquierda. Con ello puede deducirse que si el viento encuentra algún obstáculo dentro del tubo (en este caso el rotor), parte del viento que llega desde la derecha debe ser desviado de la entrada del tubo (debido a la alta presión del aire en el extremo derecho del tubo).

La potencia del viento: cubo de la velocidad del viento

La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad: la cantidad de energía que posee el viento

varía con el **cubo** (la tercera potencia) de la velocidad del viento media; p. ej. , si la velocidad del viento se duplica la cantidad de energía que contenga será $2^3 = 2 \times 2 \times 2 =$ **ocho** veces mayor.

La energía cinética de una masa de aire, "m", moviéndose a una velocidad, "v", responde a la expresión:

$$E = 1/2 mv^2$$

Si el volumen de aire que se mueve es "V" y tiene una densidad "d", entonces su masa será $m = V \cdot d$, con lo que su energía cinética será:

$$E_c = 1/2 dVv^2$$

La cantidad de aire que llegará al rotor de un aerogenerador en un tiempo "t" dependerá de: el área de barrido del rotor "A" y de la velocidad del viento.

El volumen del aire que llega al rotor será:

$$V = Avt$$

La energía cinética que aporta el aire al rotor en un tiempo "t" será:

$$E_c = 1/2 dAtv^3$$

Y la potencia o cantidad de energía por unidad de tiempo aportada al rotor será:

$$E_c = 1/2 dAv^3$$

La Figura 13 muestra que con una velocidad del viento de 8 metros por segundo obtenemos una potencia (cantidad de energía por segundo) de 314 W por cada metro cuadrado expuesto al viento (viento incidiendo perpendicularmente al área barrida por el rotor). A 16 m/s obtendremos una potencia ocho veces mayor, esto es, 2509 W / m².

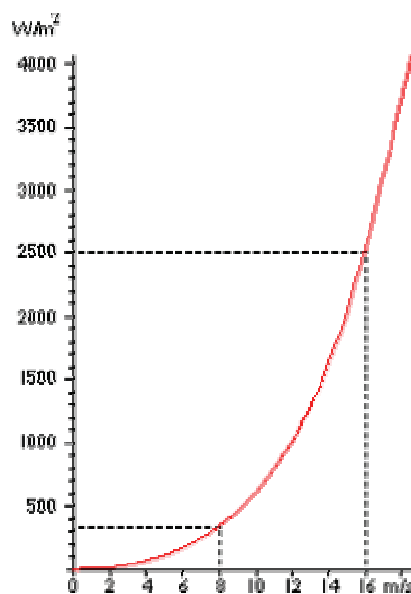


Figura 13: Potencia del viento en función de su velocidad. Fuente: IDAE(2004).

Como también hemos visto anteriormente el aerogenerador ralentiza el viento al pasar por el rotor, lo que significa que no se aprovecha toda la energía cinética que el viento aporta al rotor. La **Ley de Betz** afirma que sólo puede convertirse menos de 16/27 (el 59%) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador, aunque la realidad indica que la potencia máxima alcanzada por los aerogeneradores no sobrepasa el 60 o 70% de la potencia máxima calculada según esta ley.

Medición de la velocidad del viento: anemómetros

Las mediciones de las velocidades del viento se realizan normalmente usando un anemómetro de cazoletas. El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento. El número de revoluciones por segundo es registrado electrónicamente.

Normalmente, el anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección del viento. En lugar de cazoletas el anemómetro puede estar equipado con hélices, aunque no es lo habitual. Otros tipos de anemómetros incluyen ultrasonidos ó anemómetros provistos de láser que detectan el desfase de sonido o la luz coherente reflejada por las moléculas de aire.

Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el **registrador de datos ('data logger')**, que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo.

Se calculan las velocidades medias del viento para intervalos de **10 minutos** de modo que la medición sea compatible con la mayoría de programas estándar. Los resultados en las velocidades del viento son diferentes si se utilizan diferentes periodos de tiempo para calcular las medias.

La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada **Distribución de Weibull**, como la mostrada en la Figura 14:

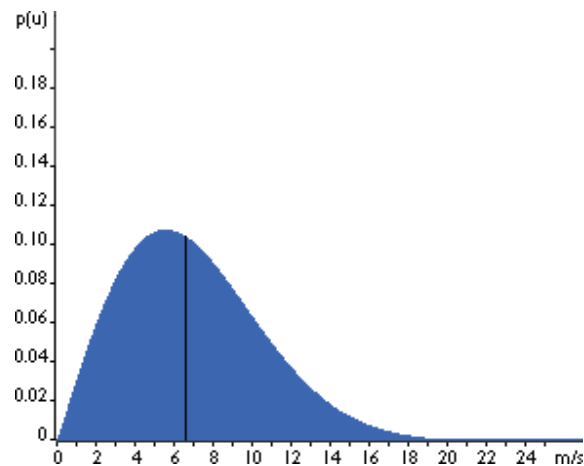


Figura 14: La variación del viento en un emplazamiento suele describirse mediante la Distribución de Weibull. Fuente: IDAE(2004).

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio.

La rosa de los vientos

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, suele dibujarse la llamada **rosa de los vientos** basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

Las rosas de los vientos varían de un lugar a otro. Son en realidad una especie de huella meteorológica. Las rosas de los vientos de las áreas vecinas son a menudo similares, por lo que en la práctica la interpolación (hallando una media) de las rosas de los vientos de las áreas circundantes puede dar resultados seguros.

Pero si el terreno es complejo, por ejemplo en montañas y valles que recorren diferentes direcciones, o litorales orientados en direcciones diferentes, no es seguro, en general, adoptar este tipo de suposiciones.

La rosa de los vientos sólo indica la distribución **relativa** de las direcciones del viento y no el nivel real de la velocidad media del viento.

Un vistazo a la rosa de los vientos es extremadamente útil para situar aerogeneradores. Los modelos eólicos pueden variar de un año a otro, así como el contenido energético (normalmente alrededor de un 10 por ciento). Por lo tanto, lo más conveniente es tener observaciones de varios años para poder obtener una media fidedigna.

Normalmente se toma un año de medidas locales y se utilizan observaciones meteorológicas a largo término de las estaciones climáticas cercanas para ajustar sus medidas y obtener así una media a largo plazo fiable.

Rugosidad y cizallamiento del viento

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre.

En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada **orografía** del área.

Rugosidad

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente.

Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón y tendrán, por tanto, menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

En la industria eólica se suele hablar de **clase de rugosidad** o **longitud de rugosidad** cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje.

Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0. Las pistas de hormigón de los aeropuertos pertenecen a la clase de rugosidad 0.5.

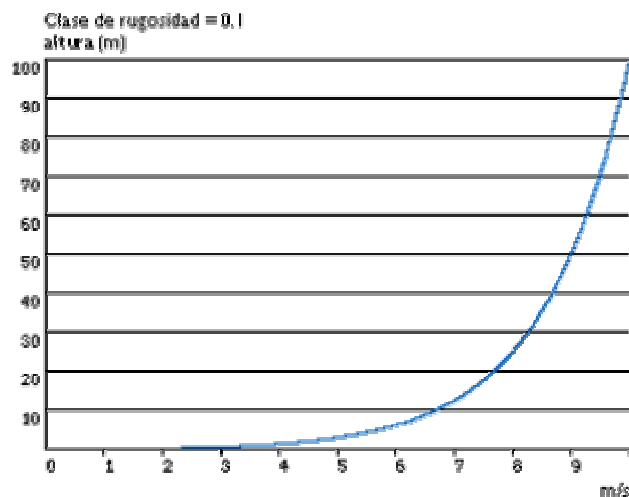


Figura 15: Variación de la velocidad del viento según la altura con rugosidad =0.1. Fuente: IDAE(2004).

La Figura 15 muestra como varía la velocidad del viento en una rugosidad de clase 2 (suelo agrícola con algunas casas y setos de protección a intervalos de unos 500 metros), considerando que el viento sopla a una velocidad de 10 m/s a 100 metros de altura.

El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse **cizallamiento del viento**. El cizallamiento del viento también puede ser importante en el diseño de aerogeneradores.

Variabilidad de la velocidad del viento

A corto plazo

La velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos.

La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Variaciones diurnas: noche y día

En la mayoría localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe, sobre todo, a que las diferencias de temperatura, por ejemplo, entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante la noche.

Desde el punto de vista de los propietarios de aerogeneradores, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía es mayor durante el día.

Muchas compañías eléctricas pagan más por la electricidad producida durante las horas en las que hay picos de carga (cuando hay una falta de capacidad generadora barata).

Turbulencia

Las tormentas suelen venir asociadas a **ráfagas** de viento que cambian la velocidad tanto en módulo como en dirección. En áreas cuya superficie es muy accidentada y tras obstáculos, como edificios, también se producen muchas turbulencias con corrientes de viento muy irregulares y remolinos alrededor. La turbulencia aumenta las fluctuaciones en la velocidad del viento.

Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.

Obstáculos del viento

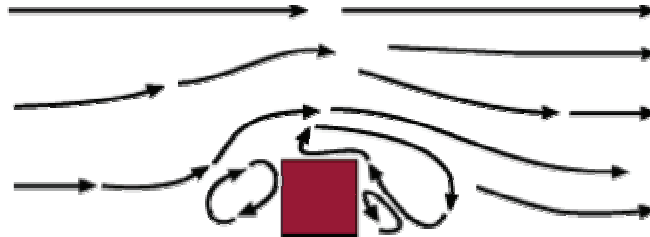


Figura 16: Corrientes de viento alrededor de un obstáculo (en altura). Fuente: IDAE(2004).

Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos.

Como puede verse en la Figura 16, que refleja las típicas corrientes de viento alrededor de un obstáculo, la zona de turbulencias puede extenderse hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la altura del obstáculo. La turbulencia es más acusada detrás del obstáculo que delante de él.

Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas y, en particular, si se encuentran en la parte donde sopla el viento dominante, es decir, "enfrente de la turbina" (Fig.17).

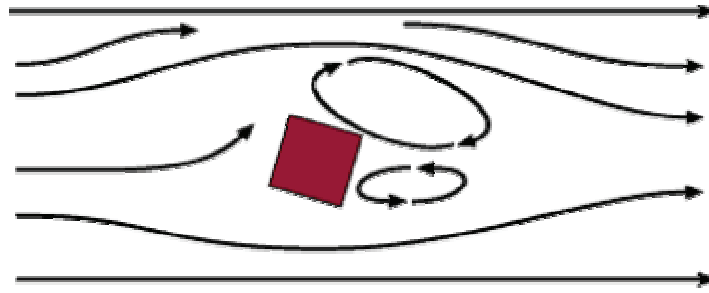


Figura 17: Corrientes de viento alrededor de un obstáculo (en planta). Fuente: IDAE(2004).

Los obstáculos disminuirán la velocidad del viento corriente abajo del obstáculo. Esta disminución depende de la porosidad del obstáculo, es decir, de cómo de "abierto" sea el obstáculo (la **porosidad** se define como el área libre dividida por el área total del objeto de cara al viento).

El efecto de frenado del viento que un obstáculo produce aumenta con la altura y la longitud del mismo. Obviamente, el efecto será más pronunciado cerca del obstáculo y cerca del suelo.

Cuando los fabricantes y proyectistas calculan la producción de energía de un aerogenerador, siempre tienen en cuenta los obstáculos próximos a la turbina (a menos de un kilómetro en cualquiera de las direcciones más importantes del viento).

Efecto estela

Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a

la turbina. Esto se deduce directamente del hecho de que la energía ni se crea ni se destruye.

Un aerogenerador siempre va a proyectar un **abrigo** en la dirección a favor del viento. De hecho, habrá una **estela** tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina.

En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor. En las direcciones de viento dominante esta separación es incluso mayor.

El efecto del parque

Como ya se ha dicho anteriormente cada aerogenerador ralentizará el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad. Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el coste del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras.

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores.

La pérdida de energía típica es de alrededor del 5 por ciento.

Efectos aceleradores

Efecto túnel

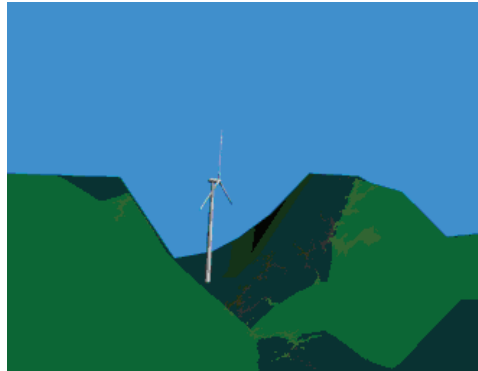


Figura 18: Colocación de un aerogenerador para aprovechar el efecto túnel. Fuente: IDAE(2004)..

Si se recorre un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas se observará que se da el siguiente efecto: el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como "efecto túnel".

Así pues, si la velocidad normal del viento en un terreno abierto puede ser de, por ejemplo, 6 metros por segundo, en un "túnel" natural puede fácilmente alcanzar los 9 metros por segundo.

Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo hace que se obtengan velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Para obtener un buen efecto túnel el túnel debe estar "suavemente" enclavado en el paisaje (Fig.18). En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en ese área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes (y con cambios muy rápidos).

Si hay muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.

Efecto de la colina



Figura 19: Colocación de un aerogenerador para aprovechar el efecto colina. Fuente: IDAE(2004).

Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante (Fig.19). En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área.

En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina.

El viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable

enfrente de la colina. El viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador.

Si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencias significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores.

CAPÍTULO III.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1. RENTABILIDAD DE LA EÓLICA Y EXPECTATIVAS

Del análisis de los diversos factores que intervienen en la rentabilidad de las instalaciones eólicas y la evolución esperada en los próximos años, efectuado por la Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con Fuentes de Energías Renovables (APPA) [⁴⁰] en el 2003, se desprendían algunas importantes consideraciones:

El precio del kWh renovable ha permanecido estable estos años. La política de apoyo al precio que estableció el Real Decreto 2818/1998 y que se concretaba en la posibilidad de elegir entre una tarifa fija o un “precio de mercado + prima” ha resultado determinante para la consecución de los objetivos eólicos propuestos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER) pues ha permitido crear un ambiente de confianza para los inversores.

La naturaleza altamente aleatoria del recurso eólico es aún motivo de controversia. Es necesario implantar el uso sistemático de modelos de simulación probabilísticos que tomen en consideración la variabilidad estocástica de la velocidad del viento.

La disminución del recurso eólico en el territorio español es un hecho. Los emplazamientos que quedan disponibles para la instalación de futuros parques eólicos disponen de menor intensidad de viento. Ello obliga a aumentar las prestaciones de los aerogeneradores a instalar en dichos lugares (con el fin de rentabilizar la inversión), que por tanto serán más caros.

Los costes y los plazos de promoción y tramitación administrativa de proyectos de parques eólicos están aumentando progresivamente en los últimos años.

[⁴⁰] APPA, Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad. La Tasa Interna de Retorno de un parque eólico tipo es de un 8.64%, <http://www.appa.es/12articulos/articulos/12articulos-15.htm>; 2003.

La finalización, en muchos de los parques ya instalados, del primer quinquenio de funcionamiento (con mantenimiento a cargo del fabricante) pondrá de relieve el encarecimiento de los costes de mantenimiento para años sucesivos y la incertidumbre aparejada a dichos costes.

El incremento de potencia instalada, no sólo exige trabajo de conexión a la red, sino también trabajo de mejora de infraestructuras y de construcción de nuevas líneas, y aunque parece razonable pensar que estas nuevas infraestructuras deberían ser costeadas por las compañías de transporte y distribución de electricidad, lo cierto es que estos costes están siendo repercutidos también a los promotores.

Pasado algún tiempo desde que estas consideraciones fueron hechas, algunos de los problemas planteados han tomado mayor relevancia debido al gran ritmo de crecimiento de la potencia instalada. A ello ha de añadirse una circunstancia reciente que ha modificado algo el panorama y que ha venido a acrecentar un tanto las incertidumbres del sector: la modificación del sistema retributivo al haber sido sustituido el Real Decreto 2818/1998 por el Real Decreto 436/2004 [⁴¹].

Las primas para las instalaciones acogidas a la Disposición Transitoria Segunda del nuevo decreto, esto es, las instalaciones acogidas transitoriamente al derogado Real Decreto 2818/1998, han sufrido una rebaja considerable. En el caso de la energía eólica esta rebaja es del 14.28%.

La pérdida de confianza que puede provocar entre los bancos un tratamiento de la prima menos favorable que el que se ha venido dando hasta ahora, puede tener un efecto negativo determinante [⁴², ⁴³].

[⁴¹] Que a su vez, cuando esta tesis estaba ya bien avanzada, fue sustituido, como ya queda dicho más arriba, por el Real Decreto 661/2007.

[⁴²] Agnolucci P. Wind electricity in Denmark: a survey of policies, their effectiveness and factors motivating their introduction. *Renew Sustain Energy Rev* 2005[in press].

De todo lo anterior, se puede concluir que la capacidad de obtención de financiación ajena para los parques se verá limitada en los próximos años por la existencia de unos volúmenes elevados de incertidumbre inherentes a este tipo de proyectos que pueden provocar en las principales financieras una situación de saturación. La consecuencia será, cuando menos, una gran selectividad en la concesión de fondos.

2. OBJETIVOS PRINCIPALES

De la revisión de las características propias del sector, de su situación actual y de su futuro inmediato se desprende la necesidad de analizar y planificar sistemáticamente los proyectos en busca de la optimización del binomio rentabilidad-riesgo de cada inversión, de manera que no se construyan parques ineficientes con un alto grado de riesgo, pues éste puede llegar a convertirse en un verdadero obstáculo a la hora de la promoción y de la financiación a corto plazo.

En esta línea, la presente tesis responde al título de *“Aplicabilidad de los Modelos de Evaluación de Inversiones en Condiciones de Riesgo al Análisis de Rentabilidad de Centrales Eólicas”*.

Se trata, por tanto, de estudiar la posibilidad de realizar un análisis de viabilidad más exhaustivo que el utilizado con los métodos tradicionales de valoración, ya que con éstos se opera en condiciones de certeza, suponiendo que las previsiones van a coincidir con la realidad.

[⁴³] Meyer NL, Koefoed AL. Danish energy reform: policy implications for renewables. Energy Policy 2003; 31(7): 597-607.

Concretamente, son objetivos principales de la presente investigación:

- Examinar los diversos modelos de evaluación de riesgo y en especial los **métodos estadísticos de simulación**, con el fin de elegir una herramienta idónea para la toma de decisiones que dé cuenta de la incertidumbre propia de este tipo de proyectos.
- Llevar a cabo una aplicación concreta de estas técnicas a un proyecto eólico tipo, confrontando los resultados obtenidos mediante el **análisis con simulación** con los del **análisis tradicional de valoración**.

2. OBJETIVOS SECUNDARIOS

Una vez definidos los objetivos principales de la presente tesis y teniendo en cuenta las particulares condiciones que presentan este tipo de energías, desde el punto de vista de la financiación, se plantean como objetivos secundarios:

- 1 Conocer el sector energético y especialmente la situación de las energías renovables, haciendo hincapié, evidentemente, en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER). Asimismo se dedica atención a las principales normas y disposiciones legales que enmarcan el sector.
- 2 Se pretende conocer y analizar la situación actual de la energía eólica en España, trazando su evolución desde los orígenes hasta la actualidad y constatando los niveles de cumplimiento de los compromisos marcados por el PLAFER y los sucesivos planes aprobados por el Gobierno para incentivar este tipo de energías.

- 3 Análisis del funcionamiento del mercado eléctrico aplicado a los productores de energías renovables.

- 4 Conocer los mecanismos articuladores del sistema de tarifas estudiando comparativamente los cambios introducidos en el sistema de retribución de este tipo de energía por el Real Decreto 661/2007, que viene a sustituir al Real Decreto 436/2004, que a su vez reemplazaba al Real Decreto 2818/1998.

- 5 Analizar los factores que intervienen en la rentabilidad de las instalaciones eólicas y la evolución esperada en los próximos años, haciendo hincapié en aquellos que determinarán la capacidad de obtención de financiación ajena para los parques eólicos en los próximos años.

- 6 Caracterización y valoración de los parámetros básicos de partida para el análisis económico-financiero de un proyecto eólico.

- 7 Efectuar un riguroso análisis de sensibilidad de la rentabilidad de la inversión.

CAPÍTULO IV.- DESARROLLO METODOLÓGICO DE LOS TRABAJOS

1. INTRODUCCIÓN

El riesgo inherente a los proyectos de energía eólica puede, como se ha explicado anteriormente, ser un obstáculo a la hora de la promoción y de la financiación a corto plazo. Por ello es deseable examinar los diversos modelos de evaluación de riesgo y en especial los métodos estadísticos de simulación, con el fin de elegir una herramienta idónea para la toma de decisiones para inversiones en un contexto de riesgo.

A continuación se pretende hacer una exposición de la metodología elegida para la investigación del análisis de rentabilidad de centrales eólicas. Para ello se detallan cada una de las fases de las que ha constado la investigación.

2. FASES DE LA INVESTIGACIÓN

Las fases de la investigación realizada en el presente trabajo se pueden resumir en las siguientes:

- Conocimiento de la Materia de la investigación.
 - Situación de las energías renovables: Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER)
 - Energía eólica: situación actual y perspectivas; conceptos básicos.

- Determinación de los Objetivos de la investigación

- Desarrollo metodológico del Cuerpo de la investigación:
 - Recogida de información y escrutinio de los métodos de evaluación de riesgo
 - Análisis de las características financieras de los proyectos de energía eólica: determinación de variables
 - Análisis de rentabilidad tradicional de un Proyecto Tipo: explicitación matemática de los distintos factores que determinan la producción y cálculo de los índices de rentabilidad

- Aplicación de un método de evaluación de riesgo al análisis de la rentabilidad: simulación de Monte Carlo (Proyecto Simulado).

- Formulación de las principales conclusiones

- Planteamiento de posibles líneas futuras de investigación

La primera fase corresponde al *Capítulo II* y en ella trata de adquirirse un conocimiento adecuado de la materia de la investigación situándola en el contexto del *Sector Energético* en España, y especialmente en el de *Las Energías Renovables*, haciendo hincapié, evidentemente, en el *Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER)* y en el *mercado eléctrico de las instalaciones en régimen especial*. Asimismo se dedica atención a las principales normas y disposiciones legales que enmarcan el sector

Se ofrece también en este capítulo un perfil de la *Situación Actual en España y perspectivas de la energía eólica*, señalando los niveles de cumplimiento de los compromisos marcados por el PLAFER.

También se da en este capítulo un repaso a los *Conceptos Básicos* en los que asienta esta tecnología y los parámetros fundamentales a definir a la hora de montar una instalación de producción de energía eólica.

Para el establecimiento de los *Objetivos de la Investigación* se exponen los principales aspectos a tener en cuenta en el estudio de rentabilidad de un inversión de energía eólica y la evolución que se espera en el corto plazo de los factores principales que la definen a partir de las consideraciones que al respecto ha realizado recientemente la APPA, concluyéndose en la conveniencia de estudiar la posibilidad de realizar un análisis

financiero más exhaustivo que el utilizado con los métodos tradicionales de valoración, ya que con éstos se opera en condiciones de certeza, suponiendo que las previsiones van a coincidir con la realidad.

En cuanto al *Cuerpo de la Investigación*, que corresponde al *Capítulo V*, consta de una primera parte dedicada al *Análisis de los Modelos de Evaluación de Inversiones en Condiciones de Riesgo*, en la que se estudian los principales métodos de evaluación de inversiones en contextos de riesgo o incertidumbre (aproximados y estadísticos), exponiendo sus fundamentos, sus aportaciones a un análisis riguroso de la rentabilidad, y las situaciones en que la aplicación de cada uno puede resultar interesante.

En la segunda parte de este capítulo se efectúa la *Aplicación de la Simulación por Ordenador usando el Método de Monte Carlo al Análisis de Rentabilidad de un Proyecto Eólico Tipo*. Para ello antes se determinan cada una de las variables que toman parte en la definición de un proyecto eólico y cómo repercuten en la rentabilidad de la inversión.

Para realizar el cálculo de la rentabilidad se ha definido un proyecto genérico, al que hemos denominado *Proyecto Tipo*. Para la definición del mismo se toma como base el ya mencionado Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER). En su Capítulo 4, dedicado a la Financiación de las instalaciones renovables, se incluyen los Casos Tipo para las instalaciones eólicas, indicando los parámetros básicos de partida para el análisis económico-financiero de un proyecto eólico. También se tienen en cuenta las consideraciones realizadas por la APPA respecto a los factores que inciden en la rentabilidad de este tipo de inversiones.

Una vez definidas las características básicas de nuestro *Proyecto Tipo*, se efectuará primeramente el análisis de rentabilidad de la manera tradicional, en condiciones de certeza, considerando todas las variables como variables ciertas. Se obtendrá así un único valor promedio para cada uno de los diferentes índices de rentabilidad de la inversión (VAN, TIR).

Entonces, se procederá a la aplicación de la simulación con ordenador usando las técnicas de Monte Carlo para estimar el riesgo económico del proyecto. Ahora, algunos inputs serán variables aleatorias. Las descripciones de probabilidad de las variables aleatorias y el método de Monte Carlo nos proporcionarán las distribuciones de probabilidad de los outputs deseados. A este análisis de riesgo lo denominaremos *Proyecto Simulado*.

Para la simulación se utilizará un programa informático que opera directamente sobre la hoja de cálculo Excel.

Concluida la anterior fase se procedió a la formulación de aquellos aspectos que se consideraron como más importantes y reseñables derivados de todo el trabajo, y que pueden considerarse como las *Conclusiones de la Investigación*.

Tras las conclusiones, se plantean las posibles *Líneas Futuras de Investigación* que podrían ser la continuación natural de este trabajo.

CAPÍTULO V.- CUERPO DE LA INVESTIGACIÓN

1. ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE EVALUACIÓN INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO

1.1. INTRODUCCIÓN

Se puede definir la evaluación de un proyecto como la asignación al mismo de un único índice representativo que, resumiendo toda la información financiera de la inversión, nos determine la deseabilidad del proyecto de inversión por parte de la empresa. Se debe pues elegir un criterio para la asignación de dicho índice.

Es claro que deberá reflejar la contribución del proyecto al objetivo empresarial a través del subobjetivo financiero. Considerando éste según la descripción de los teóricos norteamericanos como la maximización del valor en mercado de la empresa para los accionistas, el criterio más adecuado es la rentabilidad, pues todo incremento del valor de la misma supone, en principio, un incremento del valor en mercado de la empresa para los accionistas [⁴³].

Por lo que respecta al momento en que ha de evaluarse, cabe distinguir entre una evaluación “a priori” realizada para estudiar la conveniencia de la inversión, y una evaluación “a posteriori” para controlar la rentabilidad. En este caso tendremos siempre condiciones de certeza, es decir, conoceremos siempre los valores que ha tomado cada variable financiera. En la evaluación “a priori” se tienen dos condiciones extremas poco frecuentes y una intermedia:

La valoración en condiciones de *certeza* supone que los valores futuros para las variables determinantes de los proyectos son perfectamente conocidos (variables ciertas).

[⁴³] Digo en principio “porque bien puede suceder que un fuerte excedente generado por los proyectos se vea acompañado por un descenso de la cotización y que con un pequeño excedente, o sin él, la cotización de las acciones suba”. Termes, R: “Seminario sobre Toma de decisiones en ambientes profesionales”. Instituto de España. Madrid, 16 de noviembre de 2000.

En la valoración en condiciones de *incertidumbre* hay un desconocimiento total sobre la evolución de los valores futuros de cada variable (variables inciertas).

Entre estas condiciones límite puede distinguirse una situación intermedia denominada de *riesgo*, en la cual se conocen en términos de probabilidad los valores futuros de las variables (variables aleatorias). De hecho, una posible definición de riesgo asociado a un proyecto es “*la variabilidad del posible resultado de cada uno de los componentes que determinan la rentabilidad del proyecto a consecuencia de todas las eventualidades implicadas en la inversión*” [44]. El paso de una situación de incertidumbre a otra de riesgo puede hacerse con ayuda del concepto de *probabilidad subjetiva*, del que se hablará más adelante.

1.2. VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE CERTEZA

Con los métodos tradicionales de valoración se opera en condiciones de *certeza*, es decir, se supone que las previsiones van a coincidir con la realidad.

Los métodos tradicionales para evaluar los proyectos de inversión son:

- Plazo de recuperación (Pay-Back)
- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)

[44] Suárez AS. Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa. Madrid: Pirámide; 1980.

Según apunta Salvador Durbán Oliva [⁴⁵], los criterios clásicos de valoración de inversiones presentan diversos problemas de cara a su utilización práctica debido a que fueron concebidos para condiciones de certeza o cuasi certeza: en condiciones de riesgo resulta difícil calcular los flujos de caja estimados y determinar el tipo de actualización apropiado.

PLAZO DE RECUPERACIÓN (PAY-BACK)

Mide el plazo de tiempo que debe transcurrir para que el movimiento de fondos acumulados se anule, es decir, que la inversión se pague a sí misma. También es un indicativo del riesgo asociado a un proyecto pues cuanto más tarde un proyecto en recuperar la inversión inicial, más arriesgado será.. Se expresa:

$$PR = A / \sum FNC_t$$

Siendo:

-A: Valor de la inversión inicial.

-FNC_t: Valor neto de los distintos flujos de caja.

En este sentido un proyecto será tanto más rentable cuanto menor sea su período de retorno.

Las críticas que se le pueden hacer a este modelo son:

[⁴⁵] Durbán S. Introducción a las finanzas empresariales, la selección de inversiones y financiaciones. 4ª ed. Sevilla: Publicaciones de la Universidad de Sevilla; 1993.

-No considera los flujos netos de caja obtenidos después de la fecha indicada por el Plazo de Recuperación.

-No tiene en cuenta las diferencias entre los distintos vencimientos de los flujos netos de caja.

-Acentúa el aspecto financiero de la inversión y supone una desinversión rápida que está inspirada en una política de liquidez más que de rentabilidad.

RENTABILIDAD CONTABLE MEDIA

El análisis de una inversión mediante el índice de la tasa de rentabilidad contable consiste en dividir el beneficio medio esperado de un proyecto después de amortizaciones e impuestos por el valor medio contable de la inversión.

Las críticas a este modelo son:

-No tiene en cuenta el hecho de que los ingresos inmediatos valen más que los distantes.

-Depende de qué partidas se consideren como inversiones y con qué rapidez se amorticen.

-Se ha de fijar una referencia para juzgar un proyecto, lo que es una decisión arbitraria.

CRITERIO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Dado que la unidad monetaria que se recibe hoy no vale igual que la que se recibe dentro de un año, ya que cuanto antes se tenga disponibilidad de una determinada cantidad de dinero más pronto se podrá reinvertirla y obtener una cuantía monetaria mayor.

Con el VAN se pretende considerar el diferente valor del dinero en el tiempo actualizando los flujos de caja que genera el proyecto a evaluar a lo largo de los años para reducirlos a una medida homogénea. Este movimiento de capitales en el tiempo se conoce como capitalización del dinero, y su reverso la actualización.

Si se capitaliza un volumen de fondos inicial, C_0 , al cabo de n años se habrá convertido en C_n que será igual al capital que se tenía más los intereses producidos durante esos años, donde k es la tasa de interés anual a la que se ha colocado el capital. Expresado matemáticamente:

$$C_n = C_0 * (1+k)^n$$

Al valor $(1+k)$ se le denomina factor de capitalización.

La actualización es el proceso inverso al de la capitalización, da el valor actual de capitales de los que se percibirán en el futuro:

$$C_0 = C_n / (1+k)^n$$

Al factor $1/(1+k)$ se le denomina factor de actualización.

Así, se denomina Valor Actual Neto (VAN) a la suma de los flujos de caja anuales previstos actualizados al momento inicial menos el capital invertido, con lo cual se obtiene la ganancia total neta del proyecto actualizada al momento inicial:

$$\text{VAN} = -A + \sum (\text{FNC}_i / (1+k)^i)$$

Donde:

- A: inversión total
- FNC_i: flujo de caja para el período i
- k: tasa de interés considerada

Esta definición presupone una disminución porcentual anual constante del valor del dinero, la tasa de interés considerada, o dicho de otra manera, las posibilidades de reinversión de la disponibilidad monetaria del inversor siguen la ley del interés compuesto.

Algunas críticas que se le pueden hacer a este criterio son.

-La errónea obtención del valor de la tasa de actualización puede acarrear como consecuencia hipótesis poco ajustadas a la realidad.

-Hipótesis poco realistas en cuanto a la reinversión de los fondos intermedios liberados por los proyectos.

-En la comparación de proyectos de inversión independientes y mutuamente excluyentes, el valor capital proporcionará una decisión errónea si las inversiones tienen diferentes costes iniciales y/o duraciones iniciales.

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se define como la tasa de actualización que anula el Valor Capital o lo que es lo mismo “el máximo tipo de interés que se puede pagar por el capital invertido a lo largo de la vida de la inversión sin perder el proyecto” [46].

Su expresión matemática es por tanto:

$$-A + \sum (FNC_i / (1+k)^i) = 0$$

Si la tasa obtenida en el cálculo es superior a la tasa de interés a la que la empresa puede obtener fondos, la inversión será en general deseable, siempre y cuando este incremento compense el grado de riesgo que la empresa asume al acometer el proyecto. Entre dos proyectos comparables siempre será más rentable el que tenga una TIR superior.

Como principal ventaja se tiene que la TIR considera el momento de obtención de las disponibilidades, con lo que recoge el deseo del inversor de recibir el dinero cuanto antes, como el criterio VAN. Además su expresividad es mayor que la del VAN al proporcionar una rentabilidad relativa del proyecto.

Se le puede objetar varias cosas:

-Su cálculo es difícil puesto que se ha de resolver una ecuación de grado n.

-Entre las n soluciones pueden aparecer más soluciones reales rompiéndose el principio de univocidad exigible a todo criterio.

[46] National Association of Accountants. El plazo de recuperación del capital como guía para la toma de decisiones. Barcelona: Ibérico Europea de Ediciones; 1977.

-En cuanto a la hipótesis de reinversión de los fondos intermedios, se presupone siempre que se realiza, evidentemente, con tasa igual a la TIR.

-No es válido en la comparación de proyectos de inversión independientes y mutuamente excluyentes si éstos tienen diferente rentabilidad.

1.3. VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO O INCERTIDUMBRE

El riesgo económico de una inversión puede medirse de forma absoluta, específica, es decir bajo la consideración del proyecto como una unidad aislada, o bien de forma relativa, incremental, teniendo en cuenta que, en general, toda inversión forma parte de una estructura financiera superior.

Sólo cuando los flujos netos de caja del proyecto a evaluar están perfectamente correlacionados con los flujos de caja correspondientes a las inversiones que ya existen en la empresa, la medida del riesgo económico individual del proyecto será representativa de su contribución al riesgo de la empresa.

Hecha esta diferenciación, los diversos métodos de cuantificación del riesgo se pueden clasificar en:

-*Métodos aproximados.* Consideran el riesgo explícitamente, incorporándolo a la cuantificación de la rentabilidad a la cual corrigen en función del posible nivel de riesgo del proyecto. La medida del riesgo es subjetiva. En este apartado se encuentran el **ajuste de la tasa de actualización** y la **reducción a condiciones de certeza de los flujos de caja** del proyecto a evaluar.

-**Métodos estadísticos.** Consideran el riesgo explícitamente pero no lo incorporan a la rentabilidad, por lo que en consecuencia estos métodos asocian a cada proyecto dos índices: uno para la rentabilidad (la esperanza matemática) y otro para el riesgo (la varianza de la rentabilidad). Se puede partir de datos objetivos o subjetivos. Los métodos son: el **Método de Hillier**, el **Método de Hertz**, ambos basados en el análisis de la función de densidad de la rentabilidad, y los **árboles de decisión** y **árboles estocásticos**, basado en el análisis secuencial de las decisiones.

-El método denominado **Capital Asset Pricing Model**, el único de los mencionados que mide el riesgo de forma incremental, cuantificando la contribución del proyecto en cuestión al riesgo de la empresa. Acude al concepto fundamental de la Teoría de Carteras, el de la diversificación de inversiones con distintos riesgos para minimizar el riesgo de la empresa.

Este trabajo se centrará en los métodos que miden el riesgo económico específico de un proyecto con independencia de la empresa que lo evalúa.

1.3.1. MÉTODOS APROXIMADOS

Consideran el riesgo explícitamente, midiéndolo de forma subjetiva e incorporándolo a la rentabilidad. Presuponen implícitamente una aversión al riesgo por parte del elemento decisor.

AJUSTE DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN

Es un método para realizar un ajuste a los flujos de caja mediante la corrección de la tasa de descuento. Un proyecto rentable evaluado en función de una tasa libre de riesgo puede resultar no rentable si se descuenta una tasa ajustada.

Para ajustar adecuadamente la tasa de descuento se define una curva de indiferencia del mercado cuya función relaciona el riesgo y los rendimientos con la tasa de descuento. A mayor riesgo, mayor debe ser la tasa para castigar la rentabilidad del proyecto:

$$VAN = -A + \sum (FNC_i / (1+f)^i)$$

Donde:

-A: inversión total

-FNC_i: flujo de caja para el período i

-f: tasa de descuento ajustada por el riesgo que resulta de aplicar la siguiente

expresión:

$$f = k + p$$

Siendo

-k: tasa libre de riesgo

-p: prima por riesgo que exige el inversor

Entre las ventajas del ajuste de la tasa de actualización destaca la sencillez del método y, en consecuencia, su fácil comprensión por parte del empresario. Además, maneja de una manera intuitiva la aversión al riesgo del inversor incorporándola, como se ha dicho, a los índices a utilizar para la determinación de la rentabilidad del proyecto.

El mayor problema de este método es la determinación de la prima por riesgo, que se realiza de forma subjetiva. Se le critica también la posibilidad de error que lleva implícita para el caso en que el riesgo no sea creciente en el tiempo y se utilice una única prima de ajuste para todo el horizonte temporal.

REDUCCIÓN A CONDICIONES DE CERTEZA DE LOS FLUJOS DE CAJA

Según este método, el flujo de caja del proyecto debe ajustarse mediante un factor que represente un punto de indiferencia entre un flujo del que se tenga certeza y el valor esperado de un flujo sujeto a riesgo:

$$\alpha_i = \text{FNC}_i / \text{FNR}_i$$

Siendo

- α_i : el factor de ajuste del flujo de caja en el período incierto i
- FNC_i : flujo de caja en el período i sobre el que se tiene certeza
- FNR_i : flujo de caja en el período i incierto

Al expresarse todos los flujos de caja en su equivalencia de certeza, puede evaluarse el proyecto mediante el VAN, actualizando estos flujos a la tasa libre de riesgo:

$$\text{VAN} = -A + \sum (\alpha_i \text{FNR}_i / (1+k)^i)$$

Entraña la dificultad de la determinación práctica del equivalente de certeza de los flujos de caja. Por otro lado permite tratar independientemente el riesgo para cada uno de los flujos de caja.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Por último, entre el resto de métodos aproximados, conviene destacar *el análisis de sensibilidad* pues conceptualmente el Método de Hertz deriva de él.

Consiste en la determinación de un intervalo de valores probables para cada variable definitoria de la rentabilidad y en el cálculo de la rentabilidad para cada uno de esos valores. El intervalo de variación de las variables se define de modo subjetivo y supone las variables independientes.

Este método permite determinar las variables para las cuales el resultado es poco sensible, con lo cual orienta la búsqueda de información significativa, así como precisa los factores que deben controlarse más cuidadosamente.

ÁRBOLES DE DECISIÓN

El árbol de decisión es una técnica gráfica que permite representar y analizar una serie de decisiones futuras de caracteres secuenciales a través del tiempo.

Cada decisión se representa gráficamente por un cuadrado con un número dispuesto en una bifurcación del árbol de decisión. Cada rama que se origina en este punto representa una alternativa de acción. Además de los puntos de decisión, en este árbol se expresan mediante círculos los sucesos aleatorios que influyen en los resultados. A cada rama que parte de estos sucesos se le asigna una probabilidad de ocurrencia.

Este método no incluye el efecto total del riesgo puesto que no considera la posible dispersión de los resultados ni las probabilidades de las desviaciones.

El árbol representa todas las combinaciones posibles de decisiones y sucesos, permitiendo estimar un valor esperado del resultado final.

1.3.2. MÉTODOS ESTADÍSTICOS

Antes se dijo que el riesgo de un proyecto deriva la variabilidad de los resultados a obtener debido a eventualidades específicas del mismo y del ambiente que le rodea. Existirá, por tanto, una desviación entre las previsiones y lo que realmente suceda en el futuro.

En el caso de los métodos estadísticos, estas consideraciones conducen a la consideración de aleatoriedad para las variables definitorias del proyecto. A continuación se muestran los métodos más usuales.

MODELO DE HILLIER

Este método [⁴⁷] consiste en el análisis de la función de densidad de la rentabilidad. Parte de la consideración de los flujos de caja y el capital invertido, como variables aleatorias de las que se conoce la media y la varianza. El objetivo es lograr estimar la función de densidad de la rentabilidad.

Conocidas las esperanzas matemáticas de los flujos de caja $E(Q_i)$ así como de la inversión $E(A)$ se puede obtener la **esperanza matemática de la rentabilidad** dada como Valor Actualizado Neto del proyecto en cuestión. (VAN).

$$E(VAN) = -E(A) + \sum_{i=1}^n \frac{E(Q_i)}{(1+k)^i}$$

Conocidas las varianzas aleatorias de las variables, se obtiene la **varianza de la rentabilidad**:

[⁴⁷] Hillier FS. The derivation of probabilistic information for the evaluation of risky investments. Management Science 1963; 443-57.

$$\sigma^2(VAN) = \sum_{i=0}^n \sigma^2 \left[\frac{Q_i}{(1+k)^i} \right] + 2 \sum_{i < j} COV \left[\frac{Q_i}{(1+k)^i} + \frac{Q_j}{(1+k)^j} \right]$$

O lo que es lo mismo:

$$\sigma^2(VAN) = \sum_{i=0}^n \frac{\sigma^2(Q_i)}{(1+k)^{2i}} + 2 \sum_{i < j} \rho_{ij} \frac{\sigma(Q_i)}{(1+k)^i} \frac{\sigma(Q_j)}{(1+k)^j}$$

Para flujos de caja y coste inicial **independientes**:

$$\sigma^2(VAN) = \sigma^2(A) + \sum_{i=1}^n \frac{\sigma^2(Q_i)}{(1+k)^{2i}}$$

Para flujos de caja y coste inicial **perfectamente correlacionados**:

$$\sigma^2(VAN) = \left[\sigma^2(A) + \sum_{i=1}^n \frac{\sigma(Q_i)}{(1+k)^i} \right]^2$$

En cuanto a la tasa de actualización a utilizar en las anteriores expresiones, hay que elegir entre el coste de capital o la tasa libre de riesgo. Teniendo en cuenta que este tipo de métodos, como ya se comentó, mide el riesgo absoluto específico del proyecto ignorando la estructura financiera de la empresa, cabe argumentar que lo más riguroso es aplicar la tasa libre de riesgo, pues el coste de capital ya implica una corrección por riesgo, el riesgo normal de la empresa, lo cual separaría al modelo de su carácter de medida absoluta del riesgo.

Hay que reseñar, asimismo, que la varianza del VAN no sirve como índice para cuantificar el riesgo económico de la inversión, pues éste sólo puede ser medido a través de

la variabilidad de un índice que exprese rentabilidad de activo y el VAN no la expresa sino que expresa una medida de rentabilidad conjunta del activo y su pasivo asociado.

Tras la aplicación de las expresiones anteriores, y deducidas la esperanza matemática y la varianza del Valor Capital, el siguiente paso es intentar deducir su función de densidad. Para ello se acude al Teorema Central del Límite o a la acotación de Tchebycheff. Otro resultado útil es la derivación de los parámetros de distribución del VAN cuando los flujos de caja están correlacionados por un proceso estocástico autorregresivo de primer orden (o proceso de Markov) [⁴⁸].

TEOREMA CENTRAL DEL LÍMITE

Permite determinar exactamente la función de densidad del VAN bajo unas condiciones muy restrictivas.

El Teorema Central del Límite afirma que una variable aleatoria (el VAN en este caso), suma algebraica de otras variables aleatorias (la inversión y los flujos de caja) sigue la ley normal, de media la suma de las medias de los sumandos, y de varianza, la suma de las varianzas, siempre y cuando las variables aleatorias sumandos:

- Sean independientes
- Tiendan a infinito en su número
- Sus varianzas estén acotadas superiormente
- La suma de sus varianzas sea creciente con el número de sumandos y esté acotada superiormente

La importancia de este teorema reside por un lado en que le es indiferente el tipo de función de densidad de las variables aleatorias sumando, por lo que no hay que conocerlas. Por otro, en que la aproximación de la realidad a las condiciones exigidas por el teorema

[⁴⁸] Giaccotto C. A simplified approach to risk analysis in capital budgeting with serially correlated cash flows. *The Engineering Economist* 1984; 29(4):273-86.

implica la aproximación de la función de densidad de la suma a la distribución normal. Se estima que la aproximación es suficientemente buena cuando el número de variables sumando es mayor de diez.

Si las funciones de densidad de los sumandos siguen una distribución normal, la función de la suma también la seguirá, independientemente del número de sumandos.

ACOTACIÓN DE TCHEBYCHEFF

La acotación de Tchebycheff, derivado del Teorema de Markov es como sigue:

$$P[|\xi - E(\xi)| > k\sigma(\xi)] \leq \frac{1}{k^2}$$

Definiendo las variables:

$$\begin{aligned}\xi &= VAN \\ k &= \frac{E(VAN)}{\sigma(VAN)}\end{aligned}$$

Se obtiene el siguiente resultado:

$$P[|VAN - E(VAN)| \leq E(VAN)] = P[0 \leq VAN \leq 2E(VAN)] \geq 1 - \frac{\sigma^2(VAN)}{E(VAN)^2}$$

Interesante resultado pues proporciona una cota inferior de rentabilidad aun no conociendo la función de densidad del VAN e independientemente de la correlación de los flujos de caja.

DETERMINACIÓN DEL TANTO INTERNO DE RENDIMIENTO

Si se cumplen las condiciones del Teorema Central del Límite se habrá determinado la función de densidad del VAN para una tasa de actualización determinada. De aquí se deduce su función de distribución y a partir de la expresión:

$$P(VAN > 0) = P(TIR > k)$$

se obtiene puntualmente la función de distribución del TIR.

OBSERVACIONES AL MODELO

Una de las características fundamentales, ya apuntada, a tener en cuenta de los métodos estadísticos es la de que no incorporan la cuantificación del riesgo a la rentabilidad sino que proporcionan dos índices de medida: uno para la rentabilidad (la esperanza matemática) y otro para el riesgo (la varianza de la rentabilidad).

Aparte de esta característica general de los métodos estadísticos, se pueden destacar otros inconvenientes propios de este modelo. En primer lugar Hillier exige conocer la media y la varianza de los flujos netos de caja, o bien definirlas subjetivamente. Además supone perfectamente conocida la duración del proyecto.

En realidad el primer problema, la necesidad de conocer las características estadísticas de las variables definatorias de la rentabilidad, es compartido con el Modelo de Hertz, y en ambos, en caso de incertidumbre, se recurre a la probabilidad subjetiva para solucionarlo. Sin embargo, cabe preguntarse si no sería más conveniente partir de la estimación de las características estadísticas de las variables más elementales que definen los flujos de caja.

Además, en la práctica, cuando los proyectos son complejos, las derivaciones de la distribución de probabilidad del VAN como función de variables aleatorias desconocidas pueden ser tediosas o imposibles [⁴⁹]. Las técnicas de simulación, que se explican más adelante, constituyen una mejora de estos inconvenientes.

A su favor hay que señalar que permite, siempre que se cumplan las condiciones del Teorema Central del Límite, la determinación la función de distribución del criterio TIR, y en consecuencia cuantificar los riesgos económicos del proyecto (ya se ha dicho que la varianza del VAN no sirve como medida de este riesgo).

MODELO DE HERTZ

En el análisis de sensibilidad, explicado en los métodos aproximados, se definía un intervalo posible de valores para cada variable y luego se calculaba la rentabilidad para cada uno de estos valores permaneciendo constantes el resto de variables, es decir variable a variable.

[⁴⁹] Seila AF, Banks J. Spreadsheet risk analysis using simulation. Simulation 1990; 57:163-70.

Lo idóneo es poder analizar la sensibilidad de la rentabilidad de una forma total a través de la consideración conjunta de las variaciones posibles de todas y cada una de las variables que inciden en la rentabilidad.

Esto lo lleva a cabo el método propuesto por Hertz [⁵⁰] utiliza técnicas de simulación; principalmente la de Montecarlo, que requieren el uso de ordenador. Partiendo de las funciones de densidad de cada una de las variables se construye un modelo del proyecto de inversión definiendo las posibles relaciones entre estas variables, y se termina hallando la función de densidad de la rentabilidad del proyecto.

La metodología es la siguiente:

- a) Determinar las variables explicativas de la rentabilidad. Estarán, normalmente, entre las siguientes:
 - Precio de venta del producto
 - Inversión necesaria
 - Costes de explotación
 - Producción anual
 - Duración de la inversión
 - Costes fijos

- b) Estimación de las funciones de densidad (o de probabilidad en caso de variables aleatorias) de las variables anteriores. En el caso más normal de incertidumbre, se acude a la probabilidad subjetiva definida por el decisor.

- c) Determinar las interdependencias entre las distintas variables. Es realizar la modelización del proyecto de inversión.

[⁵⁰] Hertz D. Risk Analysis in capital investment. Harvard Business Rev 1964; 42:96-108.

- d) Simulación de una situación real con el método de Montecarlo. Se simula una situación real, esto es, se escoge aleatoriamente un valor posible de cada una de las variables y se calcula la rentabilidad para dichos valores. La realización de un número suficientemente grande de simulaciones permite determinar la función de densidad de la rentabilidad a través de las frecuencias de aparición de cada valor de la rentabilidad.

SIMULACIÓN CON EL MÉTODO DE MONTECARLO

El método de Montecarlo [⁵¹] es una técnica numérica para la resolución de problemas de tipo general, cuya estructura de cálculo tiene la forma de un proceso estocástico, entendiendo como tal una secuencia de estados cuya evolución está determinada por sucesos aleatorios [⁵²].

Este método consigue dar soluciones aproximadas a una gran variedad de problemas matemáticos utilizando la capacidad de cálculo de los ordenadores y pueden aplicarse tanto a problemas que no tengan un contenido probabilístico como a aquéllos que por el contrario sí sean de carácter puramente probabilístico [⁵³].

[⁵¹] Su nombre y el desarrollo del método se remontan al año 1944 y su primera aplicación como herramienta de investigación se dio para el desarrollo de la bomba atómica durante la II Guerra Mundial, concretamente para simular problemas probabilísticos relacionados con la difusión al azar de los neutrones dentro del material fisible. Sin embargo, el desarrollo sistemático del método como herramienta tuvo que esperar al trabajo de Harris y Herman Kahn, en el año 1948 y en este mismo año, Fermi, Metropolis, y Ulam obtuvieron ya mediante los métodos de Montecarlo, estimaciones para los valores propios de la Ecuación de Schrodinger, ecuación pilar de la Mecánica Cuántica.

[⁵²] Pérez Calatayud F, Giner Rubio J. Aplicación del Método de Montecarlo a la valoración de Activos Financieros (Documentos de Trabajo de la Facultad de Económicas y Empresariales). Universidad de la Laguna; 1997.

[⁵³] Jäckel P. Montecarlo methods in finance. Chichester: John Wiley & Sons; 2002.

El uso más común de la simulación por el Método de Montecarlo es cuando se necesita calcular un valor desconocido de una función $f(x)$ dada una distribución de densidad $\varphi(x)$ donde $x \in \mathbb{R}^n$.

$$v = E_{\varphi(x)}[f(x)] = \int f(x)\varphi(x)dx^n$$

En términos matemáticos, el Método de Montecarlo maximiza, es decir busca el máximo valor de $f(x)$ para un x del dominio D . El máximo de f en D viene dado por el:

$$\lim_{s \rightarrow \infty} ms$$

Siendo:

$$ms = \sqrt[s]{\int_D [f(x)]^s \varphi(x)dx^n}$$

En general, el mayor problema que se tiene en la resolución del Método de Montecarlo es el de reconocer cuál de las distribuciones de densidad se ajustan mejor al modelo.

Muchas variables aleatorias continuas presentan una función de densidad cuya gráfica tiene forma de campana, es decir la función de densidad Normal o de Campana de Gauss (Fig. 20). Se define como:

Función de densidad:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

Siendo,

μ : media
 σ : desviación típica
 σ^2 : varianza

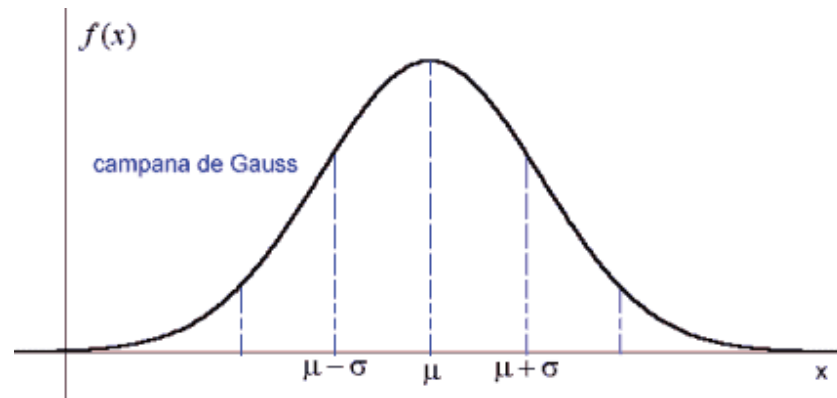


Figura 20: Representación gráfica de la función de densidad de la distribución Normal. Fuente: elaboración propia.

La distribución normal queda definida por dos parámetros, su media y su desviación típica representada: $N(\mu, \sigma)$.

Así, y como ya se ha dicho, en nuestro caso, usando la simulación podemos obtener la distribución de frecuencia de los distintos indicadores de la rentabilidad de la inversión (VAN, TIR) (Fig.21), y obtener un conocimiento preciso del riesgo de nuestra inversión. Además, la simulación facilita el cálculo de la rentabilidad de un proyecto para distintas suposiciones de partida, esto es, la comparación de alternativas.

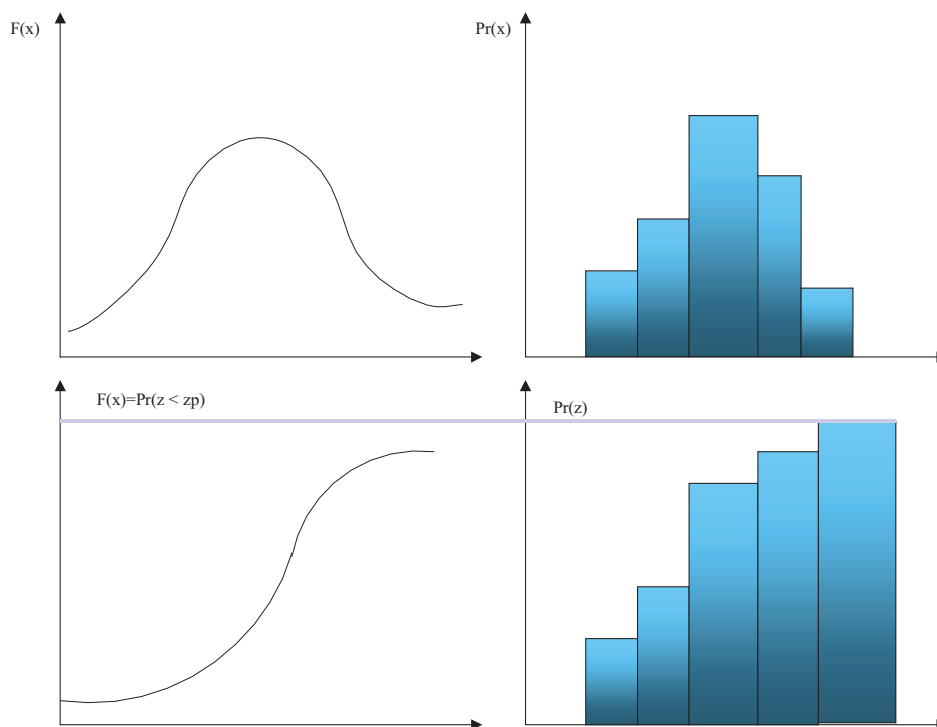


Figura 21: Funciones de densidad y de probabilidad, y sus respectivas funciones de distribución y de probabilidad acumulada. Fuente: elaboración propia.

OBSERVACIONES AL MODELO

Supone un avance respecto del Modelo de Hillier en dos sentidos: primero, no se resume la información inicial de las variables de partida en sus características estadísticas; segundo, aumenta el número de variables determinantes del riesgo pues no parte de los posibles valores de los flujos de caja sino que retrocede en el análisis a las variables que determinan dichos valores. Por otro lado, comparte con Hillier y los otros métodos estadísticos el inconveniente de no incorporar el riesgo a la rentabilidad.

Las técnicas de simulación permiten realizar un análisis de sensibilidad exhaustivo que hace tomar conciencia al inversor de la naturaleza del riesgo, le ayuda a identificar cuáles son las variables críticas que debe controlar con más cuidado, y reduce los errores de previsión. En definitiva, estos métodos proporcionan un conocimiento en profundidad de los proyectos, mejoran la calidad de la decisión e incrementan la confianza en la misma [⁵⁴].

Este método, en fin, proporciona siempre una función de densidad para la rentabilidad sin imponer para ello condiciones exigentes como las de Hillier.

Además se debe recalcar la necesidad de acudir casi siempre a la probabilidad subjetiva, como en Hillier, para definir las funciones de densidad de las variables pues raramente podrán ser definidas mediante la extracción de muestras de la realidad. Es claro que resulta extremadamente importante partir de unas estimaciones consistentes ya que no existe método que mejore una mala información inicial.

CAPITAL ASSET PRICING MODEL (CAPM)

Método que se utiliza para obtener la rentabilidad que se requiere a los recursos propios.

$$\text{CAPM} = R_f + \beta (R_m - R_f)$$

Siendo:

R_f: rentabilidad de un activo que no ofrece riesgo

[⁵⁴] Ho SSM, Pike RH. Organizational characteristics influencing the use of risk analysis in strategic capital investments. The Engin Econ 1998; 43(3):247-68.

R_m : rentabilidad del mercado

$(R_m - R_f)$: prima de riesgo del mercado

β : coeficiente de variabilidad del rendimiento de los recursos propios de la empresa respecto al rendimiento de los recursos propios del mercado. Cuánto mayor sea β , mayor será el riesgo que corre la empresa.

Si $\beta > 1$: la rentabilidad esperada de los fondos propios será mayor a la rentabilidad del mercado (R_m).

Si $\beta < 1$: la rentabilidad esperada de los fondos propios será menor a la rentabilidad del mercado (R_m).

Si $\beta = 0$: la rentabilidad esperada de los fondos propios será la rentabilidad de un activo sin riesgo (R_f).

Si $\beta = 1$: La rentabilidad esperada de los fondos propios será la rentabilidad del mercado (R_m).

2. APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN POR ORDENADOR USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO AL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN PROYECTO EÓLICO TIPO

Como ya se ha apuntado, en la evaluación de la viabilidad de proyectos de energía eólica se trabaja con condiciones indeterminadas o de desconocimiento de los valores futuros para cada una de las variables que definen la inversión, por lo que hay que apoyarse en proyecciones y estimaciones de dichos valores.

Se han repasado los diferentes modelos de evaluación de inversiones en un contexto de riesgo y, según las conclusiones que se desprendían del examen de cada uno de ellos, el Modelo de Hertz o Simulación de Montecarlo parece la herramienta más interesante para estudiar la posible aplicación de estos modelos a las inversiones de energía eólica.

Es, por tanto, imprescindible definir las variables de proyecto que se tomarán como fijas y los que se simularán estadísticamente. Para ello habrá primero que determinar todas las variables y realizar el análisis de la rentabilidad de un **Proyecto Tipo** de energía eólica. Para la definición del Proyecto Tipo se toma como base el ya mencionado Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER). En su Capítulo 4, dedicado a la Financiación de las instalaciones renovables, se incluyen los Casos Tipo para las instalaciones eólicas, indicando los parámetros básicos de partida para el análisis económico-financiero de un proyecto eólico. También se tienen en cuenta las consideraciones realizadas por la APPA [⁵⁵] respecto a los factores que inciden en la rentabilidad de este tipo de inversiones.

Una vez definidas las características básicas del nuestro Proyecto Tipo, se efectuará primeramente el análisis de rentabilidad de la manera tradicional, en condiciones de certeza, considerando todos los inputs como variables ciertas. Se obtendrá así un único

[⁵⁵] APPA, Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad. La Tasa Interna de Retorno de un parque eólico tipo es de un 8.64%, <http://www.appa.es/12articulos/articulos/12articulos-15.htm>; 2003.

valor promedio para cada uno de los diferentes índices de rentabilidad de la inversión (VAN, TIR).

Posteriormente, se procederá, como dijimos, a la aplicación de la simulación con ordenador usando las técnicas de Monte Carlo para simular el riesgo económico del proyecto. Entonces algunos inputs serán variables aleatorias. Sus descripciones de probabilidad y el método de Monte Carlo nos proporcionarán las distribuciones de probabilidad de los outputs deseados. A este análisis de riesgo lo denominaremos **Proyecto Simulado**.

2.1. PROYECTO TIPO

2.1.1. CARACTERIZACIÓN DEL PROYECTO TIPO SEGÚN EL PER

Según el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), los principales parámetros de una instalación tipo de 5 MW de potencia en España, en los cuales nos basaremos para caracterizar nuestro Proyecto Tipo, son los que se muestran en la Tabla 2. Cabe realizar varios comentarios a partir de estas cifras de la situación actual de los parques eólicos españoles:

CASO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN SEGÚN PER 2005-2010

- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 937 €/kW (evolución anual +1,8%)
- Horas de producción equivalente: 2,350 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos de explotación: 1,47 cent€/kWh (evolución con IPC-0,5%)
- Gastos de desmantelamiento: 3,5% s/Inversión
- Precio de venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
Año 1º -15º: 90% TMR
Resto: 80% TMR
- Tarifa media de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
- Evolución anual TMR: 1,40%

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención: No precisa
- Incentivo por participación en el mercado 10% TMR

INCENTIVOS FISCALES

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE

- Project Finance

Tabla 2: Parámetros básicos de una instalación tipo de 5 MW según el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER). Fuente: Elaboración propia a partir de IDAE(2005).

La tecnología española ha alcanzado un estado de madurez tal que, junto con la producción casi en serie de los aerogeneradores, ha permitido una disminución significativa de los costes en la construcción e instalación de parques eólicos. Sin embargo, durante los últimos años se está detectando una ligera tendencia al alza como resultado, entre otros factores, de la instalación de aerogeneradores de alta potencia cuya fabricación en serie todavía no es generalizada.

Del total de la inversión asociada, actualmente, a las instalaciones eólicas en España, en términos generales, los aerogeneradores representan casi tres cuartas partes, mientras que el equipamiento electromecánico, incluida línea de transporte, constituye el 17% y la obra civil el 5%, correspondiendo el 4% restante a inversiones varias, tales como los estudios de evaluación de recursos eólicos, impacto ambiental, promoción, tramitación de permisos e ingeniería.

Los gastos de explotación también han sufrido una importante disminución durante los últimos años, al tiempo que se consolidaban la fiabilidad, las prestaciones y las garantías ofrecidas por los tecnólogos. Representan aproximadamente el 22% de la facturación anual de un parque. La partida de operación y mantenimiento constituye un 57% del total de estos gastos, repartiéndose el resto entre el alquiler de terrenos, que supone el 16%, los seguros e impuestos, el 14%, y la gestión y administración, el 13%.

En lo que se refiere a los ingresos de un parque eólico, el Real Decreto RD 436/2004 ^[56] establece dos alternativas de remuneración para la energía eléctrica evacuada:

^[56] BOE núm. 75. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Madrid; 2004.

- 1) Venta de la electricidad a la compañía distribuidora a tarifa regulada, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde que la instalación fue puesta en marcha.
- 2) Venta libre en el mercado. Dentro de la modalidad, puede elegirse entre acudir directamente al mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, o bien formalizar un sistema de contratación con una comercializadora. En cualquier caso, se adquiere una prima que se adiciona al precio horario del mercado.

Tanto los importes establecidos para la tarifa regulada como para la prima se encuentran indexados a la denominada Tarifa Media o de Referencia (TMR), fijada mediante decreto cada año, y que viene definida como la relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de usuario final.

2.1.2. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL MEDIA

Dado un clima eólico regional, el clima eólico en cualquier punto y altura específicas puede ser evaluado usando la aplicación denominada Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) [⁵⁷,⁵⁸]. El software WAsP no es sino una implementación de la metodología del atlas eólico. Introduciendo descripciones del terreno que circunda una determinada posición, los modelos WAsP pueden predecir el clima eólico esperado en dicha posición:

- clima eólico regional + descripción del lugar → clima eólico predicho

[⁵⁷] Hillring B, Krieg R. Wind energy potential in Southern Sweden-Example of planning methodology. *Renew Energy* 1998; 13(4): 471-79.

[⁵⁸] Khadem SK, Hussain M. A pre-feasibility study of wind resources in Kutubdia Island, Bangladesh. *Renew Energy* 2006[in press].

Para nuestro Proyecto Tipo vamos a partir del clima eólico regional que refleja la Tabla 3 y que contiene las distribuciones de viento para 4 tramos de accidentalidad del terreno (0,000 m, 0,030 m, 0,100 m, 0,400 m) y 5 alturas de referencia (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) sobre el nivel del suelo [⁵⁹]:

Regional wind climate summary					
Height	Parameter	0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m
10,0 m	Weibull A [m/s]	8,2	5,7	5,0	3,9
	Weibull k	2,33	2,03	2,03	2,04
	Mean speed [m/s]	7,25	5,08	4,44	3,50
	Power density [W/m ²]	388	152	101	49
25,0 m	Weibull A [m/s]	8,9	6,8	6,2	5,2
	Weibull k	2,38	2,15	2,14	2,14
	Mean speed [m/s]	7,93	6,06	5,46	4,59
	Power density [W/m ²]	499	243	178	106
50,0 m	Weibull A [m/s]	9,6	7,9	7,2	6,2
	Weibull k	2,44	2,35	2,32	2,28
	Mean speed [m/s]	8,50	6,98	6,38	5,52
	Power density [W/m ²]	605	344	265	174
100,0 m	Weibull A [m/s]	10,4	9,3	8,5	7,5
	Weibull k	2,38	2,51	2,53	2,54
	Mean speed [m/s]	9,19	8,22	7,55	6,63
	Power density [W/m ²]	778	535	413	278
200,0 m	Weibull A [m/s]	11,4	11,4	10,4	9,1
	Weibull k	2,29	2,44	2,46	2,50
	Mean speed [m/s]	10,12	10,10	9,22	8,04
	Power density [W/m ²]	1070	1012	766	503

Tabla 3: Clima Eólico Regional para el Proyecto Tipo. Fuente: WAsP software.

[⁵⁹] Ahmed AS, Hanitsch R. Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renew Energy* 2006; 31: 1183-202.

En cuanto a la configuración de la instalación, vamos a suponer que consta de 5 aerogeneradores de 1 MW de potencia cada uno. El programa WAsP permite averiguar los sitios más adecuados para la ubicación de cada una de las turbinas eólicas. Es lo que se conoce en inglés como el micrositting study [60,61,62]. La Figura 22 muestra el resultado:

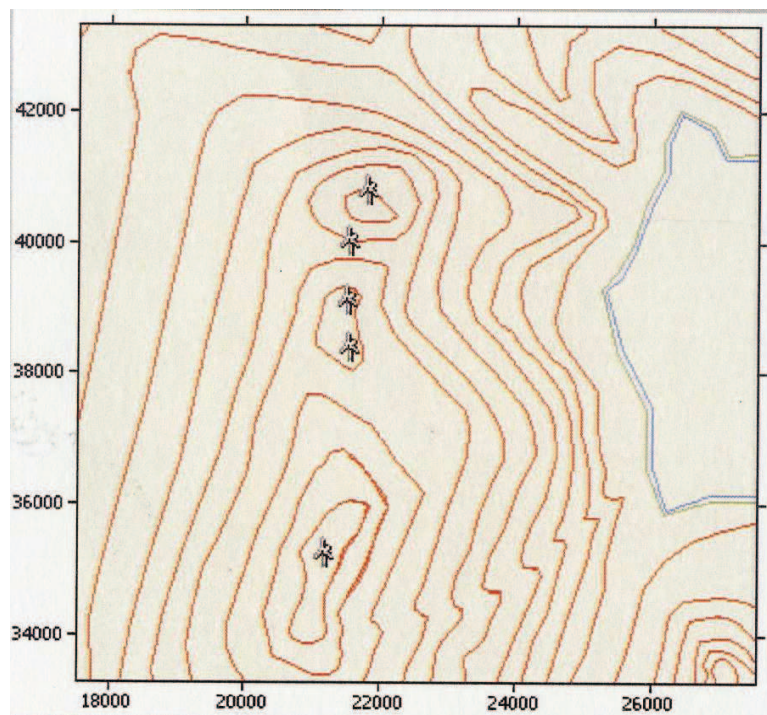


Figure 22: Micrositting de las turbinas eólicas. Fuente: WAsP software.

[⁶⁰] Ozerdem B, Turkeli HM. Wind energy potential estimation and micrositting on Izmir Institute of Technology Campus, Turkey. *Renew Energy* 2005; 30: 1623-33.

[⁶¹] Durak M, Sen Z. Wind power potential in Turkey and Akhisar case study. *Renew Energy* 2002; 25: 463-72.

[⁶²] Bartholy J, Radics K, Bohoczky F. Present state of wind energy utilisation in Hungary: policy, wind climate and modelling studies. *Renew Sustain Energy Rev* 2003; 7(2): 175-86.

El clima eólico predicho en cada posición de turbina eólica se da en términos de rosa de los vientos y de distribuciones de la velocidad del viento para cada sector y en total [⁶³]. WASP calcula los siguientes parámetros (para cada sector y en total) para la posición:

- la frecuencia de ocurrencia
- el Weibull A-parámetro
- el Weibull k-parámetro
- la velocidad media del viento
- la densidad de energía media

En la Figura 23 se muestra, a modo de ejemplo, el clima eólico predicho, es decir, la función de densidad de la probabilidad de la velocidad del viento a la altura del eje de turbina para la posición de turbina 1:

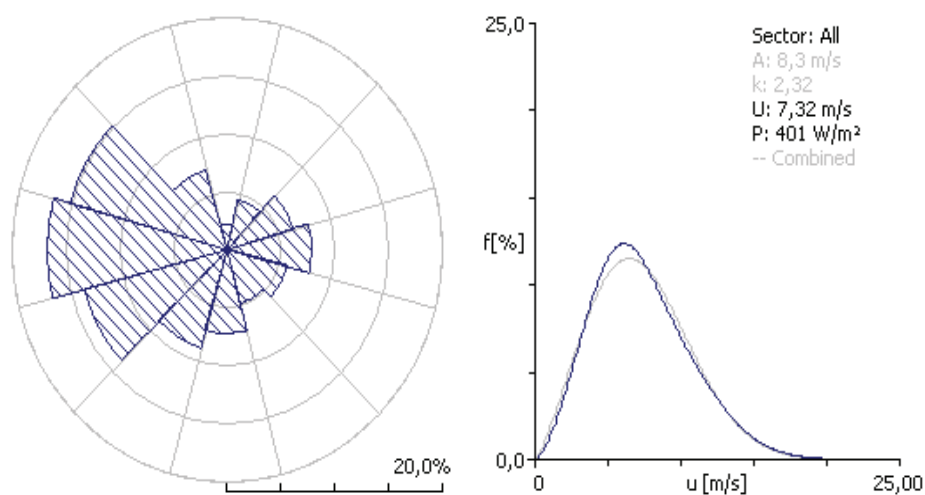


Figure 23: Predicción del Clima Eólico para la turbina eólica en posición 1. Fuente: WASP software y elaboración propia..

[⁶³] Torres JLI, García A, Prieto E, de Francisco A. Characterization of wind speed data according to wind direction. Solar Energy 1999; 66(1): 57-64.

Ya sólo nos queda calcular la producción energética media para cada turbina a partir del viento medio. La suma de todas ellas nos dará la producción media esperada del Proyecto Tipo, con la que determinaremos la rentabilidad del mismo. Para ello necesitamos disponer de la curva de potencia de las turbinas:

- clima eólico predicho + curva de potencia \rightarrow producción energética anual de la turbina

El modelo de aerogenerador escogido para el Proyecto Tipo tiene una velocidad de arranque de 4 m/s y una velocidad de corte de 25 m/s con la curva de potencia mostrada en la Figura 24:

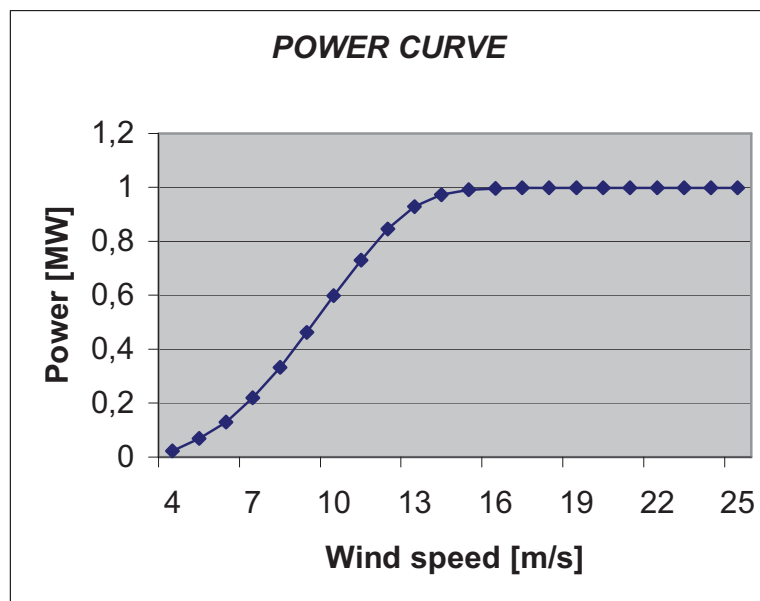


Figura 24: Curva de Potencia de la turbina eólica.

Así, la producción energética media de cada turbina vendrá dada por la integral:

$$P = \int_0^{\infty} \text{Pr}(U) \cdot P(U) dU$$

Siendo $\text{Pr}(U)$ la función de densidad de la probabilidad de la velocidad del viento a la altura del eje y $P(U)$ la curva de potencia de la turbina.

Puesto que la función de densidad de la probabilidad $\text{Pr}(U)$ ha sido determinada como una función Weibull, la anterior expresión se transforma en:

$$P = \int_0^{\infty} \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{U}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{U}{A}\right)^k} \cdot P(U) dU$$

Por otra parte, se puede conseguir una buena aproximación de las curvas de potencia reales mediante una función lineal de pocos nodos:

$$P(U) = \frac{P_{i+1} - P_i}{U_{i+1} - U_i} (U - U_i) + P_i$$

que permite una solución analítica de la integral:

$$P = \sum_i \frac{P_{i+1} - P_i}{\alpha_{i+1} - \alpha_i} (G_k(\alpha_{i+1}) - G_k(\alpha_i))$$

donde $G_k(\alpha)$ es $1/k$ veces la función Gamma Γ incompleta de dos argumentos ($1/k, \alpha^k$) y $\alpha_i = U_i/A$.

Estos cálculos los ejecuta automáticamente WAsP. En la Tabla 4 se ofrecen las producciones de energía anual media de cada turbina y el total del parque. Con este valor medio se determinará la rentabilidad de la inversión en el análisis en condiciones de certeza

<i>Wind Turbine</i>	<i>Location [m]</i>	<i>Height [m]</i>	<i>AEP [GW h]</i>
1	(22027, 40987)	50	2,78
2	(21834, 39947)	50	2,85
3	(21804, 39003)	50	2,88
4	(21847, 38027)	50	2,92
5	(21134, 35223)	50	3,18
<i>Entire wind farm</i>			14,60

Tabla 4: Producción Energética Anual de cada turbina y total del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

2.1.3. PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

Como ya se explicó, el Real Decreto RD 436/2004 establece dos alternativas de remuneración para la energía eléctrica, bien a tarifa regulada, bien según precio de mercado más una prima. Este segundo caso es normalmente el elegido por ser más beneficioso y el que se considerará aquí.

La tarifa se calcula, por tanto, como sigue:

Tarifa eléctrica = Precio de mercado + Prima + Incentivo por participación en el mercado

Siendo:

Precio de mercado: el precio horario medio final publicado para cada mes por el Operador de Mercado OMEL.

Prima: 40% TMR (Tarifa media o de referencia)

Incentivo participación mercado: 10% TMR

Así, para el año 2006, consideraremos como precio de mercado 3.965 cent€/kWh, que es la media de los precios de mercado desde 1998 (año de puesta en marcha del mercado español) a 2005. En cuanto a la TMR para este año, ha sido fijada por el Real Decreto RD 1556/2005 en 7.6588 cent€/kWh ^[64]. El precio de venta de la energía será, por tanto:

$$\text{Tarifa 2006} = 3.965 + 0.4 \cdot 7.6588 + 0.1 \cdot 7.6588 = 7.794 \text{ cent€/kWh}$$

^[64] BOE núm. 310. Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, Madrid; 2005.

Para el resto de años de explotación se considerará el mismo precio medio de mercado. En cuanto a las primas, la evolución de la Tarifa media o de referencia (TMR) se supondrá del +1.4% anual, siguiendo las consideraciones del PER 2005-2010.

2.1.4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD EN CONDICIONES DE CERTEZA

Fijados todos los inputs del Proyecto Tipo como variables ciertas (Tabla 5), ya sólo resta calcular los índices de rentabilidad de la inversión, el Valor Actualizado Neto y la Tasa Interna de Retorno [⁶⁵,⁶⁶]. Para ello elaboramos una hoja de cálculo electrónica con la que hallar las magnitudes que definen los mismos, es decir, con la que efectuar:

- La valoración de costes
- La valoración de beneficios
- Determinación de los flujos de caja generados por el proyecto durante su vida útil

[⁶⁵] Jaber JO, Al-Sarkhi A, Akash BA, Mohsen MS. Medium-range planning economics of future electrical-power generation options. *Energy Policy* 2004; 32(3): 357-66.

[⁶⁶] Johnson BE. Modelling energy technology choices. Which investment analysis tools are appropriate? *Energy Policy* 1994; 22(10): 877-83.

PROYECTO TIPO

ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Potencia instalada	5	MW
Producción anual media	14,6	GWh/año
Vida útil	20	años

DATOS ECONÓMICOS

Precio energía año inicial (Precio de mercado+prima)	7,794	cent€/kWh
Precio de mercado	3,965	cent€/kWh
Prima+Incentivo Participación Mercado	0,5*TMR	cent€/kWh
Tarifa media o de referencia (TMR) año inicial	7,659	cent€/kWh
Evolución Anual TMR	1,4	%
Inversión	4,685	Millones €
Gastos de explotación	1,47	cent€/kWh
Evolución Anual Gastos de Explotación	2,5	%
Índice medio de Precios al Consumo	3	%
Período amortización fiscal	10	años
Impuesto sobre el Valor Añadido	16	%
Impuesto de Sociedades	35	%
Necesidades operativas de fondos	15	%
Tasa de descuento	8	%

DATOS FINANCIEROS

Recursos propios	80%
Recursos ajenos	20%
Subvenciones	0%

TOTAL

100%

Créditos		
	Tipo de interés	6%
	Años	10

Tabla 5: Variables de partida para el análisis económico del Proyecto Tipo. Fuente: Elaboración propia.

Así, el análisis de la rentabilidad en condiciones de certeza queda sintetizado en la Tabla 6. Hemos partido de valores medios fijos para todas las variables del proyecto y llegamos igualmente a un valor medio esperado del VAN, 2.943.000 €, y de la TIR, 30%.

CUADRO RESUMEN DEL PROYECTO: HIPÓTESIS Y RESULTADOS

Nombre: **PROYECTO TIPO**

(Las cifras están en miles de Euros, salvo que se especifique lo contrario)

ASPECTOS OPERATIVOS

Inflaciones previstas para esas estimaciones iniciales:

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Precios iniciales:																					
Tarifa eléctrica (prima-pool)	0,078																				
Precio horario fíxel (pool)	0,040																				
Tarifa de referencia (TMR)	0,077																				
Operación y mantenimiento	122,33	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Alquiler de terrenos	34,34	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Seguros	30,04	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Gestión y administración	27,90	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%

ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

Total de la inversión	4.685
A financiar con recursos propios	937
A financiar con deuda	3.748
Plazo de devolución	10
Tipo de interés	6,00%
Necesidades operativas de fondos (NOF)	15%
Tasa de descuento	8%

RESULTADOS

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Total de ingresos operativos	0	1.146	1.154	1.162	1.170	1.178	1.187	1.195	1.204	1.212	1.221	1.230	1.239	1.249	1.258	1.268	1.277	1.287	1.297	1.307	1.317	
Margen operativo bruto	0	926	928	931	933	935	938	940	942	944	947	949	951	953	955	957	959	960	962	964	965	
Beneficio neto	0	146	162	179	195	211	251	267	284	300	316	317	318	319	321	322	323	324	325	327	328	
Flujo de caja disponible (FCD)	0	675	840	833	827	821	801	795	788	782	775	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626	
Servicio a la deuda anual	0	588	566	543	521	498	476	454	431	409	386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ratio cobertura servicio anual deuda (RCSA)	0,00	1,15	1,48	1,53	1,59	1,65	1,68	1,75	1,83	1,91	2,01											
Ratio cobertura importe total deuda pendiente (RCTD)	1,63	1,71	1,74	1,76	1,79	1,82	1,86	1,89	1,93	1,97	0,00											
Dividendos distribuíbles anualmente	0	87	222	179	195	211	251	267	284	300	316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628	
VAN de la inversión según flujos	2.943																					
VAN de la inversión para el accionista	2.468																					
TIR de la inversión según flujos	30%																					
TIR de la inversión para el accionista	25%																					
Período de retorno según flujos	Años			3																		
	Meses			4																		
Período de retorno para el accionista	Años																					
	Meses																					

Tabla 6: Análisis de rentabilidad en condiciones de certeza. Fuente: Elaboración propia.

2.2. PROYECTO SIMULADO

Una vez realizado el análisis de rentabilidad del Proyecto Tipo en condiciones de certeza, es decir, considerando todos los inputs como variables ciertas, se trata ahora de llevar a cabo el análisis usando las técnicas de Monte Carlo, lo que nos permitirá tomar conciencia del riesgo económico de nuestro proyecto.

En el Proyecto Tipo se ha supuesto que tanto el precio de la energía como la producción tomaban un valor fijo estimado. Ahora se tratarán como variables aleatorias, teniendo en cuenta todo el rango de valores posibles que pueden tomar en vez de un único valor promedio.

Así, se selecciona al azar un valor procedente de cada una de las distribuciones de probabilidad de las variables aleatorias y se calculan los índices de rentabilidad (Valor Actualizado Neto, Tasa Interna de Retorno) para esos valores. Repitiendo este proceso un número grande de iteraciones mediante la simulación por ordenador, se obtienen las distribuciones de probabilidad tanto del VAN como de la TIR de la inversión [⁶⁷].

Ya conocemos la función de densidad de la probabilidad de la velocidad del viento a la altura del eje para cada turbina, que definen la producción del parque. Resta, por tanto, estudiar la distribución de probabilidad que mejor se adapta a los datos del precio de mercado obtenidos desde la instauración del mercado eléctrico español en 1998.

A continuación se detallan el tratamiento de la producción y del precio de venta de la energía como variables aleatorias y la simulación del riesgo de proyecto.

[⁶⁷] Coates ER, Kuhl ME. Using simulation software to solve engineering economy problems. *Comput Indust Engin* 2003; 45: 285-94.

2.2.1. PRODUCCIÓN

En el caso del Proyecto Tipo la producción tomaba un único valor fijo: el valor medio esperado a partir de la distribución de probabilidad que sigue el viento. Este valor medio de la producción venía dado por la integral:

$$P = \int_0^{\infty} \text{Pr}(U) \cdot P(U) dU$$

Siendo $\text{Pr}(U)$ la función de densidad de la probabilidad de la velocidad del viento a la altura del eje y $P(U)$ la curva de potencia de la turbina.

Sin embargo, ahora, con la simulación de Monte Carlo, pues ya no buscamos estimar el valor medio, no integraremos, sino que partiremos directamente de la descripción de probabilidad de la velocidad del viento, que viene dada por la función Weibull:

$$\text{Pr}(U) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{U}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{U}{A}\right)^k}$$

Para la turbina eólica 1, por ejemplo, la función de densidad de la probabilidad del viento viene dada por la expresión:

$$\text{Pr}(U) = \left(\frac{2.32}{8.32}\right) \cdot \left(\frac{U}{8.32}\right)^{1.32} \cdot e^{-\left(\frac{U}{8.32}\right)^{2.32}}$$

En cada iteración se tomará un valor de la velocidad del viento procedente de esta función de probabilidad y, mediante la curva de potencia del aerogenerador, se obtendrá la producción de la turbina.

La curva de potencia se puede aproximar mediante una función lineal de tres nodos (Fig. 25) de ecuaciones:

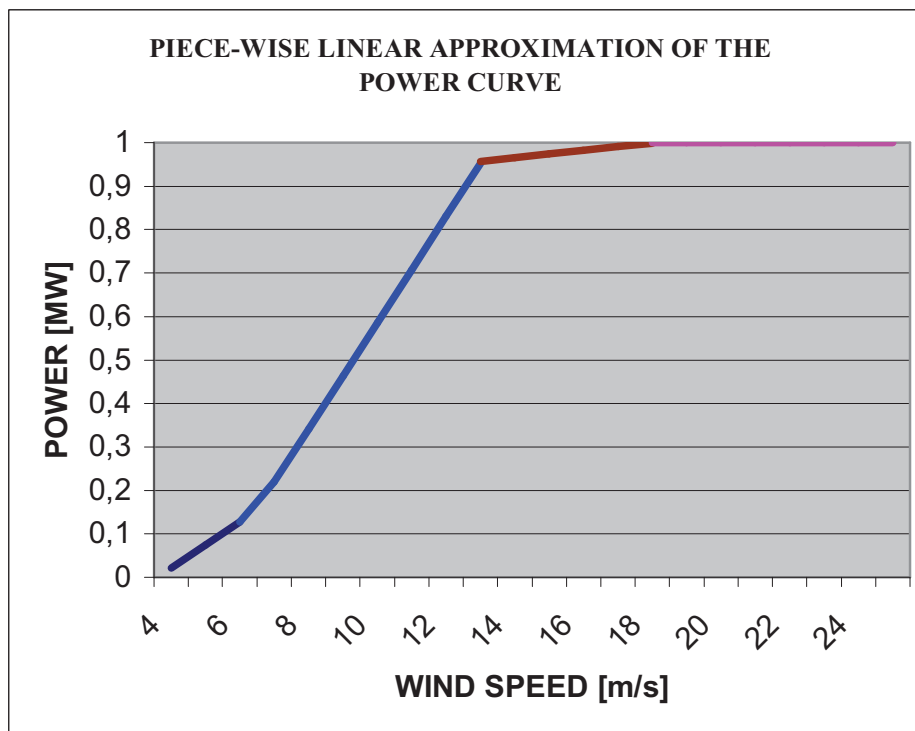


Figura 25: Curva de Potencia aproximada por una función lineal de tres nodos. Fuente: Elaboración propia.

$$P(U) (MW) = \begin{cases} 0.053 \cdot U - 0.191 & 4 \leq U < 7 \\ 0.122 \cdot U - 0.634 & 7 \leq U < 13 \\ 0.0084 \cdot U + 0.848 & 13 \leq U < 18 \\ 1 & 18 \leq U < 25 \end{cases}$$

El valor de la producción anual de cada turbina en cada iteración será, por tanto:

$$U_i \Rightarrow P(U_i) \Rightarrow \text{Producción Anual}_i (\text{MWh}) = 8760 \cdot P(U_i)$$

2.2.2. PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

De los dos componentes que constituyen el precio de venta de la energía según el Real Decreto RD 436/2004, el precio de mercado y la prima, es el primero el que contribuye verdaderamente a la incertidumbre del proyecto, pues la prima es un porcentaje de la Tarifa media o de referencia (TMR), aprobada por decreto cada año, con un incremento anual previsible del 1.4%.

En el análisis en condiciones de certeza nos hemos limitado a considerar como precio de mercado un valor constante medio de todos los precios horarios finales habidos a lo largo de todos los años de existencia del mercado eléctrico español. Como ahora se considerará como variable aleatoria habrá, por tanto, que intentar ajustar la data disponible a alguna función de distribución para llevar a cabo la simulación.

En la Tabla 7 se muestran los valores que ha tomado el precio horario final desde 1998 hasta 2005 [⁶⁸]:

PRECIO HORARIO FINAL												
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1998	3,545	3,310	3,309	3,308	2,954	3,006	3,497	3,608	3,227	3,175	3,659	3,438
1999	3,239	3,663	3,693	3,438	3,379	3,404	3,500	3,336	3,465	3,202	3,461	3,448
2000	3,863	4,098	4,389	3,770	3,118	3,410	3,494	3,355	4,450	4,423	4,209	2,796
2001	2,846	2,710	2,504	2,613	3,211	4,163	4,115	3,636	4,275	4,496	4,108	5,494
2002	6,846	4,372	4,009	4,444	4,480	4,865	5,265	3,915	4,423	4,126	3,465	2,789
2003	2,759	3,271	3,080	2,758	3,115	4,412	4,385	4,505	4,441	4,107	3,249	2,826
2004	3,024	2,998	3,502	2,836	2,919	3,381	3,472	3,420	4,130	3,705	3,814	4,125
2005	4,909	5,303	6,082	5,060	5,142	6,766	7,225	5,834	6,358	5,866	6,410	7,634

Tabla 7: Data histórica del precio de mercado. Fuente: Elaboración propia a partir de OMEL(2005).

Haciendo uso del software para el ajuste de la distribución (incluido en el paquete informático de simulación), se obtiene, como se muestra en la Figura 26, que la distribución que mejor se ajusta a la data histórica es la Pearson 5 de parámetros:

$$\alpha = 5.5792$$

$$\beta = 10.134$$

[⁶⁸] OMEL, Mercado de Electricidad. Memoria 2005, <http://www.omel.es/es/pdfs/Memoria2005.pdf>; 2005.

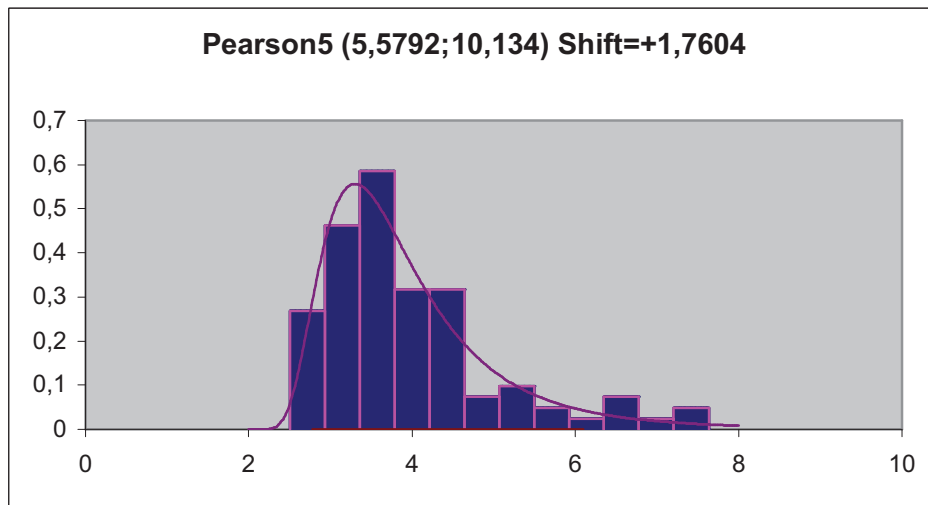


Figura 26: Ajuste de la Distribución para la data histórica del precio horario final. Fuente: Generado por software de simulación. Elaboración propia.

En cada iteración, el precio de venta de la energía será:

$$\text{Tarifa}_i = \text{Precio Mercado}_i + 0.5 \cdot \text{TMR}$$

2.2.3. SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

La simulación consiste en la generación de un conjunto de números aleatorios (en este caso uno por cada variable aleatoria) que se convierte en otro conjunto formado por

valores posibles de las variables, es decir, en cada iteración se selecciona al azar un valor de cada una de las distribuciones de probabilidad de las variables y se calculan los outputs, el Valor Actualizado Neto y la Tasa Interna de Retorno de la inversión.

Este proceso se repetirá hasta que se obtenga la distribución de probabilidad de dichos índices. El número de iteraciones debe ser por tanto lo suficientemente grande para que pueda apreciarse la posibilidad de ocurrencia de los distintos valores. La simulación computacional va acumulando los registros de cada valor puntual de los diferentes índices de rentabilidad con los que se calculan para cada uno la esperanza y la desviación típica, así como el histograma correspondiente.

En la Tabla 8 se resumen todas las variables que se consideran como aleatorias en la simulación con sus respectivas distribuciones de probabilidad anteriormente halladas. Se ha supuesto, además, que las velocidades de las cinco turbinas están perfectamente correlacionadas cada año para hacer más realista el modelo. El software de simulación [69] permite realizar esto con facilidad mediante la introducción de una matriz de correlación de variables.

Simulation Variables for PROYECTO-SIMULADO4.XLS (Run on 19/09/2006, 17:25:36, Simulations= 3, Iterations= 100)			
Input Variables:			
Cell	Name	Current	Formula in Cell
! AS18	Precio horario final / Año i	Pearson5(5,5792;10,134)	=RiskPearson5(5,5792;10,134)
! B23	Turbine 1 / Año i	Weibull(2,32;8,3)	'=RiskWeibull(2,32;8,3)
! B24	Turbine 2 / Año i	Weibull(2,33;8,4)	'=RiskWeibull(2,33;8,4)
! B25	Turbine 3 / Año i	Weibull(2,36;8,4)	'=RiskWeibull(2,36;8,4)
! B26	Turbine 4 / Año i	Weibull(2,33;8,5)	'=RiskWeibull(2,33;8,5)
! B27	Turbine 5 / Año i	Weibull(2,35;8,8)	'=RiskWeibull(2,35;8,8)

Tabla 8: Variables de entrada aleatorias y sus respectivas distribuciones de probabilidad. Fuente: Generado por software de simulación. Elaboración propia.

[69] Hlupic V. Simulation software: Users requirements. Comput Indust Engin 1999; 37(1-2): 185-88.

Una vez definidas las variables de entrada, sólo resta ejecutar la simulación. En este caso se han realizado tres simulaciones con 100 iteraciones cada una. Por otro lado, los actuales paquetes de simulación permiten operar directamente sobre una sábana de cálculo electrónica, lo que agiliza bastante todo el proceso. Nosotros ya diseñamos la de nuestro proyecto cuando realizamos el análisis en condiciones de certeza (Tabla 7). Sobre ella simularemos el riesgo de la inversión.

En la Tabla 9 se ofrece el resumen de los resultados de la simulación, con los valores medio y extremos que toman tanto el Valor Actualizado Neto como la Tasa Interna de Retorno de la inversión en cada una de las tres simulaciones. Asimismo, en la Figura 27 se muestran las distribuciones de probabilidad de los dos índices obtenidas.

Simulation Results for PROYECTO-SIMULADO4.XLS					
Iterations= 100		Simulations= 3			
# Input Variables=126		# Output Variables= 2			
Sampling Type= Monte Carlo					
Runtime= 00:01:05		Run on 19/09/2006, 17:25:36			
Summary Statistics					
Cell	Name	Minimum	Mean	Maximum	PROYECTO TIPO
E68 (Sim#1)	NPV de la inversión (s/flujo)	-345,19	1582,81	4199,11	2943
E68 (Sim#2)	NPV de la inversión (s/flujo)	-121,20	1813,79	3673,36	
E68 (Sim#3)	NPV de la inversión (s/flujo)	352,43	1809,09	5152,20	
E74 (Sim#1)	IRR de la inversión (s/flujo)	4%	20%	49%	30%
E74 (Sim#2)	IRR de la inversión (s/flujo)	7%	23%	62%	
E74 (Sim#3)	IRR de la inversión (s/flujo)	11%	22%	46%	

Tabla 9: Valores medio y extremos de VAN y TIR de la inversión en cada una de las tres simulaciones (en miles de euros). Fuente: Generado por software de simulación. Elaboración propia.

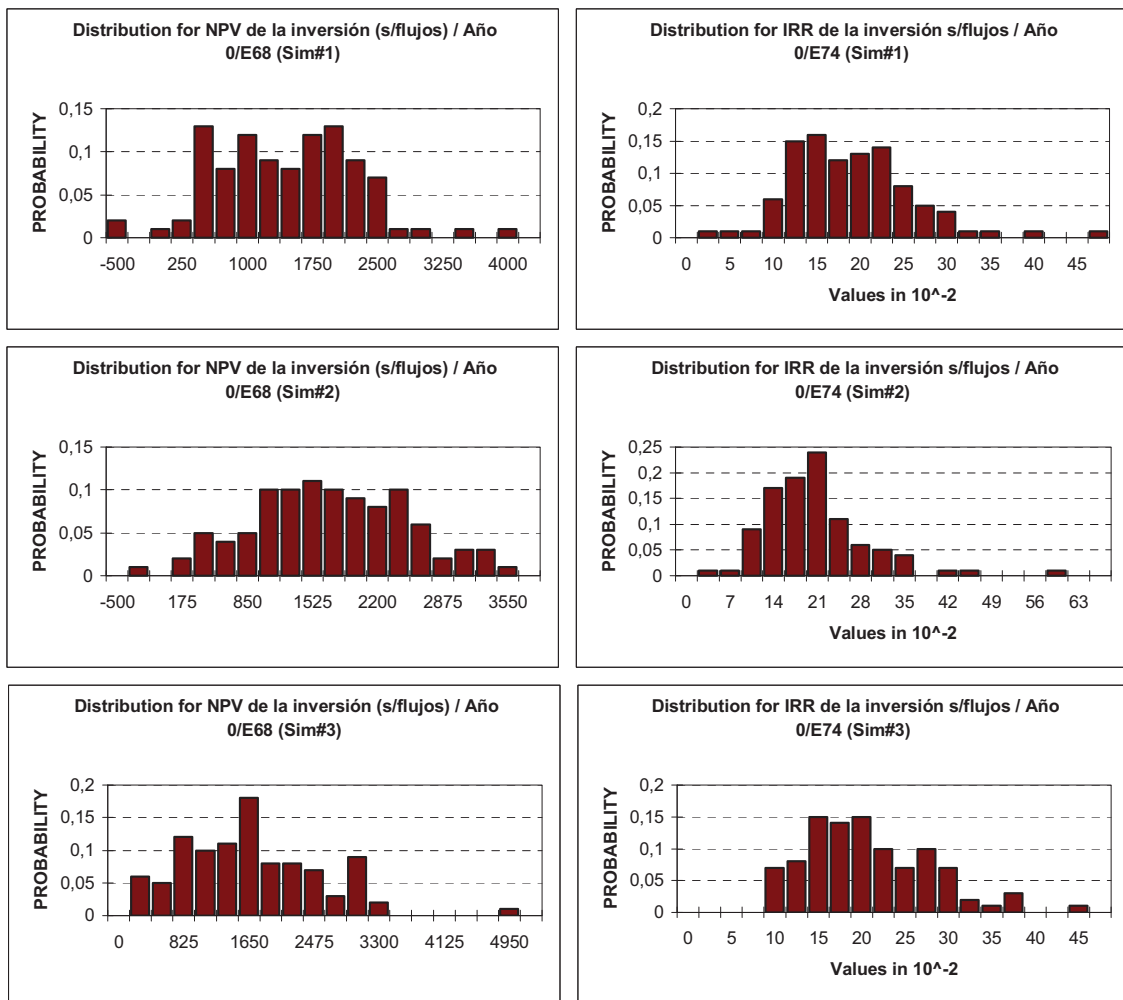


Figura 27: Distribuciones de probabilidad de VAN y TIR para cada una de las tres simulaciones.

Fuente: Generado por software de simulación. Elaboración propia

Como resumen de estos resultados cabe decir que el análisis en condiciones de certeza (Proyecto Tipo) proporciona un valor esperado del VAN de 2.943 M€ mientras que

los valores medios de las tres simulaciones (Proyecto Simulado) dan una horquilla entre 1.583 y 1.814 M€; en cuanto a la TIR, el primero proporciona un valor esperado del 30% mientras que los valores medios de las tres simulaciones oscilan entre 20% y el 23%.

CAPÍTULO VI.- PRINCIPALES CONCLUSIONES

1. INTRODUCCIÓN

La presente tesis trata de efectuar una aproximación a la situación de las energías renovables en España, y en especial a la de la energía eólica, intentando trazar las características básicas del sector y sus expectativas de evolución, así como estudiar la posibilidad de realizar un análisis financiero de este tipo de inversiones más exhaustivo que el efectuado con los métodos tradicionales de valoración, que operan en condiciones de certeza.

A continuación se exponen los aspectos y conclusiones más destacables que se desprenden de la investigación realizada, tanto en lo referente a la situación y la evolución previsible del sector de la eólica, como en lo que respecta al análisis de los distintos métodos de evaluación de inversiones que introducen el concepto de riesgo y a su posible aplicación al caso de los proyectos de energía eólica.

2. CONCLUSIONES

2.1. SOBRE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR Y LAS PERSPECTIVAS

La energía eólica en España ha experimentado durante la última década un extraordinario desarrollo, siendo actualmente uno de los países líderes en cuanto a potencia instalada a nivel mundial. De hecho, con 20.676 MW instalados al terminar 2010 ha cumplido con el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), que fijaba en 20.155 MW el objetivo de potencia instalada a 31 de diciembre de 2010.

Varios factores han permitido que la energía eólica se haya convertido en la realidad que es hoy:

- Marco normativo estable para la producción eléctrica que permite una rentabilidad razonable de los parques.
- Regulación en varias comunidades autónomas de los procedimientos para la autorización de instalación eólica.
- Mejor conocimiento del recurso eólico.
- Madurez tecnológica y fabricación en serie.
- Disminución de los costes de inversión y explotación, y mejora del marco financiero.

De cara al futuro hay una nueva incógnita: conocer cuál será el marco regulatorio que establezca las reglas de juego a partir de 2013. A partir de esa fecha se desconoce tanto la retribución que percibirán las instalaciones como el sistema que se usará, lo que supone, de momento, un freno para la instalación de parques de cara al futuro.

Ese nuevo escenario normativo debe permitir o, cuando menos, no suponer un obstáculo para la consecución del nuevo reto al que se enfrenta el sector eólico español: llegar a los **38.000 MW** de potencia instalada en 2020, según establecen las previsiones enviadas por el Gobierno a Bruselas en el **Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER)**.

Para conseguir este objetivo, que requiere una fuerte inversión, es imprescindible seguir contando, como hasta ahora, con la estabilidad del marco retributivo y con la disposición a financiar de las entidades financieras ^[70]. Sobre los principales factores que intervienen en la rentabilidad de las instalaciones eólicas y la evolución esperada en los próximos años de los mismos, así como sobre los escollos más importantes a los que habrá que hacer frente a corto plazo, cabe realizar las siguientes consideraciones:

El precio del KWh renovable ha permanecido estable estos años. La política de apoyo al precio que estableció el Real Decreto 2818/1998 y que se concretaba en la posibilidad de elegir entre una tarifa fija o un “precio de mercado + prima” ha resultado determinante para la consecución de los objetivos eólicos propuestos en los sucesivos Planes de Fomento de las Energías Renovables pues ha permitido crear un ambiente de confianza para los inversores.

La naturaleza altamente aleatoria del recurso eólico es aún motivo de controversia. Para encarar esta “impredecibilidad” sería conveniente implantar el uso sistemático de modelos de simulación probabilísticos que tomen en consideración la variabilidad estocástica de la velocidad del viento.

^[70] Söderholm P, Ek K, Pettersson M. Wind power development in Sweden: Global policies and local obstacles. *Renew Sustain Energy Rev* 2007; 11(3): 365-400.

La disminución del recurso eólico en los emplazamientos que actualmente están libres dentro del territorio español es un hecho real, que obliga a aumentar las prestaciones de los aerogeneradores a instalar en dichos lugares (con el fin de rentabilizar la inversión), que por tanto serán más caros.

Los costes y en los plazos de promoción y tramitación administrativa de proyectos de parques eólicos están aumentando progresivamente en los últimos años.

La finalización, en muchos de los parques ya instalados, del primer quinquenio de funcionamiento (con mantenimiento a cargo del fabricante) ha puesto de relieve el encarecimiento de los costes de mantenimiento para años sucesivos y la incertidumbre aparejada a dichos costes, puesto que los fabricantes no garantizan el mantenimiento de los generadores a partir del sexto año a un precio cerrado.

El incremento de potencia instalada, no sólo exige trabajo de conexión a la red, sino también trabajo de mejora de infraestructuras y de construcción de nuevas líneas, y aunque parece razonable pensar que estas nuevas infraestructuras deberían ser costeadas por las compañías de transporte y distribución de electricidad, lo cierto es que estos costes están siendo repercutidos también a los promotores.

La pérdida de confianza que puede provocar entre las financieras un tratamiento de la prima menos favorable en el futuro que el que se ha venido dando hasta ahora, puede tener un efecto negativo determinante [⁷¹, ⁷²].

De todo lo anterior, se puede concluir que la capacidad de obtención de financiación ajena para los parques puede verse limitada en los próximos años por la

[⁷¹] Agnolucci P. Wind electricity in Denmark: a survey of policies, their effectiveness and factors motivating their introduction. *Renew Sustain Energy Rev* 2005[in press].

[⁷²] Meyer NL, Koefoed AL. Danish energy reform: policy implications for renewables. *Energy Policy* 2003; 31(7): 597-607.

existencia de unos volúmenes elevados de incertidumbre inherentes a este tipo de proyectos que pueden provocar en los principales bancos una situación de saturación. La consecuencia será, cuando menos, una gran selectividad en la concesión de fondos.

Por último, recordar que la eólica es una de las escasas tecnologías de futuro en las que España se encuentra en el pelotón de cabeza y, por tanto, es necesario dar los pasos acertados para que siga siéndolo, respetando sus motivaciones iniciales, los derechos de todos los actores del sector, y aplicando con convencimiento la legislación, en la que se incluye la Directiva sobre promoción de renovables con principios nada equívocos que hay que hacer realidad.

2.2. SOBRE LOS OBJETIVOS PRINCIPALES DE LA INVESTIGACIÓN

El riesgo inherente a los proyectos de energía eólica puede ser un obstáculo a la hora de la promoción y de la financiación a corto plazo. Los promotores del sector deben, por ello, analizar, desarrollar y ejecutar cuidadosamente sus proyectos de manera que se logre una optimización del binomio rentabilidad-riesgo de cada inversión. No se debe construir parques ineficientes con un alto grado de riesgo, sino producir energía eólica, limpia, de la manera más rentable y con un riesgo acotado.

Esta tesis responde al título de *“Aplicabilidad de los Modelos de Evaluación de Inversiones en Condiciones de Riesgo al Análisis de Rentabilidad de Centrales Eólicas”*.

El objetivo de la investigación es, por tanto, estudiar la posibilidad de desarrollar una metodología para la evaluación de los proyectos de centrales eólicas que incorpore el

riesgo de la variabilidad de variables de partida, como la producción y el precio de mercado, de manera que el análisis de rentabilidad resulte más riguroso. Se trata también de establecer una comparación entre este tipo de análisis con simulación estadística y la forma clásica de evaluar las inversiones partiendo de valores medios para todos los inputs variables.

Por ello, primeramente, se han examinado los diversos modelos de evaluación de riesgo y en especial los métodos estadísticos de simulación, con el fin de elegir una herramienta idónea para la toma de decisiones para inversiones en un contexto de riesgo o incertidumbre.

Según las conclusiones que se desprenden del examen de cada uno de ellos, el Modelo de Hertz o Simulación de Monte Carlo se puede considerar la herramienta más interesante y es el que ha sido utilizado en este trabajo para estudiar la aplicabilidad de los modelos de evaluación riesgo al análisis de rentabilidad de centrales eólicas.

Se trata de una técnica de simulación estadística que permite realizar análisis de sensibilidad, de la rentabilidad en este caso, de una forma total a través de la consideración conjunta de las variaciones posibles de todas y cada una de las variables que inciden en la rentabilidad, partiendo de las funciones de probabilidad de las mismas para acabar hallando la función de densidad de la rentabilidad del proyecto.

Una vez elegido el Método de Monte Carlo, se ha procedido a estudiar su posible aplicabilidad al caso de las instalaciones de energía eólica. Así, se ha definido un caso tipo de parque eólico, que ha servido además para caracterizar los parámetros básicos de estos proyectos en la actualidad en nuestro país, y se ha llevado a cabo, primeramente, el análisis de rentabilidad en condiciones de certeza, considerando todos los inputs con un valor fijo (Proyecto Tipo).

Tras ello, se ha efectuado el análisis de riesgo mediante la simulación por ordenador, considerando como variables aleatorias tanto la velocidad del viento, que

determina la producción, como el precio de mercado de la energía (Proyecto Simulado). Se han efectuado tres simulaciones con 100 iteraciones cada una, obteniéndose los valores de los índices de rentabilidad para cada iteración.

Comparando los dos análisis se puede comprobar cómo las primeras divergencias surgen ya entre los valores medios de los índices de rentabilidad proporcionados, respectivamente, por el análisis tradicional y el análisis con simulación, resultando el primero demasiado optimista. Así, el análisis en condiciones de certeza proporciona un valor esperado del VAN de 2.943 M€ mientras que los valores medios de las tres simulaciones dan una horquilla entre 1.583 y 1.814 M€; en cuanto a la TIR, el primero proporciona un valor esperado del 30% mientras que los valores medios de las tres simulaciones oscilan entre 20% y el 23%.

Pero es que, además, y sobre todo, mientras el primer análisis, el tradicional, tan sólo nos ha proporcionado un único valor promedio para cada uno de los diferentes índices de rentabilidad de la inversión, el análisis de riesgo nos ha permitido generar las distribuciones de probabilidad del VAN y de la TIR para cada simulación. Y con la sola observación de estas distribuciones de probabilidad podemos aperebirnos de las incertidumbres aparejadas a nuestra inversión y de que las probabilidades de obtención de mayores o menores beneficios difieren realmente poco entre sí, habida cuenta de las importantes modificaciones que pueden sufrir los resultados a poco que varíen los valores de las variables explicativas de la rentabilidad.

De la confrontación de los dos análisis resulta evidente, por tanto, cuán exigua es la información proporcionada por el análisis de rentabilidad en condiciones de certeza, su insuficiencia para dar cuenta de las incertidumbres asociadas a este tipo de proyectos y, por tanto, el riesgo de afrontar una toma de decisiones respecto a una inversión basándose exclusivamente en dicho análisis.

Por otra parte, se ha desarrollado un procedimiento a seguir para la transformación de las variables definitorias de la inversión en variables aleatorias, con sus correspondientes descripciones de probabilidad, así como para realizar la simulación del riesgo de proyecto usando el programa informático de simulación. Haciéndose patente con ello que el uso de estas técnicas no entraña ninguna complicación, antes al contrario, la gran sencillez de aplicación de las mismas las convierte en una herramienta verdaderamente eficiente.

Por todo lo anterior cabe decir, en fin, que se ha demostrado que el muestreo de Monte Carlo provee de un método práctico de hallar la distribución de probabilidad de los índices de rentabilidad (VAN, TIR) a partir de varias variables de entrada aleatorias. Si a ello unimos que también es un instrumento poderoso a la hora de efectuar análisis de sensibilidad y de ensayar diferentes escenarios, algo necesario cuando las inversiones presentan un alto grado de complejidad, se puede concluir que se trata de un gran instrumento para abordar el riesgo económico de los proyectos eólicos y llevar a cabo la toma de decisiones.

Como aportaciones más importantes de esta investigación se pueden destacar por tanto: haber realizado un escrutinio crítico de los principales modelos de evaluación de inversiones que introducen el concepto de riesgo; analizar las características financieras de los proyectos de energía eólica y la determinación clásica de los índices de rentabilidad; proponer una metodología plausible para la evaluación de inversiones en las condiciones de riesgo de los proyectos de centrales eólicas de cara a disponer de un instrumental analítico adecuado para efectuar un riguroso análisis de sensibilidad de la rentabilidad.

CAPÍTULO VII.- FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

La presente tesis propone una herramienta novedosa en cuanto a su utilización en este tipo de explotaciones que puede permitir la optimización de la rentabilidad de las mismas. Sería, por tanto, interesante, como futura línea de investigación en este campo, profundizar en el desarrollo de un modelo definido que incluya los métodos de evaluación de riesgo a nivel de estudio informativo, de manera que se puedan obtener resultados concluyentes en cuanto a la aplicabilidad de estas metodologías al sector.

Esto podría conducir, por ejemplo, a una optimización técnica de los parámetros de diseño de las centrales eólicas y a un dimensionado más ajustado a las condiciones existentes en cada caso particular.

Por otro lado, al hablar de los métodos estadísticos de evaluación de riesgo, se hizo hincapié en el hecho de que éstos no incorporan la cuantificación del riesgo a la rentabilidad, esto es, no proporcionan un único índice que represente la deseabilidad de un determinado proyecto, la conveniencia de invertir en él. Sería, por ello, interesante estudiar de forma más detallada, en el contexto de la energía eólica, la adopción de un criterio de decisión satisfactorio que sí lo haga.

Se trataría, por tanto, de introducir el concepto de utilidad, que consiste en el establecimiento de una unidad de medida que refleje el hecho de que dos agentes de decisión distintos pueden percibir de distinta forma, es decir, pueden dar respuestas distintas, a la posibilidad de un mismo incremento monetario en función de lo arriesgados o conservadores que sean.

Sin olvidar que un análisis exhaustivo de la realidad del sector eólico, y esto podría ser otro punto a desarrollar en investigaciones posteriores, pasa a corto plazo por el examen

de las consecuencias que puede tener para el sector la tantas veces anunciada, y aún no llevada a efecto, modificación del marco retributivo que fijaba el RD 661/07, aprobado cuando se elaboraba esta tesis, y que ha sido una herramienta legal que ha dotado al sector de la estabilidad suficiente como para que, con voluntad política y el esfuerzo de todos los agentes implicados, se hayan podido cumplir los objetivos previstos tanto por el Gobierno como por la Unión Europea.

Otro aspecto abordado en esta tesis y sobre el que sería harto conveniente abundar en futuras investigaciones es la mejora de las herramientas de predicción del viento. De hecho, esta línea de trabajo ya ha comenzado a ser transitada, centrada en la denominada “predicción de producción”, que relaciona cómo afectará a cada parque la predicción meteorológica concreta según su ubicación geográfica. Se busca con ello obtener un modelo de combinación de predicciones que individualice, para ese emplazamiento concreto, el viento que habrá. A través del manejo estadístico se persigue la detección y eliminación de errores en la predicción.

También se deberán elaborar mapas más precisos de recursos, desarrollar nuevas herramientas y sistemas de medición, nuevos diseños de torres y estudios de control de impacto ambiental, sin olvidar la necesidad de desarrollar infraestructuras de ensayo que permitan validar la tecnología y aumentar la fiabilidad de los equipos, así como el desarrollo de nuevos métodos y materiales para abordar el diseño de grandes máquinas.

Hay que tener en cuenta que, hasta ahora, el desarrollo tecnológico en eólica se ha tomado prestado de otros sectores industriales, como el aeronáutico o el naval, y que es actualmente cuando esto está empezando a cambiar, ya que el empuje del desarrollo en eólica está sirviendo para hacer transferencia de tecnologías a otros sectores.

Así, en la actualidad, se acomete la construcción de las estructuras rotativas más altas del planeta, lo que implica el desarrollar nuevos conocimientos de utilidad para las industrias del acero y de los materiales compuestos. A esto se añade el reto de la implantación a gran escala en terrenos complejos y/o con condiciones climáticas extremas,

incluyendo el impulso de parques con eólica marina. Resulta también esencial el desarrollo de los binomios eólica-desalación y eólica-hidrógeno, así como los sistemas aislados o de apoyo a redes débiles.

CAPÍTULO VIII.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ackermann T, Andersson G, Söder L. Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. *Renewable Energy* 2001; 22(1-3):197-204.

Ackermann T, Söder L. An overview of wind energy-status 2002. *Renew Sustain Energy Rev* 2002; 6:67-128.

Agnolucci P. Wind electricity in Denmark: a survey of policies, their effectiveness and factors motivating their introduction. *Renew Sustain Energy Rev* 2005[in press].

Ahmed AS, Hanitsch R. Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renew Energy* 2006; 31: 1183-202.

APPA, Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad. El PER aporta nuevos bríos, http://www.appa.es/10info/appa_info/APPAInfo20.pdf; 2005.

APPA, Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad. La Tasa Interna de Retorno de un parque eólico tipo es de un 8.64%, <http://www.appa.es/12articulos/articulos/12articulos-15.htm>; 2003.

Bartholy J, Radics K, Bohoczky F. Present state of wind energy utilisation in Hungary: policy, wind climate and modelling studies. *Renew Sustain Energy Rev* 2003; 7(2): 175-86.

BOE núm. 23. Ley 82/1980, de 30 diciembre 1980, sobre conservación de la energía, Madrid; 1980.

BOE núm. 155. Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental, Madrid; 1986.

BOE núm. 239. Real Decreto 1.131/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1.302/1986, de 28 de junio, de evaluación del impacto ambiental, Madrid; 1988.

BOE núm. 313. Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, Madrid; 1994.

BOE núm. 313. Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas de cogeneración; y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, Madrid; 1994.

BOE núm. 313. Real Decreto 2.366/1994, desarrolla la Ley de Conservación de la Energía, y proporciona condiciones de estabilidad en el tiempo, Madrid; 1994.

BOE núm. 12. Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, Madrid; 1995.

BOE núm. 12. Resolución de 15 de Septiembre de 1997, de la Secretaria de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se da publicidad al convenio de encomienda de gestión entre el Ministerio de Industria y Energía y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía en materia de subvenciones del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE), Madrid; 1995.

BOE núm. 285. Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 de noviembre, Madrid; 1997.

BOE núm. 291. Orden de 1 de diciembre de 1997 por la que se modifica la de 6 de febrero de 1997, por la que se aprueban las bases reguladoras de la concesión de subvenciones en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo de 1997/1999; y se convocan las del ejercicio 1997, Madrid; 1997.

BOE núm. 291. Orden de 1 de diciembre de 1997 por la que se modifica la de 6 de febrero de 1997, por la que se aprueban las bases reguladoras de la concesión de subvenciones en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo de 1997/1999; y se convocan las del ejercicio 1997, Madrid; 1997.

BOE núm. 310. Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, Madrid; 1997.

BOE núm. 107. Real Decreto 615/1998, de 17 de abril, por el que se establece un régimen de ayudas y se regula su sistema de gestión en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, Madrid; 1998.

BOE núm. 312. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, Madrid; 1998.

BOE núm. 312. Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, Madrid; 1998.

BOE núm. 312. Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes, Madrid; 1998.

BOE núm. 312. Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, Madrid; 1998.

BOE núm. 151. Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia de Mercado de Bienes y Servicios, Madrid; 2000.

BOE núm. 210. Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de

sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, Madrid; 2002.

BOE núm. 75. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Madrid; 2004.

BOE núm. 310. Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, Madrid; 2005.

BOE núm. 126. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Madrid; 2007.

BOE núm. 111. 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, Madrid; 2009.

BOE núm. 283. Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Madrid; 2010.

BOE núm. 298. Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, Madrid; 2010.

BOE núm. 55. Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, Madrid; 2011.

BOJA núm. 60. Ley 2/89, de 18 de julio, por la que se aprueba el inventario de espacios naturales protegidos de Andalucía y se establecen medidas adecuadas para su protección, Sevilla; 1989.

BOJA núm. 79. Ley 7/94, de 18 de mayo de Protección Ambiental, Sevilla; 1994.

BOJA núm. 166. Decreto 292/1995, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental de la Comunidad Autónoma de Andalucía, Sevilla; 1995.

Coates ER, Kuhl ME. Using simulation software to solve engineering economy problems. *Comput Indust Engin* 2003; 45: 285-94.

Comisión Europea. Energía para el futuro: plantas de energía renovable-Libro Verde para una estrategia comunitaria. COM 1996; 576. Luxemburgo, 1996.

Comisión Europea. Energía para el futuro: plantas de energía renovable-Libro Blanco para una estrategia y un Plan Comunitario de Acción. COM 1997; 599. Bruselas, 1997.

Deloitte. Estudio del Impacto macroeconómico del sector eólico en 2009. Madrid: Asociación Empresarial Eólica; 2010.

Diario Oficial de la Comisión Europea núm. C138. V Programa de Acción de la Comunidad Europea en materia de Medio Ambiente “Hacia un Desarrollo Sostenible”, de 17 de mayo de 1993, Luxemburgo; 1993.

Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L33. Decisión 94/69/CE de 15 de diciembre de 1993 por la que la Comunidad Europea ratificó el Protocolo de Kioto (aprobado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático el 9 de mayo de 1992 en New York), Luxemburgo; 1994.

Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L27. Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a las normas comunes del mercado interior de la electricidad, Luxemburgo; 1997.

Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L197. Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, Luxemburgo; 2001.

Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L283. Directiva 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a las normas comunes del mercado interior de la electricidad, Luxemburgo; 2001.

Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L140. Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, Luxemburgo; 2009.

Domínguez U. Energías Renovables y Medioambiente. Valladolid: Secretariado de Publicaciones, Universidad de Valladolid; 1994.

Dubi A. MonteCarlo Applications in Systems Engineering. Chichester: John Wiley & Sons; 2000.

Durak M, Sen Z. Wind power potential in Turkey and Akhisar case study. *Renew Energy* 2002; 25: 463-72.

Durbán Oliva, S. La empresa ante el riesgo. Madrid: Ibérico Europea de Ediciones; 1983.

Durbán S. Introducción a las finanzas empresariales, la selección de inversiones y financiaciones. 4ª ed. Sevilla: Publicaciones de la Universidad de Sevilla; 1993.

Espejo Marín C. La Energía Eólica en España. *Inves Geog* 2004; 35:45-65

García-Cebrián L. The influence of subsidies on the production process: the case of wind energy in Spain. *The Electricity Journal* 2002; 15(4):79-86.

Giaccotto C. A simplified approach to risk analysis in capital budgeting with serially correlated cash flows. *The Engineering Economist* 1984; 29(4):273-86.

Hermann WA. Quantifying global exergy resources. *Energy* 2006;31(12): 1685-1702.

Hertz D. Risk Analysis in capital investment. *Harvard Business Rev* 1964; 42:96-108.

Hillier FS. The derivation of probabilistic information for the evaluation of risky investments. *Management Science* 1963; 443-57.

Hillring B, Krieg R. Wind energy potential in Southern Sweden-Example of planning methodology. *Renew Energy* 1998; 13(4): 471-79.

Hlupic V. Simulation software: Users requirements. *Comput Indust Engin* 1999; 37(1-2): 185-88.

Ho SSM, Pike RH. Organizational characteristics influencing the use of risk analysis in strategic capital investments. *The Engin Econ* 1998; 43(3):247-68.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Manuales de Energías Renovables: 1-Manual de Minicentrales Hidroeléctricas, 2 –Energía Eólica, 3 –Energía de la Biomasa, 4 –Energía Solar Térmica, 6 –Energía Solar Fotovoltaica. Madrid: Cinco Días; 1996.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Fomento de las Energías Renovables. Madrid: Ministerio de Industria y Energía; 1999.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Energías Renovables 2005-2010. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2005.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Eficiencia Energética y Energía Renovables. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2005.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Situación de la Energía Eólica en España. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2007.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2010.

Jaber JO, Al-Sarkhi A, Akash BA, Mohsen MS. Medium-range planning economics of future electrical-power generation options. *Energy Policy* 2004; 32(3): 357-66.

Jäckel P. Montecarlo methods in finance. Chichester: John Wiley & Sons; 2002.

Jäger-Waldau A, Ossenbrik H. Progress of electricity from biomass, wind and photovoltaics in European Union. *Renew Sustain Energy Rev* 2004; 8:157-82.

Johnson BE. Modelling energy technology choices. Which investment analysis tools are appropriate? *Energy Policy* 1994; 22(10): 877-83.

Kenisarin M, Karsli VM, Çaglar M. Wind Power engineering in the world and perspectives of its development in Turkey. *Renew Sustain Energy Rev* 2004[in press].

Khadem SK, Hussain M. A pre-feasibility study of wind resources in Kutubdia Island, Bangladesh. *Renew Energy* 2006[in press].

León A, Rubia A. Comportamiento del Precio y Volatilidad en el Pool Eléctrico Español. Alicante: Departamento de Economía Financiera, Universidad de Alicante; 2001.

Martínez G, Serrano MM, Rubio MC, Menéndez A. An overview of renewable energy in Spain. The small hydro-power case. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2005; 9:521-34.

Meyer NL, Koefoed AL. Danish energy reform: policy implications for renewables. *Energy Policy* 2003; 31(7): 597-607.

Ministerio de Economía. Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011. Madrid: Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa; 2002.

National Association of Accountants. El plazo de recuperación del capital como guía para la toma de decisiones. Barcelona: Ibérico Europea de Ediciones; 1977.

OMEL, Mercado de Electricidad. Memoria 2005, <http://www.omel.es/es/pdfs/Memoria2005.pdf>; 2005.

Otto S. Presente y futuro de las energías renovables, http://www.appa.es/dch/artic/art_Tecnoambiente-0504.htm.

Ozerdem B, Turkeli HM. Wind energy potential estimation and micrositting on Izmir Institute of Technology Campus, Turkey. *Renew Energy* 2005; 30: 1623-33.

Pérez Calatayud F, Giner Rubio J. Aplicación del Método de Montecarlo a la valoración de Activos Financieros (Documentos de Trabajo de la Facultad de Económicas y Empresariales). Universidad de la Laguna; 1997.

Ringel M. Liberalising European electricity markets: opportunities and risks for a sustainable power sector. *Renew Sustain Energy Rev* 2003; 7:485-99.

Rosato A. M. Diseño de Máquinas Eólicas. Promotora General de Estudios; 1991.

Sapag Chain, Nassir; Sapag Chain, Reinaldo. Preparación y evaluación de Proyectos. 4ª ed. Santiago de Chile: McGraw Hill; 2000.

Seila AF, Banks J. Spreadsheet risk analysis using simulation. *Simulation* 1990; 57:163-70.

Söderholm P, Ek K, Pettersson M. Wind power development in Sweden: Global policies and local obstacles. *Renew Sustain Energy Rev* 2007; 11(3): 365-400.

Suárez AS. Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa. Madrid: Pirámide; 1980.

Thor SE, Taylor PW. Long-term research and development needs for wind energy for the time frame 2000-2020. *Wind Energy* 2002; 5:73-5.

Torres JLI, García A, Prieto E, de Francisco A. Characterization of wind speed data according to wind direction. *Solar Energy* 1999; 66(1): 57-64.

Vose D. Quantitative Risk Assesment: a Guide to Montecarlo Simulation Modeling. Chichester: John Wiley & Sons; 1996.

Zervos A. Developing wind energy to meet the Kyoto targets in the European Union. *Wind Energy* 2003; 6: 309-19.

Zouros N, Contaxis GC, Kabouris J. Decision support tool to evaluate alternative policies regulating wind integration into autonomous energy systems. *Energy Policy* 2005; 33(12):1541-55.

WEB

Web Site de la Asociación de Pequeños Productores de Energías Renovables:
www.appa.es

Web Site del Centro de Estudio y Experimentación de Obras Públicas: www.cedex.es

Web Site del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas: www.ciemat.es

Web Site de la Comisión Nacional de Energía: www.cne.es

Web Site de Europa Energy - New and Renewable energies:
www.europa.eu.int/comm/energy/res/publications/journal_en.htm

Web Site del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía: www.idae.es

Web Site del Instituto Nacional de Meteorología: www.inm.es

Web Site de la Compañía Operadora del Mercado Español: www.omel.es

Web Site de la Red Eléctrica Española: www.ree.es

ANEXO I.- RESULTADOS PROYECTO TIPO

PROYECTO TIPO

MODELO PARA FINANCIACIÓN DE PROYECTO

Nombre

(Las cifras están en miles de Euros, salvo que se especifique lo contrario)
El año 0 refleja los supuestos de partida, que empiezan a aplicarse a partir del año 1.-

CALCULO DEL MARGEN OPERATIVO BRUTO

A) Ingresos:

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Tarifa eléctrica(pool+prima)(Euros/kWh)	0,078	0,078	0,079	0,080	0,080	0,081	0,081	0,082	0,082
Precio horario final (pool)	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Tarifa media o de referencia (TMR)	0,077	0,078	0,079	0,080	0,081	0,082	0,083	0,084	0,086
Evolución anual TMR		1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Volumen de electricidad que se vende a la red (MWh)	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599
Ingresos derivados de la venta a la red	1.146	1.154	1.162	1.170	1.178	1.187	1.195	1.204	1.204
TOTAL DE INGRESOS OPERATIVOS	1.146	1.154	1.162	1.170	1.178	1.187	1.195	1.204	1.204

B) Gastos:

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Operación y mantenimiento	122,33	125,38	128,52	131,73	135,02	138,40	141,86	145,41	149,04
Alquiler de terrenos	34,34	35,20	36,08	36,98	37,90	38,85	39,82	40,82	41,84
Seguros	30,04	30,80	31,57	32,35	33,16	33,99	34,84	35,71	36,61
Gestión y administración	27,90	28,60	29,31	30,04	30,79	31,56	32,35	33,16	33,99
Tasa estimada de incremento de esos gastos		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Gastos de Explotación	214,61	219,97	225,47	231,11	236,88	242,81	248,88	255,10	261,48
TOTAL DE GASTOS OPERATIVOS	220	225	231	237	243	249	255	261	261

MARGEN OPERATIVO BRUTO

Porcentaje de incremento	926	928	931	933	935	938	940	942	942
	0,26%	0,26%	0,26%	0,26%	0,25%	0,25%	0,24%	0,24%	0,24%



Año_9	Año_10	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
0,083	0,084	0,084	0,085	0,086	0,086	0,087	0,087	0,088	0,089	0,090	0,090
0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
0,087	0,088	0,089	0,090	0,092	0,093	0,094	0,096	0,097	0,098	0,100	0,101
1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599	14.599
1.212	1.221	1.230	1.239	1.249	1.258	1.268	1.277	1.287	1.297	1.307	1.317
1.212	1.221	1.230	1.239	1.249	1.258	1.268	1.277	1.287	1.297	1.307	1.317
Año_9	Año_10	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
152,77	156,59	160,50	164,51	168,63	172,84	177,16	181,59	186,13	190,79	195,55	200,44
42,88	43,95	45,05	46,18	47,33	48,52	49,73	50,97	52,25	53,55	54,89	56,26
37,52	38,46	39,42	40,41	41,42	42,45	43,51	44,60	45,72	46,86	48,03	49,23
34,84	35,71	36,61	37,52	38,46	39,42	40,41	41,42	42,45	43,51	44,60	45,72
2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
268,01	274,71	281,58	288,62	295,84	303,23	310,81	318,58	326,55	334,71	343,08	351,66
268,01	274,71	281,58	288,62	295,84	303,23	310,81	318,58	326,55	334,71	343,08	351,66
268	275	282	289	296	303	311	319	327	335	343	352
944	947	949	951	953	955	957	959	960	962	964	965
0,23%	0,23%	0,22%	0,22%	0,21%	0,21%	0,20%	0,20%	0,19%	0,18%	0,18%	0,17%

CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión inicial en inmovilizado	4.498										
Período de amortización (años)	10										
Inversión inicial en gastos amortizables	187										
Período de amortización (años)	5										
Amortización del inmovilizado	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Amortización de los gastos amortizables	37	37	37	37	37	37					
TOTAL AMORTIZACIÓN	487	487	487	487	487	487	450	450	450	450	450

Evolución del inmovilizado y de los gastos amortizables

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inmovilizado bruto a final de año	4.498	4.498	4.498	4.498	4.498	4.498	4.498	4.498	4.498	4.498	4.498
Amortización acumulada	0	450	900	1.349	1.799	2.249	2.699	3.148	3.598	4.048	4.498
Inmovilizado neto	4.498	4.048	3.598	3.148	2.699	2.249	1.799	1.349	900	450	0
Gastos amortizables brutos	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187
Amortización acumulada	0	37	75	112	150	187	187	187	187	187	187
Gastos amortizables netos	187	150	112	75	37	0	0	0	0	0	0

CÁLCULO DEL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en inmovilizado y gastos amortizables	4.685										
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%										
Porcentaje que se financia con deuda	80%										
Importe inicial de la deuda	3.748										
Plazo de amortización (años)	10										
Principal a amortizar anualmente	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
Importe de la deuda a final de cada año	3.373	2.998	2.624	2.249	1.874	1.499	1.124	750	375	0	
Importe medio de la deuda en cada año	3.561	3.186	2.811	2.436	2.061	1.687	1.312	937	562	187	
Tipo de interés de referencia (Euribor u otro)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Margen sobre el Euribor	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Tipo de interés de la deuda	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Interés anual	214	191	169	146	124	101	79	56	34	11	
Servicio a la deuda anual (Interés + principal)	588	566	543	521	498	476	454	431	409	386	

CÁLCULO DE LA CUENTA DE RESULTADOS

	Año.0	Año.1	Año.2	Año.3	Año.4	Año.5	Año.6	Año.7	Año.8	Año.9	Año.10
Ingresos operativos		1,146	1,154	1,162	1,170	1,178	1,187	1,195	1,204	1,212	1,221
Gastos operativos		220	225	231	237	243	249	255	261	268	275
Margen operativo bruto		926	928	931	933	935	938	940	942	944	947
- Amortización		487	487	487	487	487	450	450	450	450	450
- Intereses		214	191	169	146	124	101	79	56	34	11
Beneficio antes de impuestos		225	250	275	300	324	387	411	436	461	486
(Tipo impositivo)	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
- Impuestos		79	87	96	105	114	135	144	153	161	170
BENEFICIO NETO		146	162	179	195	211	251	267	284	300	316
Porcentaje de incremento			11,08%	9,97%	9,05%	8,29%	19,20%	6,41%	6,01%	5,66%	5,35%

CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año.0	Año.1	Año.2	Año.3	Año.4	Año.5	Año.6	Año.7	Año.8	Año.9	Año.10
Margen operativo bruto		926	928	931	933	935	938	940	942	944	947
- Impuestos		79	87	96	105	114	135	144	153	161	170
- Incremento de necesidades operativas de fondos (NOF)		172	1	1	1	1	1	1	1	1	1
(NOF como % de los ingresos operativos)		15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
NOF		172	173	174	175	177	178	179	181	182	183
Cálculo del NOF:											
Caja necesaria como % de los ingresos operativos	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Caja necesaria		57	58	58	58	59	59	60	60	61	61
Cientes como % de los ingresos operativos	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Cientes		229	231	232	234	236	237	239	241	242	244
Proveedores como % de los ingresos operativos	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Proveedores		115	115	116	117	118	119	120	120	121	122
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)		675	840	833	827	821	801	795	788	782	775

CÁLCULO DEL RATIO DE COBERTURA DEL SERVICIO ANUAL DE LA DEUDA (RCSD)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda		675	840	833	827	821	801	795	788	782	775
Servicio a la deuda anual (SD)		588	566	543	521	498	476	454	431	409	386
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		1,15	1,48	1,53	1,59	1,65	1,68	1,75	1,83	1,91	2,01

CÁLCULO DEL RATIO DE COBERTURA DEL IMPORTE TOTAL DE LA DEUDA PENDIENTE (RCTD)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)	0	675	840	833	827	821	801	795	788	782	775
Tasa a utilizar para descontar el FCD	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Factor de descuento anual a la tasa elegida	1,0000	1,0500	1,1025	1,1576	1,2155	1,2763	1,3401	1,4071	1,4775	1,5513	1,6289
Año 1		1,0000	1,0500	1,1025	1,1576	1,2155	1,2763	1,3401	1,4071	1,4775	1,5513
Año 2			1,0000	1,0500	1,1025	1,1576	1,2155	1,2763	1,3401	1,4071	1,4775
Año 3				1,0000	1,0500	1,1025	1,1576	1,2155	1,2763	1,3401	1,4071
Año 4					1,0000	1,0500	1,1025	1,1576	1,2155	1,2763	1,3401
Año 5						1,0000	1,0500	1,1025	1,1576	1,2155	1,2763
Año 6							1,0000	1,0500	1,1025	1,1576	1,2155
Año 7								1,0000	1,0500	1,1025	1,1576
Año 8									1,0000	1,0500	1,1025
Año 9										1,0000	1,0500
Año 10											1,0000
Valor actual del FCD en cada año	0	643	762	720	680	643	598	565	534	504	476
Año 1		675	800	756	714	675	628	593	560	529	500
Año 2			840	794	750	709	659	623	588	556	525
Año 3				833	788	744	692	654	618	583	551
Año 4					827	781	727	686	648	613	579
Año 5						821	763	721	681	643	607
Año 6							801	757	715	675	638
Año 7								795	751	709	670
Año 8									788	745	703
Año 9										782	738
Año 10											775
Valor actual de la suma de los FCD pendientes en cada año	6,124	5,755	5,203	4,630	4,034	3,415	2,785	2,130	1,448	738	0
Importe de la deuda pendiente a final de cada año	3,748	3,373	2,988	2,624	2,249	1,874	1,499	1,124	750	375	0
Ratio de cobertura del importe total de la deuda pendiente (RCTD)	1,63	1,71	1,74	1,76	1,79	1,82	1,86	1,89	1,93	1,97	1,97

	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
	1,230	1,239	1,249	1,288	1,268	1,277	1,287	1,297	1,307	1,317
	282	289	296	303	311	319	327	335	343	352
	949	951	953	955	957	959	960	962	964	965
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	949	951	953	955	957	959	960	962	964	965
	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
	332	333	333	334	335	336	336	337	337	338
	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628
	95.37%	0.22%	0.21%	0.21%	0.20%	0.20%	0.19%	0.18%	0.18%	0.17%

	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
	949	951	953	955	957	959	960	962	964	965
	332	333	333	334	335	336	336	337	337	338
	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
	185	186	187	189	190	192	193	195	196	198
	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	62	62	62	63	63	64	64	65	65	66
	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	246	248	250	252	254	255	257	259	261	263
	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626

CÁLCULO DEL BALANCE**BALANCE ANTES DEL REPARTO DE DIVIDENDOS**

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Caja necesaria	0	57	58	58	58	59	59	60	60	61
Caja suplementaria (si es negativa, sería deuda suplementaria)	0	87	360	650	956	1.278	1.603	1.944	2.302	2.675
Clientes	0	229	231	232	234	236	237	239	241	242
Inmovilizado neto	4.498	4.048	3.598	3.148	2.699	2.249	1.799	1.349	900	450
Gastos amortizables netos	187	150	112	75	37	0	0	0	0	0
Total Activo	4.685	4.571	4.359	4.164	3.985	3.822	3.699	3.593	3.502	3.428
Proveedores	0	115	115	116	117	118	119	120	120	121
Deuda principal	3.748	3.373	2.998	2.624	2.249	1.874	1.499	1.124	750	375
Beneficios del año	0	146	162	179	195	211	251	267	284	300
Reservas acumuladas	0	0	146	309	487	682	893	1.144	1.412	1.695
Capital	937	937	937	937	937	937	937	937	937	937
Total Pasivo	4.685	4.571	4.359	4.164	3.985	3.822	3.699	3.593	3.502	3.428

CÁLCULO DE LOS DIVIDENDOS DISTRIBUIBLES

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Flujo de caja para el servicio de la deuda (FCD)	0	675	840	833	827	821	801	795	788	782
Servicio de la deuda anual (SD)	0	588	566	543	521	498	476	454	431	409
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	0	87	274	290	306	322	325	341	357	373
FCDiv acumulado	0	87	360	650	956	1.278	1.603	1.944	2.302	2.675
Beneficios del año	0	146	162	179	195	211	251	267	284	300
Beneficios acumulados como límite al reparto de dividendos	0	146	309	487	682	893	1.144	1.412	1.695	1.995
Dividendos repartibles acumulados	0	87	309	487	682	893	1.144	1.412	1.695	1.995
Dividendos repartibles anualmente	0	87	222	179	195	211	251	267	284	300

CÁLCULO DEL BALANCE TRAS EL REPARTO DEL TOTAL DE LOS DIVIDENDOS REPARTIBLES

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Caja necesaria	0	57	58	58	58	59	59	60	60	61
Caja suplementaria	0	0	52	163	274	385	459	533	607	680
Clientes	0	229	231	232	234	236	237	239	241	242
Inmovilizado neto	4.498	4.048	3.598	3.148	2.699	2.249	1.799	1.349	900	450
Gastos amortizables netos	187	150	112	75	37	0	0	0	0	0
Total Activo	4.685	4.484	4.051	3.677	3.303	2.929	2.555	2.181	1.807	1.433
Proveedores	0	115	115	116	117	118	119	120	120	121
Deuda principal	3.748	3.373	2.998	2.624	2.249	1.874	1.499	1.124	750	375
Reservas	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital	937	937	937	937	937	937	937	937	937	937
Total Pasivo	4.685	4.484	4.051	3.677	3.303	2.929	2.555	2.181	1.807	1.433

CÁLCULO DEL VAN, TIR Y PERÍODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN EN BASE A CAPITAL INVERTIDO Y DIVIDENDOS REPARTIBLES (sin considerar un valor residual del proyecto)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Capital invertido	937									
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	0	87	274	290	306	322	325	341	357	373
Dividendos repartibles anualmente	0	87	222	179	195	211	251	267	284	300
Tasa de descuento aplicable para calcular el VAN		8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Factor de descuento a esa tasa	1,0000	1,0800	1,1664	1,2597	1,3605	1,4693	1,5869	1,7138	1,8509	1,9990
FCDiv descontados	0	80	235	230	225	219	205	199	193	187
Dividendos descontados	0	80	190	142	143	144	158	156	153	150
VAN sobre los flujos	3.880									
VAN de los dividendos	3.395									
VAN de la inversión (s/flujos)	2.943									
VAN de la inversión (s/div.)	2.458									

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Esquema de la inversión (s/flujos)	-937	87	274	290	306	322	325	341	357	373
Esquema de la inversión (s/div.)	-937	87	222	179	195	211	251	267	284	300
TIR de la inversión s/flujos	30%									
TIR de la inversión s/div.	25%									

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	0	87	274	290	306	322	325	341	357	373
Flujo de caja acumulado(B)	0	87	360	650	956	1.278	1.603	1.944	2.302	2.675
Dividendos repartibles	0	87	222	179	195	211	251	267	284	300
Dividendos repartibles acumulados (C)	0	87	309	487	682	893	1.144	1.412	1.695	1.995
Capital invertido (A)	937	937	937	937	937	937	937	937	937	937
B-A	-937	-850	-577	-287	19	341	666	1.007	1.365	1.738
C-A	-937	-850	-628	-450	-255	-44	207	475	758	1.058

Período de retorno de la inversión s/flujos

Años

y

Meses

3

4

Período de retorno de la inversión s/div.

Años

y

Meses

5

2

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	61	62	62	62	63	63	64	64	65	65	66
	3,064	3,680	4,296	4,914	5,533	6,154	6,775	7,398	8,022	8,647	9,273
	244	246	248	250	252	254	255	257	259	261	263
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3,370	3,987	4,606	5,226	5,848	6,471	7,095	7,720	8,346	8,974	9,603
	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628
	1,995	2,310	2,927	3,545	4,164	4,785	5,407	6,030	6,654	7,280	7,906
	937	937	937	937	937	937	937	937	937	937	937
	3,370	3,987	4,606	5,226	5,848	6,471	7,095	7,720	8,346	8,974	9,603
	775	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626
	386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	389	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626
	3,064	3,680	4,296	4,914	5,533	6,154	6,775	7,398	8,022	8,647	9,273
	316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628
	2,310	2,927	3,545	4,164	4,785	5,407	6,030	6,654	7,280	7,906	8,534
	2,310	2,927	3,545	4,164	4,785	5,407	6,030	6,654	7,280	7,906	8,534
	316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628

Año_10	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
61	62	62	62	63	63	64	64	65	65	66
754	752	751	750	748	747	745	744	742	741	739
244	246	248	250	252	254	255	257	259	261	263
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.059	1.060	1.061	1.062	1.063	1.064	1.065	1.066	1.067	1.068	1.069
122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
937	937	937	937	937	937	937	937	937	937	937
1.059	1.060	1.061	1.062	1.063	1.064	1.065	1.066	1.067	1.068	1.069

Año_10	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
389	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626
316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628
2.1589	2.3316	2.5182	2.7196	2.9372	3.1722	3.4259	3.7000	3.9960	4.3157	4.6610
180	264	245	227	211	196	181	168	156	145	134
146	264	245	228	211	196	182	169	157	145	135
	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

Año_10	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
389	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626
316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628

Año_10	Año_11	Año_12	Año_13	Año_14	Año_15	Año_16	Año_17	Año_18	Año_19	Año_20
389	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626
3.064	3.680	4.296	4.914	5.533	6.154	6.775	7.398	8.022	8.647	9.273
316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628
2.310	2.927	3.545	4.164	4.785	5.407	6.030	6.654	7.280	7.906	8.534
937	937	937	937	937	937	937	937	937	937	937
2.127	2.743	3.359	3.977	4.596	5.217	5.838	6.461	7.085	7.710	8.336
1.373	1.990	2.608	3.227	3.848	4.470	5.093	5.717	6.343	6.969	7.597

CUADRO RESUMEN DEL PROYECTO: HIPÓTESIS Y RESULTADOSNombre: **PROYECTO TIPO****ASPECTOS OPERATIVOS****Inflaciones previstas para esas estimaciones iniciales:**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Precios iniciales:									
Tarifa eléctrica (prima+pool)	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Precio horario final (pool)	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Tarifa media o de referencia (TMR)	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Operación y mantenimiento	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Alquiler de terrenos	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Seguros	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Gestión y administración	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%

0,078
0,040
0,077
122,33
34,34
30,04
27,90

ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

Total de la inversión	4.685
A financiar con recursos propios	937
A financiar con deuda	3.748
Plazo de devolución	10
Tipo de interés	6,00%
Necesidades operativas de fondos (NOF) como % de las ventas	15%
Tasa de descuento aplicada para calcular el VAN de la inversión	8%

RESULTADOS

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Total de ingresos operativos	0	1.146	1.154	1.162	1.170	1.178	1.187	1.195	1.204	1.212
Margen operativo bruto	0	926	928	931	933	935	938	940	942	944
Beneficio neto	0	146	162	179	195	211	251	267	284	300
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)	0	675	840	833	827	821	801	795	788	782
Servicio a la deuda anual	0	588	566	543	521	498	476	454	431	409
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)	0,00	1,15	1,48	1,53	1,59	1,65	1,68	1,75	1,83	1,91
Ratio de cobertura del importe total de la deuda pendiente (RCTD)	1,63	1,71	1,74	1,76	1,79	1,82	1,86	1,89	1,93	1,97
Dividendos distribuibles anualmente	0	87	222	179	195	211	251	267	284	300
VAN de la inversión según flujos	2.943									
VAN de la inversión para el accionista	2.458									
TIR de la inversión según flujos	30%									
TIR de la inversión para el accionista	25%									
Período de retorno según flujos										
	Años									
	Meses									
Período de retorno para el accionista				3						
	Años			4						
	Meses									
									5	
										2

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	1.221	1.230	1.239	1.249	1.258	1.268	1.277	1.287	1.297	1.307	1.317
	947	949	951	953	955	957	959	960	962	964	965
	316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628
	775	615	617	618	619	620	622	623	624	625	626
	386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2,01										
	0,00										
	316	617	618	619	621	622	623	624	625	627	628

ANEXO II.- RESULTADOS PROYECTO SIMULADO

PROYECTO SIMULADO

Simulation Results for PROYECTO-SIMULADO4.XLS

Iterations= 100
 Simulations= 3
 # Input Variables= 126
 # Output Variables= 2
 Sampling Type= Monte Carlo
 Runtime= 00:00:42
 Run on 28/09/2006, 19:43:27

Summary Statistics

Cell	Name	Sim#1			Sim#2			Sim#3		
		Minimum	Mean	Maximum	Minimum	Mean	Maximum	Minimum	Mean	Maximum
E68	VAN de la inversión (s/flujo) / Año 0	-345,1916	1582,811	4199,11	-121,1988	1813,794	3673,358	352,4265	1809,086	5152,198
E74	TIR de la inversión s/flujo / Año 0	4,47E-02	0,2021221	0,4865241	6,91E-02	0,2251614	0,6172548	0,1096309	0,2214387	0,4579904
AS18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 0	0,6578662	2,160907	5,982432	0,759227	2,189607	5,897936	0,792703	2,19928	11,15525
AT18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 1	0,7759496	2,214833	6,115313	0,4846778	2,66303	15,30334	0,8255814	2,303663	8,028422
AU18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 2	0,7738279	2,384532	8,163692	0,6567651	2,257771	9,562446	0,8162057	2,192238	5,734968
AV18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 3	0,7352747	2,379144	7,815831	0,601116	2,182609	6,650518	0,7663404	2,328532	8,620471
AW18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 4	0,7285131	2,119539	4,632115	0,8830023	2,275476	6,62523	0,806767	2,178434	8,053541
AX18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 5	0,5904694	2,178195	5,97302	0,8422866	2,403677	9,116503	0,8176527	2,491332	11,09775
AY18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 6	0,8536841	2,14607	5,646849	0,8776628	2,253667	8,24438	0,6673133	2,352604	8,733398
AZ18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 7	0,8658755	2,292814	7,124813	0,881363	2,210405	6,39598	0,7625926	2,254348	6,095647
BA18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 8	0,7329608	2,043714	5,589639	0,8184078	2,343122	7,035907	0,8182021	2,371474	6,559889
BB18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 9	0,6365677	2,024453	7,162515	0,8920115	2,298764	7,353549	0,7382902	1,960534	5,136337
BC18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 10	0,8418588	2,128396	8,311862	0,8745061	2,247475	7,274029	0,7812047	2,261651	9,128197
BD18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 11	0,7941349	2,137251	5,385171	0,7510349	2,168361	4,961645	0,8803962	2,138749	5,591495
BE18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 12	0,6392834	2,324739	9,420299	0,6819358	2,262594	8,135376	0,78505	2,191847	6,170247
BF18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 13	0,7729979	2,172302	9,502954	0,6598589	2,046736	5,916903	0,73793	2,192899	5,282136
BG18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 14	0,466519	2,380268	6,297434	0,8707024	2,226416	7,842776	0,9815834	2,260031	7,063325
BH18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 15	0,7401274	2,131031	5,052307	0,7092072	2,423072	13,69381	0,642361	2,252053	4,884083
BI18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 16	0,9495837	2,537207	9,292799	0,7276387	2,248779	6,583448	0,6759857	2,234399	6,786938
BJ18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 17	0,8978103	2,385889	19,85952	0,7787054	2,108004	5,497246	0,7958711	2,228517	9,296371
BK18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 18	0,9034361	2,210809	7,049082	0,793161	2,252626	6,764626	0,7136837	1,991134	4,361749
BL18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 19	0,7534571	2,371972	7,830275	0,7346177	2,237634	12,48065	1,075461	2,278567	10,64389
BM18	(Input) Precio horario final (pool) / Año 20	0,7560374	2,190202	6,461124	0,8538136	2,235636	9,966659	0,855783	2,127201	13,80563

B23	(Input) Turbine 1 / Año 0	1,109129	7,201161	17,22913	0,7588699	7,229498	16,70596	0,6547029	7,256971	15,11467
C23	(Input) Turbine 1 / Año 1	1,465334	7,08004	15,52983	1,367191	8,250405	16,68965	0,8340935	7,303861	14,09962
D23	(Input) Turbine 1 / Año 2	0,8721771	7,062123	14,88151	0,4238952	7,556752	17,2513	0,6598494	6,838233	16,77364
E23	(Input) Turbine 1 / Año 3	0,2405939	6,665285	14,01861	1,000986	8,042435	17,25083	1,067434	7,925672	16,9938
F23	(Input) Turbine 1 / Año 4	0,5917144	7,230509	14,48348	0,5351732	6,926404	15,4019	0,9990247	7,42129	18,94325
G23	(Input) Turbine 1 / Año 5	1,143703	7,054716	17,54359	0,7605482	7,361529	17,55584	0,7073358	7,331711	16,94792
H23	(Input) Turbine 1 / Año 6	1,019121	7,53558	16,25087	0,6653156	7,135601	15,32153	0,6567162	7,752112	19,35533
I23	(Input) Turbine 1 / Año 7	1,920897	7,423349	18,93794	0,7408798	7,006484	14,9667	1,344778	7,7592	16,91506
J23	(Input) Turbine 1 / Año 8	1,403008	7,218333	14,04194	0,1683073	7,151136	16,36263	0,839318	7,638859	17,7659
K23	(Input) Turbine 1 / Año 9	0,4902989	7,061541	18,73548	0,6951011	7,406453	17,08397	1,995566	7,304305	17,23202
L23	(Input) Turbine 1 / Año 10	1,106567	6,90809	13,98548	0,4785612	6,949966	14,02534	0,7803534	6,989547	18,09182
M23	(Input) Turbine 1 / Año 11	9,64E-02	7,571062	16,32458	0,9941953	6,933043	18,7527	0,6540236	7,009243	17,80789
N23	(Input) Turbine 1 / Año 12	0,8841451	7,334084	15,50112	0,5217248	7,372921	14,84346	0,6736334	7,455223	16,46008
O23	(Input) Turbine 1 / Año 13	0,6665451	7,643744	18,07337	1,328739	7,025549	14,15914	0,5203934	7,465222	18,21323
P23	(Input) Turbine 1 / Año 14	1,660933	8,087039	15,63682	1,06478	7,081637	17,0784	1,223275	7,030544	13,33035
Q23	(Input) Turbine 1 / Año 15	1,320602	6,757599	17,55121	0,7251027	7,601932	21,3678	0,967865	6,871038	18,00757
R23	(Input) Turbine 1 / Año 16	0,3360312	7,528734	17,60358	1,665718	7,592794	18,16694	0,9704549	7,54998	15,36974
S23	(Input) Turbine 1 / Año 17	0,7325049	7,150401	15,56358	0,6959719	8,064281	15,30526	1,299488	7,644271	16,05577
T23	(Input) Turbine 1 / Año 18	0,6438727	7,584547	17,94481	0,9523472	7,530387	18,12966	1,468175	7,375192	17,46011
U23	(Input) Turbine 1 / Año 19	1,042812	6,89465	15,97371	0,9278099	7,509293	15,84144	1,90162	7,881912	19,47188
V23	(Input) Turbine 1 / Año 20	1,154204	7,643473	16,62032	0,4733627	7,55771	15,91997	0,6653793	7,358011	17,10987
B24	(Input) Turbine 2 / Año 0	1,192685	7,240246	16,82685	1,829957	7,095743	14,04791	0,7225121	6,935578	15,19084
C24	(Input) Turbine 2 / Año 1	0,5698716	7,408305	18,05013	1,410204	7,710246	16,7	0,8362269	7,410495	17,95091
D24	(Input) Turbine 2 / Año 2	0,9294586	7,131791	16,05284	0,8107362	7,116776	16,73583	0,9091679	7,699839	20,90639
E24	(Input) Turbine 2 / Año 3	0,4870628	7,324586	16,05087	0,8952138	7,866149	17,87499	1,123572	7,44512	16,20202
F24	(Input) Turbine 2 / Año 4	0,5623259	7,230007	20,08198	1,082174	7,224607	19,55927	0,6856143	7,706953	19,56343
G24	(Input) Turbine 2 / Año 5	0,9851866	7,307003	14,97219	2,095119	8,443682	18,11192	1,704663	7,797079	16,79281
H24	(Input) Turbine 2 / Año 6	0,2484476	7,780436	15,06666	0,7316323	7,361956	17,84531	0,8930598	7,481099	15,9992
I24	(Input) Turbine 2 / Año 7	1,870427	7,274042	20,17774	1,754866	7,659889	16,35954	0,2603315	6,794149	14,71101
J24	(Input) Turbine 2 / Año 8	0,5517279	7,839584	16,24581	1,013785	6,199039	17,2129	0,2382964	7,115776	13,84694
K24	(Input) Turbine 2 / Año 9	0,9546779	7,781739	17,70968	1,994328	7,187516	14,85919	0,61192	7,98286	17,58601
L24	(Input) Turbine 2 / Año 10	1,234995	6,919835	15,00709	0,6150954	6,67886	16,67622	1,046265	7,670849	16,5183
M24	(Input) Turbine 2 / Año 11	0,4083874	7,183861	16,17852	1,356337	7,965584	17,10549	1,312548	6,96247	15,00864
N24	(Input) Turbine 2 / Año 12	0,2541955	7,641793	15,26631	1,280365	7,748597	17,98442	1,158829	7,446362	15,21308
O24	(Input) Turbine 2 / Año 13	1,27817	7,35561	15,82842	1,513357	7,87076	16,09811	1,609395	7,251192	17,70509
P24	(Input) Turbine 2 / Año 14	0,3845518	7,090631	18,95535	1,649809	6,994777	15,32921	1,221259	7,127366	16,59562
Q24	(Input) Turbine 2 / Año 15	1,249984	7,086532	18,97241	0,8960495	7,358325	16,67115	1,236851	7,733243	17,10748
R24	(Input) Turbine 2 / Año 16	1,760884	7,514561	16,40642	0,5471298	6,926628	16,4123	0,9920735	7,341475	18,34133
S24	(Input) Turbine 2 / Año 17	0,8802397	7,331046	15,19616	1,128259	7,560687	16,2265	1,199236	7,045167	16,50162
T24	(Input) Turbine 2 / Año 18	1,488267	7,526495	15,57571	1,964309	7,558429	16,82355	1,116312	7,898461	16,82825
U24	(Input) Turbine 2 / Año 19	0,5985209	7,385539	15,91164	0,8200042	7,731638	20,35367	0,3945232	7,462592	18,00883
V24	(Input) Turbine 2 / Año 20	0,8353277	7,538667	13,70441	0,83733	7,315215	17,35026	1,555975	7,291757	16,9368

B25	(Input) Turbine 3 / Año 0	1,311205	7,399732	15,68513	1,566729	7,795518	14,58397	1,823316	7,285632	15,02841
C25	(Input) Turbine 3 / Año 1	0,1976399	6,991153	15,71651	1,324759	7,087937	17,95306	0,8286261	6,877048	15,50525
D25	(Input) Turbine 3 / Año 2	0,8278372	7,581186	16,46936	0,5438941	7,581398	19,72794	0,9956318	7,491117	16,1047
E25	(Input) Turbine 3 / Año 3	0,5043749	7,573133	19,89557	1,35314	7,744857	19,60856	0,5550037	7,927896	17,06174
F25	(Input) Turbine 3 / Año 4	1,629275	7,292472	17,31541	1,190176	7,682987	15,21108	0,4079061	7,126909	17,33952
G25	(Input) Turbine 3 / Año 5	1,729874	7,938418	16,87197	1,370545	7,628484	17,20053	0,5715295	7,438589	15,46697
H25	(Input) Turbine 3 / Año 6	0,3746751	7,450521	17,32197	1,353211	7,75255	15,38693	1,902521	7,249064	18,24541
I25	(Input) Turbine 3 / Año 7	0,8313428	7,785899	16,5155	0,2958062	8,109266	17,67915	0,9478269	7,306497	16,59771
J25	(Input) Turbine 3 / Año 8	1,693003	7,793694	18,40086	0,283554	7,837631	16,3452	0,6344499	7,211486	15,26203
K25	(Input) Turbine 3 / Año 9	0,927215	7,471258	17,6008	1,339178	7,511427	18,71766	1,859007	7,278067	18,90832
L25	(Input) Turbine 3 / Año 10	1,970136	7,779051	19,79338	0,3345984	7,716465	16,3382	1,062482	7,723207	18,97342
M25	(Input) Turbine 3 / Año 11	1,243012	7,707139	20,13897	1,061135	7,655215	14,91527	1,200987	7,286917	15,9789
N25	(Input) Turbine 3 / Año 12	1,270629	7,067873	19,13431	0,3377537	7,798196	16,97811	1,509301	7,485897	14,68818
O25	(Input) Turbine 3 / Año 13	1,325573	7,425931	19,99738	1,08509	7,353287	18,67974	1,283853	7,481633	14,46527
P25	(Input) Turbine 3 / Año 14	0,5360826	7,037713	18,0341	1,343243	8,085439	16,4862	1,171301	7,227686	16,60039
Q25	(Input) Turbine 3 / Año 15	0,9176727	7,318036	16,4113	0,9406053	7,68165	17,08571	1,290501	7,088789	13,68781
R25	(Input) Turbine 3 / Año 16	0,79632	6,906435	15,64499	1,297158	8,330526	16,74405	0,8464227	7,664707	16,24969
S25	(Input) Turbine 3 / Año 17	0,9849073	7,223051	16,72218	0,4252143	7,372761	15,28266	1,068001	7,244343	16,14016
T25	(Input) Turbine 3 / Año 18	1,737987	7,986545	20,68062	0,691825	7,906569	18,1825	1,1374	7,507043	14,96046
U25	(Input) Turbine 3 / Año 19	1,46256	7,621744	14,60908	0,5596944	7,400155	16,0229	1,339098	8,199492	18,16957
V25	(Input) Turbine 3 / Año 20	0,5297222	7,649654	19,46013	0,8405094	7,863857	17,78635	1,28916	7,241261	14,33803
B26	(Input) Turbine 4 / Año 0	0,8822832	7,943819	15,59572	1,517289	7,599207	15,62031	1,16221	6,7883	15,07714
C26	(Input) Turbine 4 / Año 1	0,6168133	6,939083	16,58749	0,8629835	7,460352	16,63188	0,5552384	7,446713	20,07041
D26	(Input) Turbine 4 / Año 2	1,153073	7,309369	15,95611	0,6834933	7,381534	15,93295	0,9207023	7,775746	15,90768
E26	(Input) Turbine 4 / Año 3	1,449548	7,578286	17,23348	1,116876	7,69465	18,38117	1,290645	7,598312	16,08465
F26	(Input) Turbine 4 / Año 4	0,682679	7,008698	16,5735	0,6386328	7,589677	14,51745	0,7732416	7,764648	16,03288
G26	(Input) Turbine 4 / Año 5	0,5347652	7,843561	20,37289	0,2866974	7,266299	16,24285	0,7539524	7,559093	16,82006
H26	(Input) Turbine 4 / Año 6	0,607061	7,508364	18,21795	1,161992	7,695264	20,11442	0,6039624	7,461426	17,60173
I26	(Input) Turbine 4 / Año 7	1,4693	7,606979	16,53329	0,6047683	6,61099	13,3496	0,6817061	7,789472	19,17532
J26	(Input) Turbine 4 / Año 8	1,016619	7,285746	14,30897	2,167266	7,527799	17,56713	1,281379	8,009899	20,83007
K26	(Input) Turbine 4 / Año 9	1,344255	7,118987	17,30597	1,183897	7,797411	19,18637	0,7612866	7,952708	17,5914
L26	(Input) Turbine 4 / Año 10	1,182487	7,616862	16,13865	0,3641989	7,736294	15,57133	0,8499662	8,10602	16,67236
M26	(Input) Turbine 4 / Año 11	0,3136304	7,499943	16,98996	0,9813788	7,947426	16,56446	1,256707	7,260143	16,22743
N26	(Input) Turbine 4 / Año 12	0,7331662	7,569963	16,1443	0,3493897	7,800702	19,07578	0,4322965	7,647558	17,27494
O26	(Input) Turbine 4 / Año 13	1,07424	7,502428	14,95708	0,8149288	7,32994	16,37919	0,7871563	7,72131	17,20244
P26	(Input) Turbine 4 / Año 14	0,9264104	7,011664	18,06057	1,891742	7,681902	19,81147	1,16551	6,907684	13,9915
Q26	(Input) Turbine 4 / Año 15	0,7062639	6,974701	22,28677	1,109249	7,622552	21,15165	0,5602446	7,386479	16,02531
R26	(Input) Turbine 4 / Año 16	1,892263	7,756347	16,03316	0,5873591	7,943862	17,11603	1,025386	7,820133	17,7747
S26	(Input) Turbine 4 / Año 17	0,8265736	7,636364	15,15218	1,545835	6,893593	16,22898	1,13493	7,596515	16,33463
T26	(Input) Turbine 4 / Año 18	1,480994	7,37555	17,33665	1,243783	7,528164	15,51399	1,514341	7,476797	18,11381
U26	(Input) Turbine 4 / Año 19	0,814518	7,097527	14,54403	0,4412141	7,463877	15,65473	0,6779248	7,519977	18,29035
V26	(Input) Turbine 4 / Año 20	1,240001	7,553542	15,48975	1,276118	7,382173	16,61506	1,547004	7,777781	18,27932

B27	(Input) Turbine 5 / Año 0	1,020935	7,764527	17,90524	0,6627876	7,491734	19,41348	0,7522689	7,942032	18,55834
C27	(Input) Turbine 5 / Año 1	1,744346	7,924009	17,13315	1,257707	7,347195	15,98451	0,5334894	8,211854	21,03492
D27	(Input) Turbine 5 / Año 2	0,5213603	8,004957	17,03811	0,9488088	8,116199	17,13515	1,115767	7,905493	22,62411
E27	(Input) Turbine 5 / Año 3	0,8747575	8,53767	15,84774	1,200427	8,532275	20,5816	0,9597183	7,978817	17,46563
F27	(Input) Turbine 5 / Año 4	1,439686	7,591017	16,42112	1,461087	7,972775	17,76851	1,130125	7,455444	16,10588
G27	(Input) Turbine 5 / Año 5	0,5975456	7,317667	15,96093	1,22697	7,275454	15,49337	0,9171652	7,711373	16,04108
H27	(Input) Turbine 5 / Año 6	1,410163	7,149457	15,23646	1,554366	7,937132	18,26101	0,6094975	7,572885	18,67654
I27	(Input) Turbine 5 / Año 7	0,5763152	7,49039	19,85395	0,41198	7,458429	22,4819	0,4391711	7,761432	15,29741
J27	(Input) Turbine 5 / Año 8	1,011145	8,176223	18,17223	0,3720037	7,829424	16,36638	1,111249	8,172621	18,72126
K27	(Input) Turbine 5 / Año 9	0,8791674	7,495544	21,24902	1,273521	8,106993	15,36422	1,747247	8,294598	16,69838
L27	(Input) Turbine 5 / Año 10	1,171061	7,217119	19,40236	1,013082	7,856562	18,61502	1,622921	8,063416	18,00559
M27	(Input) Turbine 5 / Año 11	0,691501	7,340678	15,76897	0,788295	7,828243	17,36322	1,383568	7,626725	16,78576
N27	(Input) Turbine 5 / Año 12	1,584767	7,648849	16,45481	1,085492	7,764587	19,40686	0,3394433	7,781937	17,64161
O27	(Input) Turbine 5 / Año 13	0,7655566	7,183558	18,9284	1,416451	7,474289	17,23182	1,732655	8,096516	22,0171
P27	(Input) Turbine 5 / Año 14	2,063061	8,792113	22,09878	0,9210666	7,725888	18,68616	1,144943	7,472001	16,00302
Q27	(Input) Turbine 5 / Año 15	0,9170174	7,770105	17,69801	0,9451169	8,3269	18,24793	1,492423	7,790461	14,54187
R27	(Input) Turbine 5 / Año 16	0,9826598	7,713554	18,96314	0,7981587	7,01397	16,14687	1,690507	8,351668	17,46338
S27	(Input) Turbine 5 / Año 17	1,455019	7,948129	18,16743	1,669324	8,106138	17,41247	0,9156585	7,955696	16,70112
T27	(Input) Turbine 5 / Año 18	1,197589	7,370779	21,23221	1,862198	7,763787	19,67232	0,630583	7,662192	17,36721
U27	(Input) Turbine 5 / Año 19	0,9904637	7,401365	17,73648	1,469825	7,644962	20,48741	1,236792	7,49173	16,23118
V27	(Input) Turbine 5 / Año 20	1,434322	7,47392	17,73579	1,099877	7,714105	17,90343	0,9052944	7,767229	16,57585

ANEXO III.- PUBLICACIONES DE CALIDAD



Available online at www.sciencedirect.com



Renewable and Sustainable Energy Reviews
xx (2005) 1–16

**RENEWABLE
& SUSTAINABLE
ENERGY REVIEWS**

www.elsevier.com/locate/rser

The current situation of wind energy in Spain

Germán Martínez Montes*, Enrique Prados Martín,
Javier Ordóñez García

*Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada,
Proyectos de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Civil, 18071 Granada, Spain*

Received 17 March 2005; accepted 18 March 2005

Abstract

Successive international commitments relating to energy and climatic change (embodied in the Kyoto Protocol) and the need to rationalise the sources of generated energy, have meant that renewable energies have started to gain a great deal of importance within the worldwide energy network. In the case of Wind Energy, and in terms of production, Spain is the second most important country at European level and the third most important country at global level. Spain holds these positions as a result of the establishment of a stable regulatory framework, better understanding of the resource and improved technology that have afforded considerable cost reduction in terms of initial investment, maintenance and exploitation. This article focuses on these circumstances in view of their relevance at international level, which is due to the highly feasible possibility of exporting Spain's experiences to other countries with guarantees of success.

© 2005 Published by Elsevier Ltd.

Keywords: Renewable energy; Wind power; Energy policy

Contents

1. Introduction	000
2. An overview of Europe	000
3. An overview of Spain	000
3.1. Plan to promote renewable energies	000

* Corresponding author. Tel.: +958 24 94 40; fax: +958 24 61 38.

E-mail address: german00@ugr.es (G.M. Montes).

2 *G.M. Montes et al. / Renewable and Sustainable Energy Reviews xx (2005) 1–16*

3.2.	Electricity market	000
3.3.	Special regime	000
3.4.	The new decree, R.D. 436/2002 and its possible reform	000
4.	The current situation of wind energy in Spain	000
	References	000

1. Introduction

The energy sector represents an essential and dynamic part of a country's economic activity. Therefore, supplying energy under the safest conditions whilst offering the highest quality and the lowest costs is a vital objective within any energy policy [1].

Thus, energy generators must adhere to the criteria of rationality, efficiency and ensuring supply. Moreover, the national energy network must be able to reconcile private initiatives and its nature as a public service, with a view to achieving a reliable and efficient service.

Over the last few years, the processes of energy deregulation that have been set in motion in developed countries, including Spain, are producing significant changes within the energy sector.

It should also be pointed out that the demand for energy continues to grow and its evolution is not solely dependent on a country's economic activity and climatic conditions, but rather is also influenced by the trend of having to meet a greater number of demands.

2. An overview of Europe

These circumstances and objectives are reflected in the Council of Europe's Directive 96/92/EC [2] concerning the internal electricity market, which seeks to: ensure energy supply, the quality of this supply and the lowest possible prices; establish and maintain competitiveness amongst European traders within the energy sector; and protect the environment. In addition, it states that electrical energy must be supplied on a renewable basis via the appropriate regulations that give preference to these types of installations.

The environmental impact of electricity that is generated via conventional energy sources already represented a priority for all the countries that signed the Kyoto Protocol [3]. At European level, renewable energies officially began to be integrated with the publication of the European Commission's Green Paper [4] and White Paper [5].

The objective of the EU's White Paper on Renewable Energies is to ensure that 12% of the energy consumed in Europe is supplied via renewable energies by 2010. When it comes to wind energy, this means increasing Europe's installed capacity from 3.5 GW in 1996 to 40 GW in 2010 throughout the entire EU. This wind energy capacity increase of 36.5 GW involves an associated investment of around 271 thousand million euros [6].

The Paper was issued by the European Commission in November 1997 with the aim of presenting a Community strategy and a plan of action to promote renewable energies within the European Union. Since the publication of the White Paper, the European

Commission has set a series of initiatives in motion with the aim of establishing a European framework for the promotion and development of renewable energies.

Directive 2001/77/EC [7], which was passed in September 2001, set the objectives in relation to the electricity generated via renewable energy sources within the internal electricity market.

Moreover, it should also be borne in mind that the European Constitution will include a Chapter that deals with energy, which will, for the first time at the level of a European Treaty, ‘promote energy efficiency and saving and the development of new and renewable forms of energy’ as objectives of the European policy on energy.

Energy is defined in the new Constitution as a ‘shared competence’ of the Union and the Member States, as is the case with other areas such as agriculture and the environment (Article I-13).

“In establishing an internal market and with regard for the need to preserve and improve the environment,” the European Constitution specifically states that “Union policy on energy shall aim to promote energy efficiency and the development of new and renewable forms of energy” (Article III-157 paragraph 1, letter c).

“Without prejudice to the application of other provisions of the Constitution”, the aforementioned objectives of the Union’s energy policy will be achieved via “measures enacted in European laws or framework laws” (Article III-157 paragraph 2.1) The passing of each type of legislative act will be subject to two principles established by the Constitution, for the first time, at a general level:

- The principle of joint decision-making between the European Parliament and the Council of Ministers.
- The principle of decision-making via a qualified majority of the Council of Ministers. This point is extremely important given that decision-making via unanimous vote would have led the Union to deadlock.

3. An overview of Spain

In response to the new determinants of the sector, the Spanish energy policy seeks to incorporate the environmental aspects of energy and this is also the objective of Law 54/1997 concerning the Electricity Sector [8].

The Plan to Promote Renewable Energies (PLAFER), passed by the Cabinet on December 30, 1999, represents the materialisation of the compromise undertaken in Law 54/97.

On the basis of an analysis of the general context of energy and its prospects for evolution, and of the current situation of renewable energies (and an assessment of the additional capacity of available resources for these energies within the country, along with the requirements for their development) the objectives of the Plan to Promote Renewable Energies have been established for 2010.

In addition, with the aim of promoting the use of renewable energy sources and obtaining greater energy efficiency, various programs have been set in motion and several institutions have been set up at national level.

Thus, the main objectives of the Research Centre for Energy, the Environment and Technology (CIEMAT)¹ involve providing solutions to improve the use of resources and energy generation systems, developing alternative energy sources and solving the problems of Spanish companies in relation to energy and its repercussion on the environment.

The Institute for Energy Saving and Diversification (IDAE)² is mainly concerned with promoting energy efficiency and rational energy use in Spain, in addition to the diversification of energy sources and renewable energies.

The Renewable Energy Sources Producers Association (APPA) is made up of more than two hundred small and medium-sized companies that generate electricity from renewable energy sources. It was created in 1987, and is the only association at state-level that has representation in the Consultative Board for Electricity of the National Energy Commission (CNE), the body charged with regulating energy networks.

3.1. Plan to promote renewable energies

The importance of the substantial increase of renewable energy sources for Spain and the European Union, and the significantly higher number of consumers whose demand for energy is met by these sources, has, within the framework of energy policy at national and Community levels, led to the devising of the Plan to Promote Renewable Energies by 2010.

The Plan sets ambitious development objectives so that, in accordance with the Laws regulating the Electricity Sector, renewable energy sources cover at least 12% of the total demand for energy in Spain by 2010, which is the same objective that has been globally applied to the European Union in the White Paper on Renewable Energies issued by the European Commission.

This common objective, which in relative terms implies doubling the current use of renewable energy in Spain (6.3% of primary energy consumption in 1998, or rather 6.2% if we take the hydrologic year, wind year and solar year into consideration), represents a lot more:

Firstly, doubling the use of these sources, within the context of increasing energy demand, implies multiplying the amount that must be met by renewable energies by more than two.

Secondly, the majority of the energy that is currently supplied by renewable sources takes the form of electricity that is generated via water or biomass (around 95% was produced by these sources in 1998). Water-power presents limited scope for development, whilst energy produced by biomass needs to incorporate new techniques, in terms of the use and harvesting of resources, in order to reach the required production levels.

¹ Public research and technological development body dependent on The Treasury through the Secretary of State for Energy, Industrial Development and Small and Medium-sized Businesses. Initiated in accordance with Royal Decree 802/1986 and subsequently modified by Royal Decree 252/1997 of 21/02/97.

² Semi-public commercial entity. As of July 26, 2002 and in accordance with Royal Decree 777/2002 it is dependent on The Treasury through the State Secretary for Energy, Industrial Development and Small and Medium-sized Businesses.

In parallel, other areas that, to a greater or lesser extent, have a limited participation, or are practically inexistent within the Spanish energy framework, must be strongly encouraged.

It should also be pointed out that the objectives of the Plan are linked to energy saving criteria wherein the effects of the most active energy efficiency and environmental protection policies have been incorporated, which, in view of current tendencies, is necessary in order to achieve the significant reduction of consumption envisaged by the Plan. However, the consumption envisaged by the Plan—around 135 million toe by 2010—creates the need for an additional effort in order to meet the objectives of increasing renewable energies at levels that are higher than was previously foreseen.

To a large extent, the success of the Plan depends on correctly defining and adapting the objectives and on the capacity of the different administrations (General State Administration, Regional Administration and Local Administration) to coordinate and incorporate the necessary measures within their respective areas in order to develop the Plan.

Analysis of the Plan allows us to reach the following conclusions:

- Current estimates place the net energy that is technically usable at 15,100 MW.
- The wind-driven generator industry is capable of constructing generators, within the period covered by the Plan, which would produce around 18,000 MW.
- The Autonomous Regions have set objectives within the period covered by the Plan (1999–2010) that involve around 7450 MW.
- The Renewable Energy Sources Producers Association (APPA) has estimated an installed capacity of around 7600 MW before the end of 2010.
- IDAE has envisaged two hypothetical situations: the first, termed Current Policy, presupposes a negative social perception with regards to wind energy, and estimates an installed capacity of 5150 MW; the second scenario, Active Promotion, approaches the subject under the assumption that current barriers will be broken down before 2001, with results that show an installed capacity of 8140 MW that will be produced within the period covered by the plan (Fig. 1).

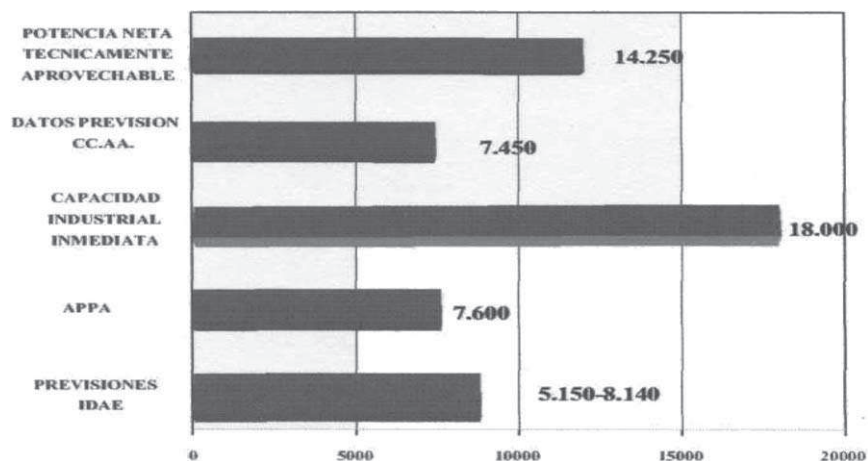


Fig. 1. Energy (MW) that will be produced within the period covered by the plan.

3.2. Electricity market

The control and management of the operation of the Spanish electricity network is regulated by Law 54/1997 concerning the Electricity Sector and by Royal Decree 2019/1997 [9], which deals with the organisation and regulation of the electricity production market. This Royal Decree establishes a separation between the economic and technical management of the market, which are the responsibility of the Market Operator (OMEL) and the Network Operator (REE), respectively.

The duties of the REE within the Spanish electricity network revolve around controlling and operating the network in real time, ensuring that the generation of the electric power stations and energy transfer is correctly coordinated, whilst guaranteeing that the electricity is supplied safely and constantly. The OMEL is responsible for economic management: managing the system of offers to purchase and sell energy that are made by the various agents within the production market and subsequently arranging the corresponding settlement [10].

In Spain, the most significant consequences of Law 54/1997 involve the introduction of competition in the areas of generation and marketing, the progressive vertical disintegration of the sector, the emergence of an electricity market that is governed by the principles of competition and the progressive liberalisation of consumption [11,12].

Four large companies (Endesa, Iberdrola, Unión FENOSA, Hidroeléctrica del Cantábrico) control production and, through affiliate companies, also participate in distribution and marketing and maintain important economic links both within and outside the sector. Thus, they have real power to influence the evolution of prices.

3.3. Special regime

The Law concerning the Electricity Sector has provided the greatest support for the development of wind energy. It should be borne in mind that policies that seek to incorporate these types of energy into the electrical energy network always involve difficulties. [13]. As a result of this Law, those producing electricity via wind energy with a capacity of less than 50 MW may incorporate the electricity they produce into the electricity network without the need of entering the system of offers and will receive a subsidy based on the offer price with the aim of ensuring a reasonable rate of return whilst reaping the environmental benefits that the use of this type of energy entails [14].

Royal Decree 2818/1998 [15] of December 23, which develops the aforementioned law, established the requirements and procedures involved when opting for the special regime, the procedures for registering in the corresponding registry, the conditions under which energy is transferred and the economic regime.

The flexible price policy established in this decree, involving a choice between a fixed price or 'market price + subsidy', is proving to be a determining factor in the attainment of the wind energy objectives proposed in the PLAFER as it has created an environment that encourages investors.

In fact, it should be highlighted that at European level, only those countries that have developed policies to encourage the development of renewable energies (in other words, Germany, Denmark and Spain) have shown an increase of installed wind energy capacity

[16,17] and are serving as a model for other countries that have recently set initiatives in motion that will allow them to take advantage of their wind energy capacity [18].

3.4. The new decree, R.D. 436/2002 and its possible reform

Finally, reference must be made to the most recent development in the sector that takes the form of the passing of Royal Decree 436/2004 [19], concerning the prices applicable to the Special Regime, which was passed on March 27 as a substitute for Royal Decree 2818/1998.

This decree was established as an attempt to achieve stability within the sector; however, many analysts feel that the Law concerning the Electricity Sector of 1997 and its subsequent development in R.D. 2818/98 represented the key to the increase of installed wind energy and therefore should merely have been perfected rather than substantially modified, as it has been in the new regulation.

The new Royal Decree undoubtedly includes a positive point that involves linking the evolution of the price of renewables to the TMR [reference tariff fixed on the basis of the average initial costs]. However, the new regulations have a clear objective: to force promoters to enter the market under the same conditions that are applied under the Ordinary Regime. In the opinion of principal actors such as APPA this has been involved a certain degree of hurriedness [20]. Although an incentive to enter the market has been included, the majority of promoters will encounter a lot of difficulties with this option given the high costs of deviations in the production forecasts, which particularly affects wind energy.

On the other hand, the new decree maintains a fixed price or regulated tariff system, but incorporating a year-based scale, according to the technology, of 90, 85 and 80% of the TMR calculated on a retroactive basis, and also introduces the payment of deviations, although with a margin of 20% in the case of wind energy and of only 5% in the case of small-scale hydroelectric schemes. Whilst representing a considerable reduction, this method may afford a price platform with a foreseeable evolution, and, in principle, has been warmly welcomed by financial institutions.

The most controversial aspect of the new decree, which to many represents a contravention of Law 54/97, involves the elimination of the hourly pool purchase price with subsidy which affects the vast majority of producers (almost all the producers in the case of wind energy) and which has been substituted by the price of the last offer + subsidy + incentives, with penalties for deviations.

Table 1 compares the prices for a typical wind energy plant according to the old decree and the current decree:

Moreover, the transitional period that has been established for installations where R.D. 2818/98 has been applied (up to January 1, 2007) contains a very serious modification in the form of an obligation to pay deviations as of January 1, 2006. Therefore, we are not dealing with transition in the strict sense, but rather a derivation that involves new and extremely serious conditions for the promoter.

Promoters of renewable energies have lost no time in presenting initiatives and in recent months the APPA has held intense discussions with the Administration in order to modify the most problematic points of R.D. 436/2004 and has also filed an appeal [recurso

Table 1

Comparative of the prices for a typical wind energy plant according to the old decree and the current decree

Metodología tarifas eléctricas del régimen especial					
Eólica	R.D. 2818/ 1998, Precio variable ^a	R.D. 436/2004			Mercado
		Precio fijo			
		90% T.M.R. ^b	85% T.M.R. ^b	80% T.M.R. ^b	
Precio final horario	37.2	64.8648	61.2612	57.6576	30.0
Prima	27.5				28.8
Incentivo					7.2
Garantía de potencia ^c					5.5
Subtotal	64.7	64.8648	61.2612	57.6576	71.5360
C.reactiva	2.3 ^d	2.52 ^e	2.52 ^e	2.52 ^e	2.52 ^e
Costes desvíos	-2.16 ^f	-2.16 ^f	-2.16 ^f	-2.16 ^f	-1.05 ^g
Coste servicio predicción ^h	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Coste agente comercializador					-1.0
Total	64.5400	64.9248	61.3212	57.7176	71.7060
C. huecos de tensión ⁱ	3.6036	3.6036	3.6036	3.6036	3.6036

^a Dispondrán de un período transitorio hasta el 01/01/2007.^b T.M.R.: 72.072 €/MWh.^c Media histórica de los 2 últimos años (2.75 €/MWh) + Coef. Reparto (2.75 €/MWh) para un parque de 3000 h.^d Estimación del 3.55% del Precio Medio Final Horario + Prima.^e Estimación s/3.5% T.M.R. (Falta Coste).^f Estimación para una instalación de 2500 h. y un desvío del 30%.^g Para un desvío del 35%.^h Parque de 25 MW, 2500 h. y tres años de coste.ⁱ Sólo los 4 primeros años. Coste inversión.

contencioso-administrativo] against the State with regards to those aspects of the decree which, in its opinion, violate the Law concerning the Electricity Sector.

The latest reports in this regard suggest that the new heads of Administration are willing to modify R.D. 436/2004, although the scope of these modifications has not been specified, and it is hoped that the modification will be made in the near future (January or February, 2005).

Apart from the new price system, the analysis of the current situation of the wind energy sector will soon be affected by the section of the new decree concerning connections, which may prove to have as much or greater influence than the regulations affecting the tariff system. A matter that needed to be addressed for the last several years, the new regulation that regulates this key process within our activity may represent, from a negative point of view, a barrier that will block hundreds of projects, or, from a positive point of view, the opportunity to introduce, once and for all, objective, clear and transparent criteria with regards the relationship between promoters and the companies who are the title-holders of the transport and distribution networks.

In the same line, the new decree should clearly and unequivocally give expression to the priority given to renewable energies in terms of network access, which is recognised in our legislation and which is compulsory as a result of the implementation of the Directive within each Member State, both in terms of energy transfer and connections to

the network. This does not mean the including official recognition (this has already been achieved), but rather specifying practical, feasible and precise formulae in order to make this a day-to-day reality in the dealings between promoters and distribution companies.

An analysis of the current situation shows that priority in terms of network access is currently given to gas power stations, the so-called combined cycle stations. These stations are clearly a key element in the future of Spanish electricity generation, but their privileged position—in terms of infrastructures and connection facility—in comparison with renewable energies represents an affront.

In terms of installed capacity by the end of the decade, attention should be drawn to the difference between the objectives set by the autonomous regions and those set by Central Government, which coincide with the objectives that were set by ‘Red Eléctrica’ [Electricity Network] in a document that established the limit of the wind energy that could be taken on by the network. From the outset, it must be borne in mind that the figures used by the system operator were based on technical criteria that are now recognised as being obsolete. However, the main point is that the energy planned to be installed by the autonomous regions by 2010–2011 involves 20,000 MW, whilst we continue to talk about the famous 13,000 MW.

Many, such as APPA, believe that the sector is perfectly capable of achieving the objectives set by the autonomous regions in terms of wind resources, financial backing and, of course, the expertise of the promoters. The bottleneck occurs at the point of network connection and this new decree may alleviate or aggravate the problem.

Nor must we forget the increasingly more problematic stage of administrative processing, in particular when it comes to environmental questions where we are still faced with a situation wherein no objective criteria have been established that would allow promoters to know, a priori, what is expected of them.

4. The current situation of wind energy in Spain

Significant technological advances are being made in the area of wind energy [21]. At the end of 2003 the installed capacity on a worldwide scale represented more than 39,500 MW [22]. Europe contributed around 75% of this capacity. Apart from Europe only the US, with a capacity of 6375 MW and India, with 2125 MW displayed significant figures [23] (Fig. 2).

Spain, as a result of the increase in the installed capacity over recent years, is second only to Germany in terms of installed capacity. Germany continues to lead both Europe and the world with 14,610 MW of installed capacity, in front of Spain and Denmark (3110 MW), which, having abandoned the fixed price system is practically at a standstill (Fig. 3).

Several factors have played a part in making wind energy what it is today:

- Stable regulatory framework governing electricity generation that permits windfarms to have a reasonable return.
- Regulations in several autonomous regions governing the procedures to authorise the installation of wind energy.

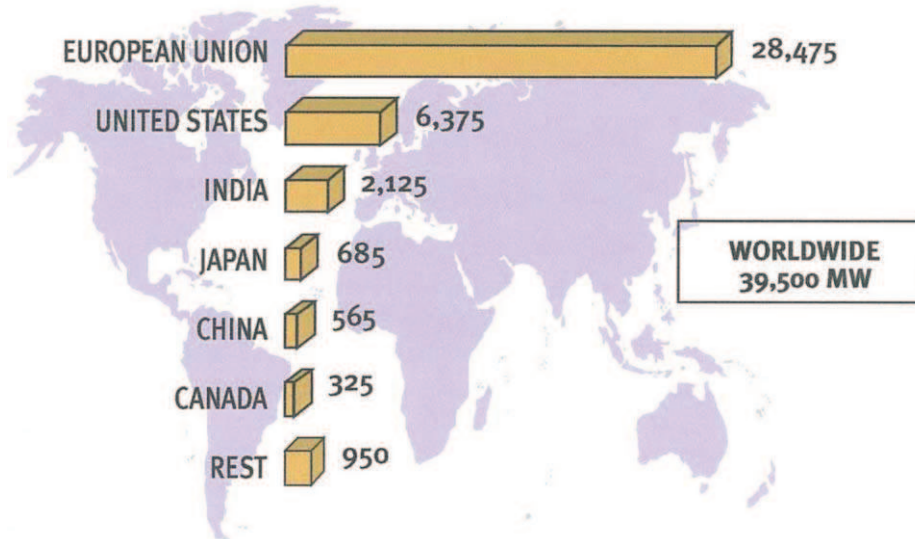


Fig. 2. The installed wind capacity on a worldwide scale (MW) at the end of 2003.

- Better understanding of wind as a resource.
- Improved technology and mass production.
- Lower investment and exploitation costs and improvements within the financial framework.

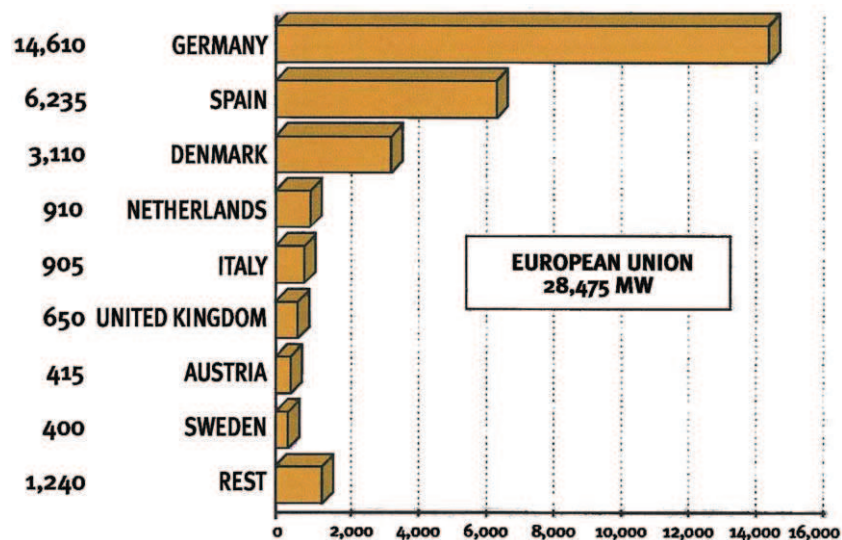


Fig. 3. The installed wind capacity in European unio (MW) at the end of 2003.

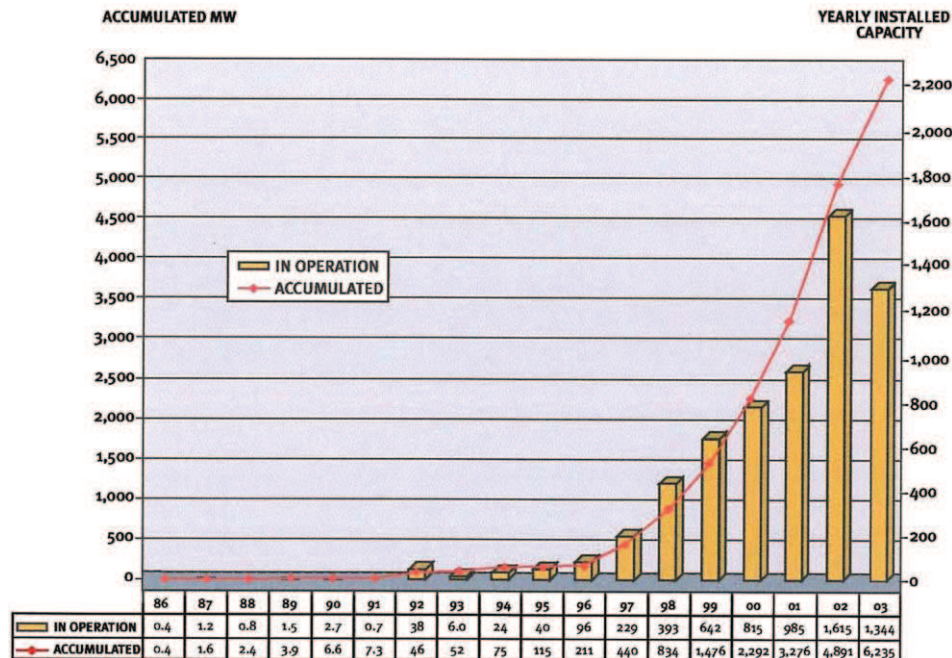


Fig. 4. The evolution of the installed capacity of wind energy in Spain.

The evolution of the installed capacity of wind energy in Spain is shown in Fig. 4: Fig. 5 charts the annual investments:

The installed capacity has grown at a spectacular rate over the last 10 years, with a small drop in 2001. With regards to the PLAFER objectives, which set figures of an additional 8149 MW of installed capacity by 2010—60% by 2006 (in 2001 50% of the energy objectives set for 2006 had already been met)—the objectives will be met without any problems.

However, there is still a lot to do if we are to meet the objective set in the Plan de Infraestructuras Eléctricas y Gasísticas [Plan of Electrical and Gas Installations] passed by the Government in 2002, which sets a figure of 13,000 MW of installed capacity by 2011 [24]. Any delay or sudden stop in the development process would prevent us from achieving this objective, which will involve the need to install 1000 MW of capacity per year, thereby maintaining current trends. This is reflected in Fig. 6:

In terms of development in the autonomous regions, Galicia leads the field, and is far in front of Castilla La Mancha, Aragon, Navarre and Castilla Leon. The remaining autonomous regions fall some way behind this group of front runners.

The Cantabrian, eastern and south-eastern coasts possess significant resources. Castilla Leon and La Rioja have started to produce wind energy and the north-eastern area of Soria bears mention for its capacity. In Castilla la Mancha, in the province of Albacete, intense research is taking place in terms of wind measurement. The north of Extremadura also appears to possess sufficient resources to permit the exploitation of its winds.

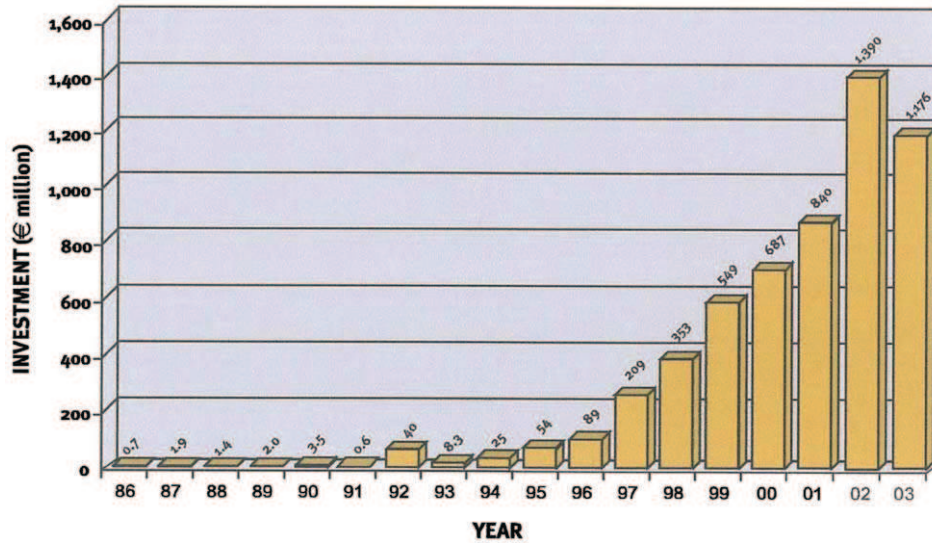


Fig. 5. Annual investments in wind energy sector in Spain.

Analysing the figures for 2003, we can see that, in terms of windfarms, Galicia leads the field for the third consecutive year with an increase of 264 MW, whilst Castilla La Mancha has, for the first time, surpassed the goal of 1000 MW, with an increase of 269 MW in 2003 that allows it to maintain second place.

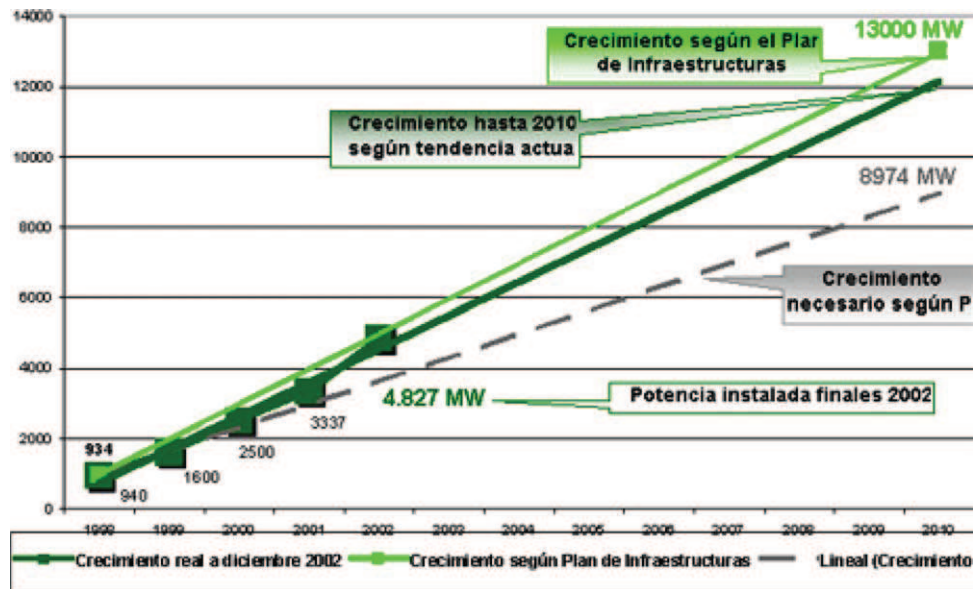


Fig. 6. Real and planning grown comparison.

Other noteworthy points in relation to the autonomous regions are outlined below:

- Castilla Leon is the Autonomous Region wherein the highest capacity of wind energy was installed in 2003 (289 MW).
- Aragon increased its wind energy capacity by 261 MW, maintaining third place and almost surpassing the goal of 1000 MW.
- Navarre increased its wind energy capacity by 26 MW.
- La Rioja is still in sixth place with a total capacity of 272 MW, of which 69 MW were installed in 2003.
- Andalusia increased its windfarms and produced an additional 70 MW.
- The Basque Country has multiplied its installed capacity by three, setting up two new windfarms.
- Asturias increased its installed capacity by almost 48 MW in 2003, which are the result of a new plant.
- Murcia has also multiplied its installed wind energy capacity by almost three.
- The installed wind energy capacity in the Canary Islands, Catalonia and the Autonomous Region of Valencia has not changed since 2002.
- The Balearic Islands maintain their token contribution to wind energy with a capacity of slightly less than half a MW (0.459 MW).

Fig. 7 shows the installed capacity of the Autonomous Regions in December 2003: It should also be pointed out that the business framework is made up of more than 170

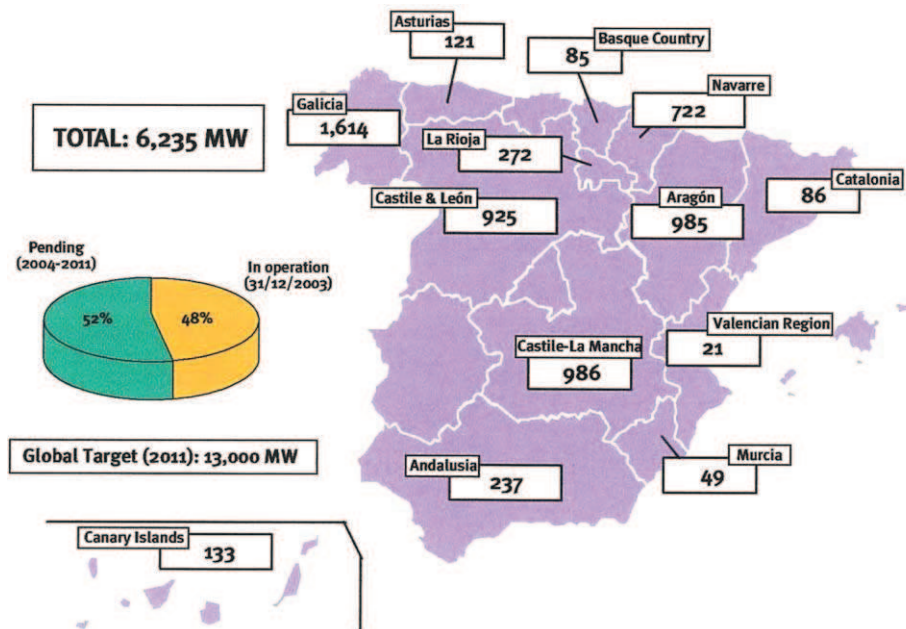


Fig. 7. The installed capacity of the autonomous regions of Spain in December 2003.

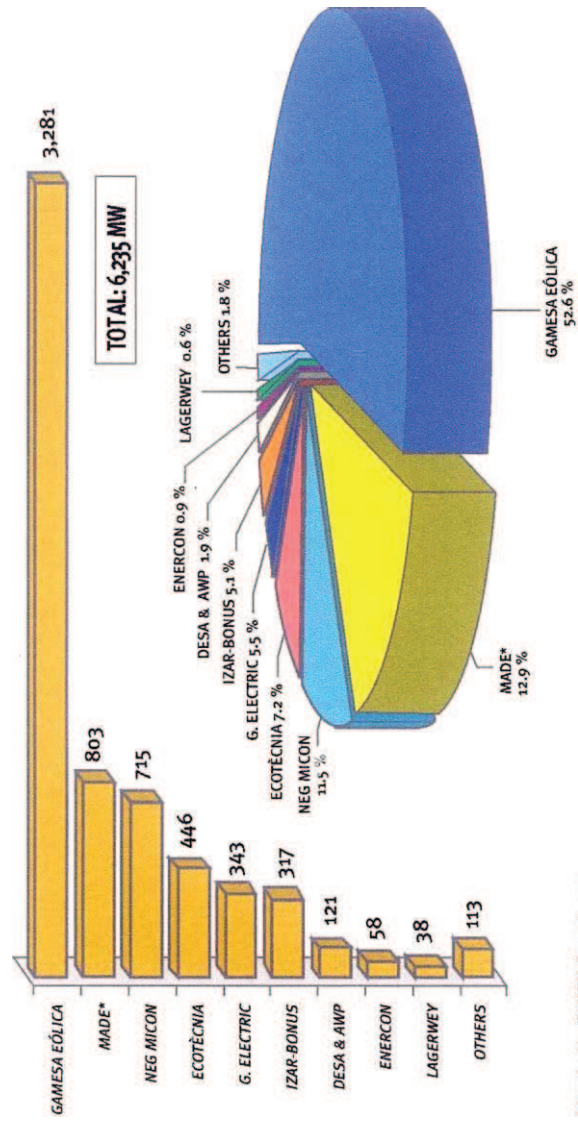


Fig. 8. Breakdown of companies in terms of the installed wind energy capacity in Spain.

companies that include manufacturers (wind turbines, blades, towers, generators, multipliers, electrical equipment, etc.), suppliers (hydraulic and electrical equipment and equipment for controlling and regulating), mechanical construction and public works companies, installation companies and maintenance, exploitation and engineering companies.

The national wind energy industry has started to export its wind generators. Several contracts have been allocated for the construction of windfarms in China, India, and Mexico and in Cuba, where work began in 1998. In addition, contracts are at an advanced stage with Portugal, Turkey, Tunisia, Egypt, Brazil and Argentina. Fig. 8 shows the breakdown of companies in terms of the installed wind energy capacity in Spain.

Another detail that bears mentioning is the fact that the average capacity of the wind generators that were installed in 2003 showed a slight increase, and reached the figure of 844 Kw (808 in 2002).

In conclusion, wind energy is one of the few technologies of the future wherein Spain leads the field, and therefore we must take the necessary steps to ensure that this remains to be the case, respecting the initial motivations, the rights of all agents within the sector and applying legislation with conviction.

References

- [1] Ministerio de Economía. Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte, 2002–2011. Madrid: Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa; 2002.
- [2] Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L27. Directiva 96/92/CE, del parlamento Europeo y del consejo, de 27 de junio de 2001. Luxemburgo: relativa a las normas comunes del mercado interior de la electricidad; 2001.
- [3] Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L33. Decisión 94/69/CE de 15 de diciembre de 1993 por la que la Comunidad Europea ratificó el Protocolo de Kyoto (aprobado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático el 9 de mayo de 1992 en New York), Luxemburgo; 1994.
- [4] Comisión Europea. Energía para el futuro: plantas de energía renovable-Libro Verde para una estrategia comunitaria. COM 1996. 576 1996.
- [5] Comisión Europea. Energía para el futuro: plantas de energía renovable-libro verde para una estrategia y un plan comunitario de acción. COM 1997. 599 1997.
- [6] Zervos A. Developing wind energy to meet the Kyoto targets in the European union. *Wind Energy* 2003;6: 309–19.
- [7] Diario Oficial de la Comisión Europea núm. L283. Directiva /77/CE, del parlamento Europeo y del consejo, de 27 de septiembre de 2001. Luxemburgo: relativa a las normas comunes del mercado interior de la electricidad; 2001.
- [8] BOE núm. 285. Ley 54/1997 del sector eléctrico, de 27 de noviembre 1997.
- [9] BOE núm. 310. Real decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Madrid: por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica; 1998.
- [10] Martínez G, Serrano MM, Rubio MC, Menéndez A. An overview of renewable energy in Spain. The small hydro-power case. *Renew Sustain Energy Rev* 2005;9:521–34.
- [11] Ringel M. Liberalising European electricity markets: opportunities and risks for a sustainable power sector. *Renew Sustain Energy Rev* 2003;7:485–99.
- [12] León A, Rubia A. Comportamiento del precio y volatilidad en el pool eléctrico español. Alicante: Departamento de Economía Financiera, Universidad de Alicante; 2001.

- [13] Zouros N, Contaxis GC, Kabouris J. Decision support tool to evaluate alternative policies regulating wind integration into autonomous energy systems. *Energy Policy* 2005;33(12):1541–55.
- [14] García-Cebrián L. The influence of subsidies on the production process: the case of wind energy in Spain. *Electricity J* 2002;15(4):79–86.
- [15] BOE núm. 312. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Madrid: residuos y cogeneración; 1998.
- [16] Jäger-Waldau A, Ossenbrik H. Progress of electricity from biomass, wind and photovoltaics in European Union. *Renew Sustain Energy Rev* 2004;8:157–82.
- [17] Ackermann T, Andersson G, Söder L. Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. *Renew Energy* 2001;22((1–3)):197–204.
- [18] Kenisarin M, Karsli VM, Çağlar M. Wind Power engineering in the world and perspectives of its development in Turkey. *Renew Sustain Energy Rev*, 2004 [in press].
- [19] BOE núm. 75. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial 2004.
- [20] Otto S. Presente y futuro de las energías renovables, http://www.appa.es/dch/artic/art_Tecnoambiente-0504.htm.
- [21] Thor SE, Taylor PW. Long-term research and development needs for wind energy for the time frame 2000–2020. *Wind Energy* 2002;5:73–5.
- [22] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Wind energy in Spain. 2003 (Updated May 2004)—current status and prospects. Madrid: Ministerio de Economía; 2004.
- [23] Ackermann T, Söder L. An overview of wind energy-status. *Renew Sustain Energy Rev* 2002;6:67–128.
- [24] APPA, Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad. La eólica, todos los datos, todas las cifras, http://www.appa.es/dch/artic/art_lasenergiasjunio03.htm.



Available online at www.sciencedirect.com



Renewable and Sustainable Energy Reviews
11 (2007) 2191–2200

**RENEWABLE
& SUSTAINABLE
ENERGY REVIEWS**

www.elsevier.com/locate/rser

Profitability of wind energy: Short-term risk factors and possible improvements

Germán Martínez Montes^{a,*}, Enrique Prados Martín^b

^a*Dr. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, Proyectos de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Civil, ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada, 18071 Granada, Spain*

^b*Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada, 18071 Granada, Spain*

Received 4 January 2006; accepted 24 March 2006

Abstract

The wind energy industry has grown considerably in recent years. If the current rate of growth of installed capacity of 1500 MW per year continues, by 2006 Spain will achieve the objective established for 2010 in the “Plan de Fomento” [Plan to Promote Renewable Energies] or for 2008 in the more ambitious “Plan de Infraestructuras Eléctricas y Gasísticas” [Plan for Electrical and Gas Installations]. Achieving these important goals, which require significant investment, depends upon the continued stability of salaries and the willingness of banks to provide financing. Therefore, we studied those factors that had the greatest short-term impact on the economic viability of wind energy projects in Spain and we found that the inherent risk within the sector can become a real obstacle in terms of development and short-term financing. Given the possibility of carrying out financial analysis that is more exhaustive than traditionally employed methods, the various models for evaluating investment in risk conditions were studied with the aim of choosing the ideal tool that takes account of the highly fortuitous nature of wind velocity.

© 2006 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Keywords: Renewable energy; Wind power; Energy policy; Simulation applications

*Corresponding author. Tel.: +34 958 24 94 40; fax: +34 958 24 94 41.

E-mail addresses: german00@ugr.es (G.M. Montes), enrique-prados@hotmail.com (E.P. Martín).

Contents

- 1. Introduction 2192
- 2. Profitability of wind energy and risk factors. 2193
- 3. Investment evaluation in conditions of risk and uncertainty 2195
 - 3.1. Approximate methods. 2196
 - 3.1.1. Sensibility analysis 2196
 - 3.2. Decision trees 2196
 - 3.3. Statistical methods 2196
 - 3.3.1. Hillier model 2196
 - 3.3.2. Hertz model (Monte Carlo simulation). 2197
- 4. Conclusions 2199
- References 2199

1. Introduction

In accordance with the Kyoto Protocol, Spain is obliged to ensure that its greenhouse gas emissions (GEI) in 2012 are no greater than 15% of the total emissions in 1990, and to this end the country established the goal of producing 12% of the primary energy it consumes via renewable sources.

This means that 30.5% of the total electricity that is produced must be produced by a renewable source. If we subtract hydraulic energy production higher than 10 MW, which is estimated at around 13% of the total, the renewable sources account for 17.5% of the

**The evolution of the installed capacity
of wind energy in Spain**

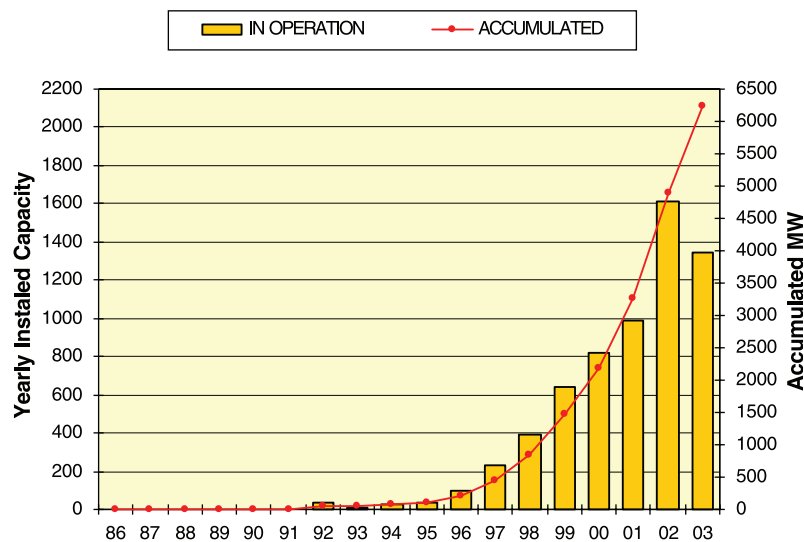


Fig. 1. The evolution of the installed capacity of wind energy in Spain.

overall national electricity production, an objective set for 2010 in the Plan to Promote Renewable Energies (PLAFER).

In 2005, with five years remaining, the energy production from renewable resources represents 7% of the total production, which is still a far cry from the aforementioned 17.5%. The installed capacity can be broken down on the basis of technology as follows:

The use of wind energy is increasing significantly, and, in terms of installed capacity, Spain is one of the leading countries in this field [1] (Fig. 1). If the current rate of growth of installed capacity of 1500 MW per year continues, by 2006 Spain will achieve the objective established for 2010 in the “Plan de Fomento” [Plan to Promote Renewable Energies] or for 2008 in the more ambitious “Plan de Infraestructuras Eléctricas y Gasísticas” [Plan for Electrical and Gas Installations].

Indeed, the Government has suggested that the objective for installed wind energy capacity by 2010 could be increased to 20,000 MW in order to compensate the low growth rate of the remaining renewable energies. This will be no easy task and will require great efforts from all those involved.

Achieving these important goals, which require significant investment, depends upon the continued stability of salaries and the willingness of banks to provide financing. Below, we outline the factors that are the short-term determinants of the economic viability of wind energy projects and detail possible improvements in their planning.

2. Profitability of wind energy and risk factors

On the basis of the analysis of the various factors that influence the profitability of wind energy installations and the predicted evolution over the next few years, calculated by the Renewable Energy Sources Producers Association (APPA) [2] in 2003, some important conclusions can be drawn.

The price of the renewable kWh has remained stable over recent years. The flexible price policy established in Royal Decree 2818/1998, which permits a choice between a fixed price or “market price + subsidy”, is proving to be a determining factor in the attainment of the wind energy objectives proposed in the PLAFER as it has created an environment that encourages investors.


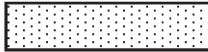




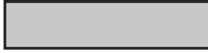

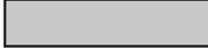


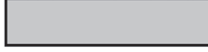








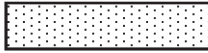


The highly fortuitous nature of the wind as a resource remains the cause of controversy. The systematic use of probability simulation models that consider the stochastic variability of wind velocity could be used to address this “unpredictability”.

Until recently, much of the insurance for commercial wind energy projects, owned and developed by larger parent companies in the power sector, has been provided under the main property insurance ‘package’ covering the parent companies’ power assets worldwide. Although providing much needed early capacity for wind energy projects, the use of (unspecialized) parent company packages did not provide adequate cover to the unique risk profile of the wind sector (especially for offshore wind projects) [3].

Those areas that are currently available for the installation of wind generators are areas with less wind, which means that we are forced to improve the performance of the generators in these areas (with the aim of achieving return on the investment) and this implies cost increases (Table 1).

Costs, wind park development periods and administrative procedures relating to wind parks have progressively increased over recent years.

Table 1
Generic RET risk transfer heat map, existing insurance products

	Risk categories	
	Wind (onshore)	Wind (outshore)
Construction all risk		
Resource supply/exploration		
Property damage		
Machinery breakdown		
Business interruption		
Delay in start up		
Defective part/Technology risk		
Constructors overall risk		
General/Third party liabilities		
Increasingly comprehensive and competitive cover-rates going down, cover being extended		
Broad cover-leading markets available, standard rating available, possible high premiums/deductibles		
Partial cover—growing markets interest, limited capacity, high premiums/deductibles		
Very limited cover—few markets, restrictive terms and conditions, many exclusions		
No cover available from traditional insurance markets		

Many of the existing parks have been in operation for five years and the manufacturer was responsible for maintenance costs during this period. The finalisation of this period draws attention to the increased costs of maintenance in subsequent years and the uncertainty that accompanies these costs, given that the manufacturers do not guarantee generator maintenance at a fixed price beyond the fifth year.

The increase to installed capacity does not merely imply network connection tasks, but also entails improvements to existing infrastructures and the construction of new lines. Whilst it might appear reasonable to expect that these new infrastructures will be paid for by the transport and electricity distribution companies, the fact is that promoters are also taking responsibility for some of these expenses.

Two years after these observations, some of the problems that arose have taken on greater significance as a result of the rate of growth of the installed capacity. Moreover, an

additional factor has come into play, modifying the panorama and contributing to the growth of the sense of uncertainty within the sector: the modification of the tax system, whereby Royal Decree 2818/1998 has been substituted by Royal Decree 436/2004 [1,4].

The subsidies for installations outlined in the second “Disposición Transitoria” [Provisional Stipulation] of the new decree, that is, the installations operating under the abolished Royal Decree 2818/1998 on a provisional basis, have decreased dramatically. In the case of wind energy we are dealing with a reduction of 14.28%.

The ensuing loss of confidence amongst banks may be a determining factor [5].

On the basis of the points outlined above, we can conclude that the ability to obtain third-party financing for wind farms will be impeded over the next few years by the existence of considerable levels of uncertainty, which forms an inherent part of these projects and may cause a saturation situation amongst the main banks. At the very least, this will imply a very stringent selection process for fund allocation.

Therefore, promoters must carefully plan and analyse their projects in an attempt to optimise the profitability/risk factor of each investment, and avoid the construction of inefficient wind farms with high levels of risk as these types of installations may become a serious obstacle to development and financing in the short term.

Therefore, we need to study the possibility of carrying out financial analysis that is more exhaustive than the analysis employed in traditional evaluation methods, given that these methods operate in conditions of certainty, with the supposition that predictions will coincide with reality.

This would entail examining the various models for the evaluation of investment in risk conditions, particularly statistical simulation methods, with the aim of choosing the ideal tool that considers the inherent uncertainty in these types of projects.

3. Investment evaluation in conditions of risk and uncertainty

Project evaluation can be defined as the assignation of a single representative index that, summarising all the financial information relating to the investment, determines the desirability of the investment project in terms of the company’s willingness. A criterion must be chosen for the assignation of the aforementioned index.

Evaluation in conditions of *certainty* assumes that we have complete knowledge of the future values of the determining variables within the project (set variables).

In the case of evaluation in conditions of *uncertainty*, there is a complete lack of knowledge of the evolution of the future values of each variable (undetermined variables).

Between these two extremes we find an intermediate situation called a *risk* condition, wherein the future value of the variable is known in probabilistic terms (random variables).

Indeed, a possible definition of the risk associated with a project is the “variability of the possible result of each component that determines the profitability of the project as a result of all eventualities implied in the investment” [6].

The diverse methods of risk quantification can be classified as follows [7]:

- Approximate methods.
- Statistical methods.
- The *decision trees* and *stochastic trees* based on the sequential analysis of decisions.
- The so-called *Capital Asset Pricing Model* method [8].

3.1. Approximate methods

These methods consider risk explicitly and measure it from a subjective point of view, incorporating it into the profitability. They implicitly assume an aversion towards risk on the part of the decision-making element.

3.1.1. Sensibility analysis

Amongst the approximate methods, special attention should be drawn to *sensibility analysis*, which provided the conceptual framework for the Hertz method. Interest in this method is therefore purely conceptual.

It consists in determining the interval of probable values for each defining variable of profitability and calculating the profitability for each of these values. The interval of variance between the variables is defined subjectively and includes the independent variables.

This method allows us to determine the variables for which the result is not very sensible, thereby focusing the search for significant information, and specifying those factors that must be controlled more carefully.

3.2. Decision trees

This involves a visual technique that allows us to represent and analyse a series of future decisions in sequential order. This method is unquestionably useful when providing investment planning with conceptual form, when controlling the development of an investment over time and when attempting to clearly visualise hypothesis, consequences and choices.

The stochastic trees, wherein the random branches that grow out from the random nodes are substituted by the function of the density of the variable that determines the randomness of the aforementioned node, represent a great improvement within this technique, as is the case with the Bayesian probabilistic nets, which were specifically developed to consider the effects of dependency between variables and which appear to be a very promising tool for risk analysis at a general level [9–13].

3.3. Statistical methods

Previously, we stated that the risk within a project is derived from the variability of the outcomes that can be obtained in view of the specific eventualities involved in the project and the environment in which it unfolds. Therefore, we find a disparity between predictions and what actually happens in the future.

In the case of statistical methods, these considerations lead us to the conclusion that the defining variables within the project are of a random nature. Below we list the most frequently used methods.

3.3.1. Hillier model

This method [14] involves analysing the probability density function. This method begins by considering the cash flow and the flow of the invested capital as random variables for which the averages and variance are known. The objective is to calculate the probability density function.

Once the expected values/mathematical expectations of the cash flow, $E(Q_i)$, and the investment, $E(A)$ are known, we can calculate the expected value of the profitability as the net present value (NPV) of the project in question.

$$E(NPV) = -E(A) + \sum_{i=1}^n \frac{E(Q_i)}{(1+k)^i}.$$

Once we know the random variances of the variables, we can obtain the variance of the profitability:

$$\sigma^2(NPV) = \sum_{i=0}^n \sigma^2 \left[\frac{Q_i}{(1+k)^i} \right] + 2 \sum_{i < j} COV \left[\frac{Q_i}{(1+k)^i} + \frac{Q_j}{(1+k)^j} \right].$$

Having applied the equations outlined above and having calculated the expected value and variance of the capital value, the next step involves the attempt to discover its density function. To this end we use the central limit theory, which allows us to precisely determine the density function of the NPV under very restrictive conditions. Another useful result involves calculating the distribution parameters for the NPV when the cash flows are correlated via a first-order autoregressive stochastic process (or Markov process) [15].

In practice, when projects are complex, the derivations of the distribution of the probability of the NPV can prove tedious or impossible to obtain [16]. The simulation techniques that are explained below represent an important improvement, and therefore interest in this model is mostly of a theoretic nature.

3.3.2. Hertz model (Monte Carlo simulation)

In the sensibility analysis explained in approximate methods an interval of possible values was defined for each variable and subsequently the profitability of each of these values was calculated whilst the other variables remained constant, that is, variable by variable.

The ideal situation involves analysing the sensibility of the profitability on a comprehensive level via the joint consideration of a series of possible variations for each and every variable that affects profitability.

This is exactly what we find in the method proposed by Hertz [17]. This method is based on simulation techniques (mainly the Monte Carlo simulation method) that require the use of a computer. This is a method for solving problems numerically, based on chance, which explains its name. The method first appeared in the 1940s. The first published reference appears in a paper by Ulam (The Monte Carlo method, J. American Statistical Association, vol. 44, 1949, 335–341) [18].

The method consists in generating a series of random numbers (in this case, one number for each variable that determines the profitability to be simulated) which are transformed into another series of numbers formed by possible variable values, that is, in each iteration a value is randomly selected for each of the probability distributions of the variables and the outcome is calculated (in this case profitability) [19].

On the basis of the density functions of each variable a project investment model is constructed that defines possible relationships between these variables, and finally we discover the density function for project profitability [20].

This represents an improvement over the Hillier model in several respects: the method does not summarise the initial information on preliminary variables in terms of their

statistical characteristics; it increases the number of variables determining risk as it does not begin with possible cash flow values, but rather takes analysis back to the variables that determine these values; it always provides a density function for profitability.

The methodology is as follows:

- (a) Identification of the variables that determine profitability (product sales price, investment, exploitation costs, annual production, duration of the investment, fixed costs). In the case of wind farm projects, the key variables are clearly price rates and, above all, the wind.
- (b) Calculation of the density functions (or of probability in the case of random variables) of the aforementioned variables. In our case, we begin with available statistical data on wind velocity. Wind speed variation is usually described via the Weibull Distribution:

$$p(V) = \frac{c}{a} \left(\frac{V}{a}\right)^{c-1} e^{-(V/a)^c},$$

where V is the wind velocity, c the form factor, and a the scale factor.

On the basis of the above, we can deduce that:

$$p(V \geq V_0) = e^{-(V/a)^c}.$$

This equation is used to linearly adjust the empirical data and thereby obtain the Weibull form and scale factors (Fig. 2).

- (c) Identify relationships of inter-dependency between the different variables.
- (d) Simulation of a real situation using the Monte Carlo method. If a sufficiently large number of simulations are carried out we are able to determine the density function of the profitability via the frequency of each profitability value.

Moreover, the simulation allows us to compare alternative investment values without the need for the expected utility theory, which, despite its origins in a logical base for decision-making and despite the fact that it is the dominant paradigm amongst economists

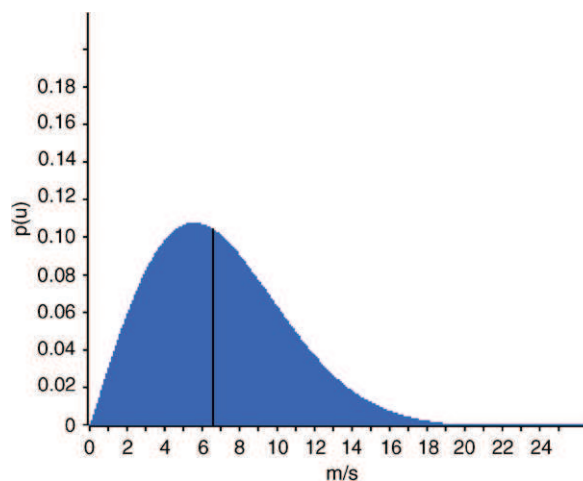


Fig. 2. Weibull distribution.

and analysts who focus on decision-making, [21], nevertheless proves of little practical value as it is very difficult to assign utility values for all possible outcomes [22].

Therefore, in most cases a simulation model is constructed for each alternative, as outlined above, in order to obtain the simulated NPV values for each project. The quality of the simulation can be improved by using common random numbers. This allows us to treat the independent observations of the profitability of each project as equal pairs when constructing the confidence intervals [23].

Thus, simulation techniques allow us to carry out an exhaustive analysis of sensibility which makes the investor aware of the nature of the risk, aids him or her in the identification of critical variables that must be more carefully controlled and reduces the number of planning errors. In short, these methods provide comprehensive knowledge on the projects, improve the quality of the decisions that are made and increase confidence in these decisions [24].

4. Conclusions

The Spanish wind energy industry has grown considerably in recent years. If the current rate of growth of installed capacity of 1500 MW per year continues, by 2006 Spain will achieve the objective established for 2010 in the “Plan de Fomento” [Plan to Promote Renewable Energies] or for 2008 in the more ambitious “Plan de Infraestructuras Eléctricas y Gasísticas” [Plan for Electrical and Gas Installations].

Achieving this goal depends upon continued stability of salaries and the willingness of banks to provide financing. The existence of high levels of uncertainty in this type of project may represent an obstacle to obtaining financing for wind farms in the short term.

Therefore, promoters must carefully plan and analyse their projects and attempt to optimise the profitability/risk factor of each investment, and avoid the construction of inefficient wind farms with high levels of risk as these types of installations may become a serious obstacle to development and financing in the short term.

Faced with the possibility of carrying out financial analysis that is more exhaustive than traditionally employed methods, the various models for evaluating investment in risk conditions were studied with the aim of choosing the ideal tool that takes account of the extremely fortuitous nature of wind velocity.

It seems clear that the statistical simulation methods are better suited to this type of project as they allow us to calculate the density function of profitability directly from the probability distributions for wind speed. Thus, more investigation needs to be carried out in this area and, bearing in mind the lack of literature that has been written up to the moment [25,26], we should apply these techniques to a standard wind farm and consider the unique features of this sector in our country.

References

- [1] Martínez G, Prados E, Ordóñez J. The current situation of wind energy in Spain. *Renew Sustain Energy Rev*, in press, doi:10.1016/j.rser.2005.03.002.
- [2] APPA. Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad. La Tasa Interna de Retorno de un parque eólico tipo es de un 8.64%, <<http://www.appa.es/12articulos/articulos/12articulos-15.htm>>; 2003.
- [3] UNEP. Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects UNEP. Summary document. ISBN: 92-807-2445-2.

- [4] BOE. núm. 75. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Madrid; 2004.
- [5] Agnolucci P. Wind electricity in Denmark: a survey of policies, their effectiveness and factors motivating their introduction. *Renew Sustain Energy Rev*, in press, doi:10.1016/j.rser.2005.07.004.
- [6] Suárez AS. Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa. Madrid: Pirámide; 1980.
- [7] Durbán S. Introducción a las finanzas empresariales, la selección de inversiones y financiaciones. 4th ed. Sevilla: Publicaciones de la Universidad de Sevilla; 1993.
- [8] Estrada J. Mean-semivariance behavior: downside risk and capital asset pricing. *Int Rev Econ Finance*, in press, corrected proof available online 6 June 2005.
- [9] Faber MH, Stewart MG. Risk assessment for civil engineering facilities: critical overview and discussion. *Reliab Eng Syst Safety* 2003;80:173–84.
- [10] Lindley DV. Introduction to probability and statistics from a Bayesian viewpoint, vols. 1/2. Cambridge: Cambridge University Press; 1976.
- [11] Lindley DV. The philosophy of statistics. *Statistician* 2000;49:293–337.
- [12] Watson SR. The meaning of probability in probabilistic safety analysis. *Reliab Eng Syst Safety* 1994;45:261–9.
- [13] Termes R. Seminario sobre Toma de decisiones en ambientes profesionales, <<http://web.iese.edu/RTermes/acer/acer47.htm>>; 2000.
- [14] Hillier FS. The derivation of probabilistic information for the evaluation of risky investments. *Manag Sci* 1963;443–57.
- [15] Giaccotto C. A simplified approach to risk analysis in capital budgeting with serially correlated cash flows. *Eng Econ* 1984;29(4):273–86.
- [16] Seila AF, Banks J. Spreadsheet risk analysis using simulation. *Simulation* 1990;57:163–70.
- [17] Hertz D. Risk analysis in capital investment. *Harv Bus Rev* 1964;42:96–108.
- [18] Santaló LA. La matemática: una filosofía y una técnica. Barcelona: Ariel; 1994.
- [19] Dubi A. Monte Carlo applications in systems engineering. Chichester: Wiley; 2000.
- [20] Vose D. Quantitative risk assesment: a guide to Monte Carlo simulation modeling. Chichester: Wiley; 1996.
- [21] Aven T. Foundations of risk analysis-a knowledge and decision-oriented perspective. New York: Wiley; 2003.
- [22] Aven T, Kristensen V. Perspectives on risk: review and discussion of the basis for establishing an unified and holistic approach. *Reliab Eng Syst Safety* October 2005;90(1):1–14.
- [23] Coates ER, Kuhl ME. Using simulation software to solve engineering economy problems. *Comput Indust Eng* 2003;45:285–94.
- [24] Ho SSM, Pike RH. Organizational characteristics influencing the use of risk analysis in strategic capital investments. *Eng Econ* 1998;43(3):247–68.
- [25] Fortunato B, Mummolo G, Cavallera G. Economic optimisation of a wind power plant for isolated locations. *Solar Energy* 1997;60(6):347–58.
- [26] Mitchell K, Nagrial M, Rizk J. Simulation and optimisation of renewable energy systems. *Electr Power Energy Syst* 2005;27:177–88.