



InterMoney
Energía

“ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN ESPAÑA”

Documento preparado para:



Madrid, 12 de junio de 2006

OBJETIVO Y METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

- Durante el año 2006 está prevista la **actualización del marco retributivo del Régimen Especial fijado en el RD 436/2004**, que tendrá efecto a partir del 1/1/2008.
- El **objetivo de este estudio** es:
 - Estimar la **evolución esperada de los costes de inversión y explotación** de los parques eólicos utilizando información de proyectos en fase de planificación.
 - Estimar la **rentabilidad futura esperada de las inversiones en parques eólicos**.
- La **metodología utilizada en el análisis** consiste en:
 - Recopilar **información confidencial sobre inversiones previstas y costes de operación y explotación** en el periodo 2006-2007 por parte de promotores eólicos.
 - Estimar la **evolución de los costes de inversión y explotación y las condiciones de eolicidad** de los parques-tipo esperados en 2008-2010.
 - Estimar la **rentabilidad esperada de los parques eólicos** en las opciones “retribución a tarifa” y “retribución a mercado”, utilizando un modelo económico-financiero

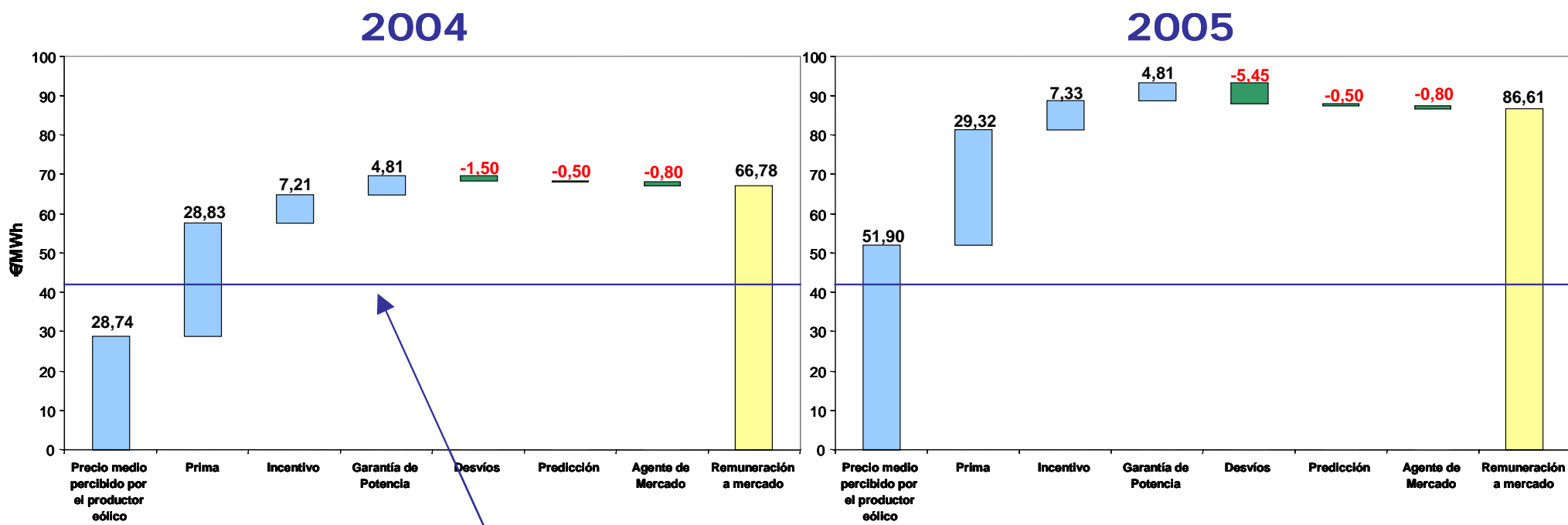
BALANCE DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA EN 2005

- La generación eólica abasteció el **7,3% de la demanda eléctrica total en 2005**, con más de 20.000 GWh producidos y 10.028 MW instalados.
- La generación eólica contribuyó a **reducir las emisiones de CO2 del mercado eléctrico en un 8,3%**, por valor de 185 millones de €
- El **número de empleos en el sector se sitúa en 31.000** empleos estables en 2005.
- El sector eólico ha **invertido en el desarrollo de infraestructuras eléctricas 490 M€**.
- El **94% de la producción eólica participa en el mercado eléctrico**, contribuyendo a **reducir los precios del mercado** en unos 2 €/MWh por cada 1.000 nuevos MW.

LA INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA AL MERCADO BENEFICIA A TODO EL SISTEMA

- La incorporación de la generación eólica al mercado eléctrico ha permitido **racionalizar el uso de los recursos escasos** y caros de generación y **crea incentivos para su integración eficiente en el sistema eléctrico**:
 - Se ha mejorado los sobrecostos para la gestión de los desvíos:
 - Asunción por parte del sector del coste real al sistema.
 - Mejora de la predicción desde el día D-1: mejor información y menor coste para el sistema.
- La generación eólica **abarata el coste de los servicios complementarios** al desplazar tecnologías del mercado diario al resto de los mercados.
 - La mejora de disponibilidad de las máquinas y los señales de precios horarios suponen un incentivo adicional para mantenimiento adecuado.
- La participación de la eólica en el mercado **aporta mayor transparencia al mecanismo de formación de los precios**, ayuda a **mitigar el potencial ejercicio de poder de mercado** por parte de los operadores dominantes y a **suavizar las puntas de precios** en momentos de máxima demanda
- La generación eólica **aumenta la liquidez de la oferta**, incrementando la elasticidad de la demanda residual de las empresas y, por tanto, reduciendo el posible poder de mercado.
- En 2005, en las horas en las que la demanda del sistema superó los 33.000 MW, 1.000 MW adicionales de generación eólica **redujeron el precio en las puntas en aproximadamente 5 €/MWh**.

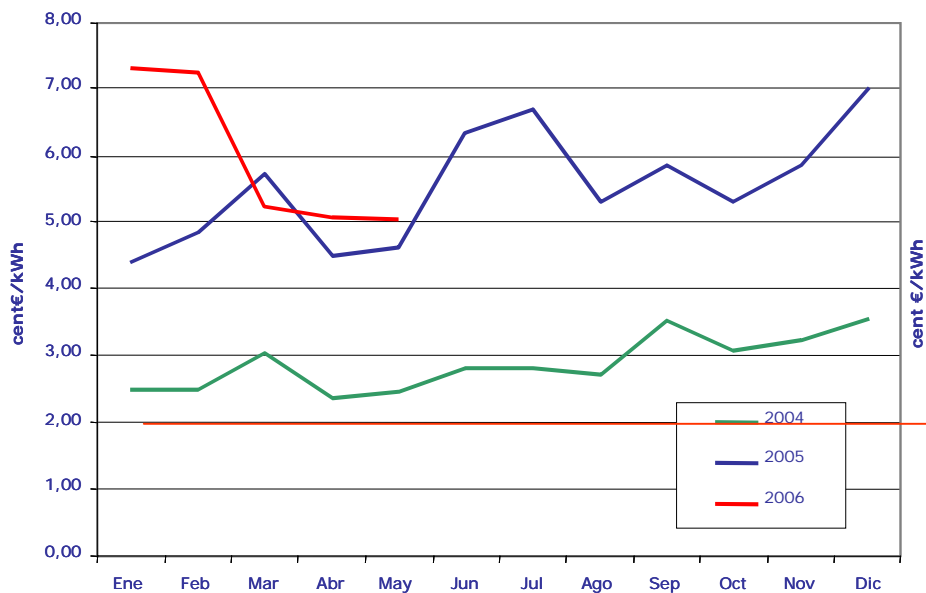
LA GENERACIÓN EÓLICA PARTICIPA EN UN MERCADO CON CRECIENTE VOLATILIDAD DE PRECIOS (1)



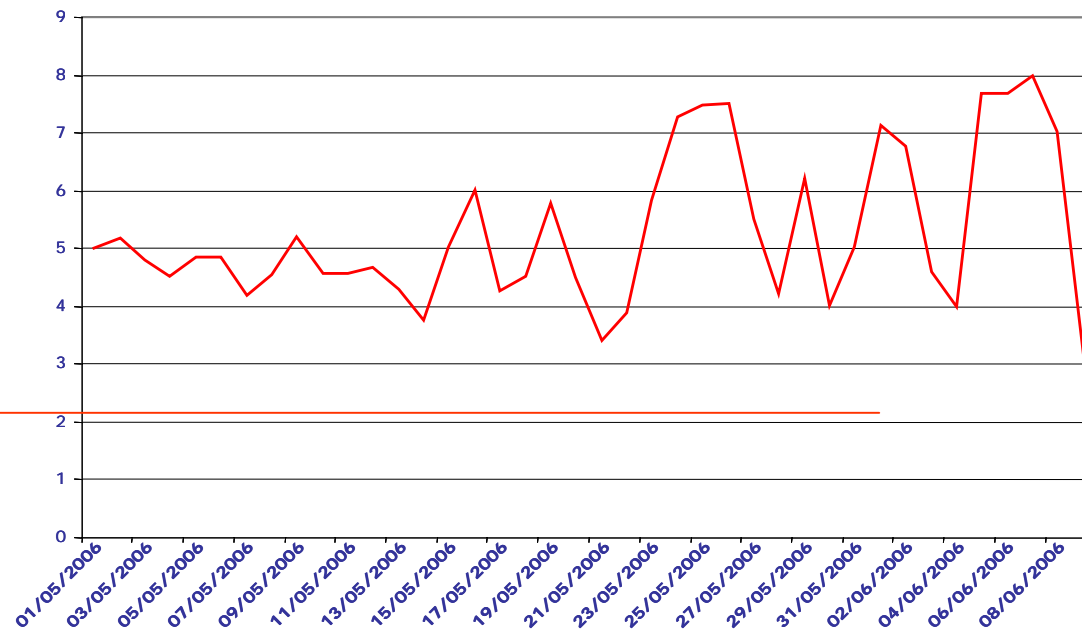
PRECIO DE 42,35 €/MWh PARA CONTRATOS BILATERALES ASIMILADOS (RDL 3/2006)

LA GENERACIÓN EÓLICA PARTICIPA EN UN MERCADO CON CRECIENTE VOLATILIDAD DE PRECIOS (2)

EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO MENSUAL PONDERADO DEL MERCADO DIARIO
2004-2006

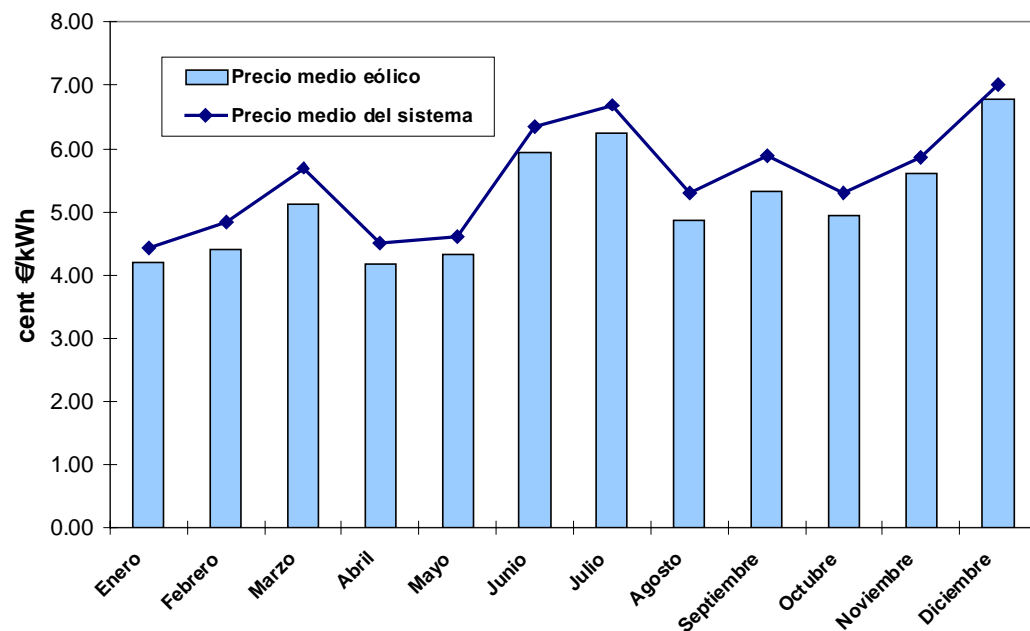


EVOLUCIÓN PRECIO DIARIO DEL MERCADO DIARIO
MAYO-JUNIO 2006



LA REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN EOLICA ES SIEMPRE INFERIOR AL PRECIO DEL MERCADO

COMPARATIVA PRECIO MEDIO EÓLICO
Y PRECIO MEDIO PERCIBIDO POR EL SISTEMA
2005



EVOLUCIÓN DE LOS COSTES Y DE LAS HORAS EQUIVALENTES

- El periodo entre 2007 y 2010 se caracterizará por un **incremento en los costes de inversión y explotación** de los nuevos parques y una **reducción de las horas equivalentes**.
 - El incremento de la inversión se debe fundamentalmente al aumento en el coste de los aerogeneradores, los de conexión y otros costes (por ejemplo, alquiler de terrenos, cánones municipales y autonómicos, etc.)
 - Los costes de explotación aumentarán debido a la gestión de energía en tiempo real, teledatada, previsiones, etc. y a la mayor complejidad tecnológica de los nuevos aerogeneradores.
 - Las horas equivalentes descenderán, de acuerdo con la tendencia observada en los últimos años, al agotarse los emplazamientos más favorables y ello a pesar del crecimiento del tamaño de los aerogeneradores.

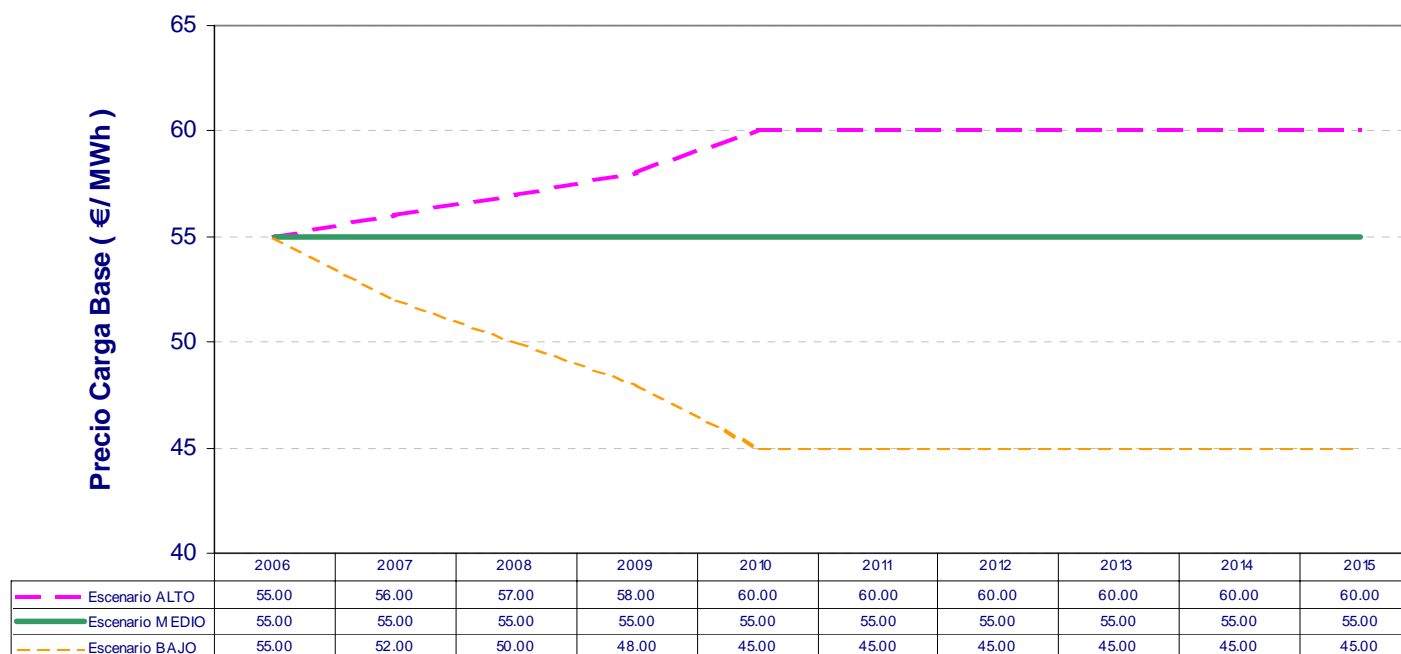
Parámetros	Unidad (*)	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Tamaño medio del parque	MW	35	35	35	35
Horas equivalentes (**)	Horas	2.245	2.200	2.150	2.100
Coste total de inversión	€/kW instal.	1.175,10	1.233,41	1.290,50	1.350,55
Coste de explotación y gestión (***)	€/MWh	18,61	19,10	19,64	20,19

Fuente: Estimaciones de InterMoney Energía basadas en una muestra de inversiones esperadas en el sector.

(*) Valores expresados en € corrientes. (**) Corresponden a estimaciones P-50. (***) No incluye cánones anuales autonómicos del 2%.

HIPÓTESIS DEL CASO BASE: EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO

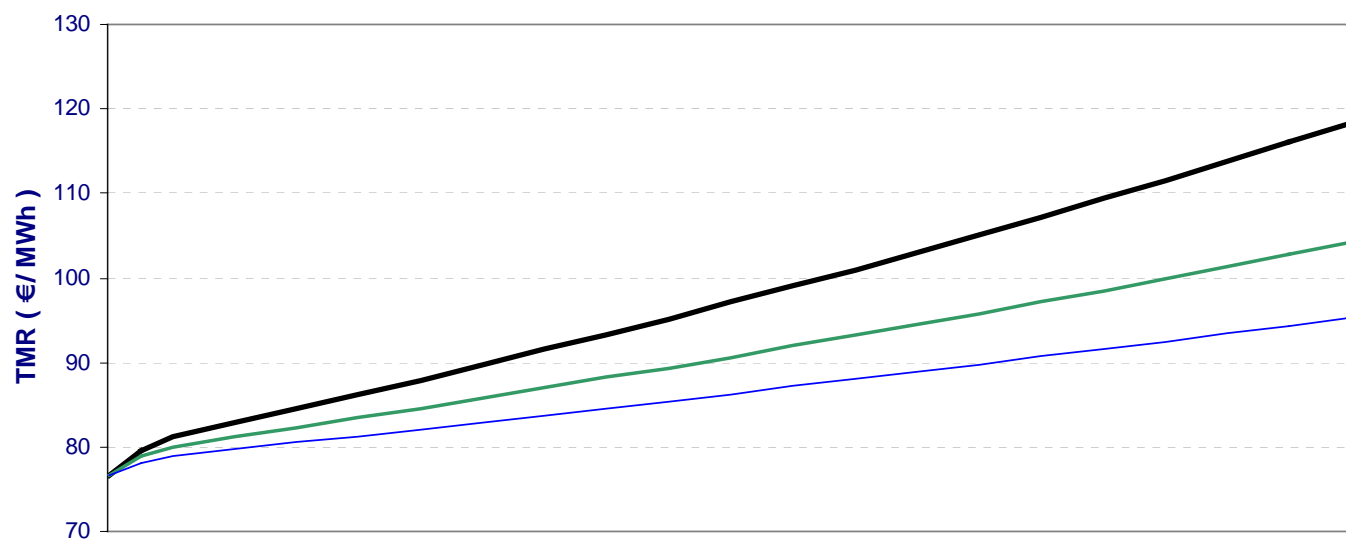
Evolución del Precio Carga Base del Mercado Diario



Se toma el escenario medio considerado en este estudio, en el que el precio carga base del mercado diario es constante en el periodo 2006-2030 e igual a 55 €/MWh.

HIPÓTESIS DEL CASO BASE: EVOLUCIÓN DE LA TMR

Evolución de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia

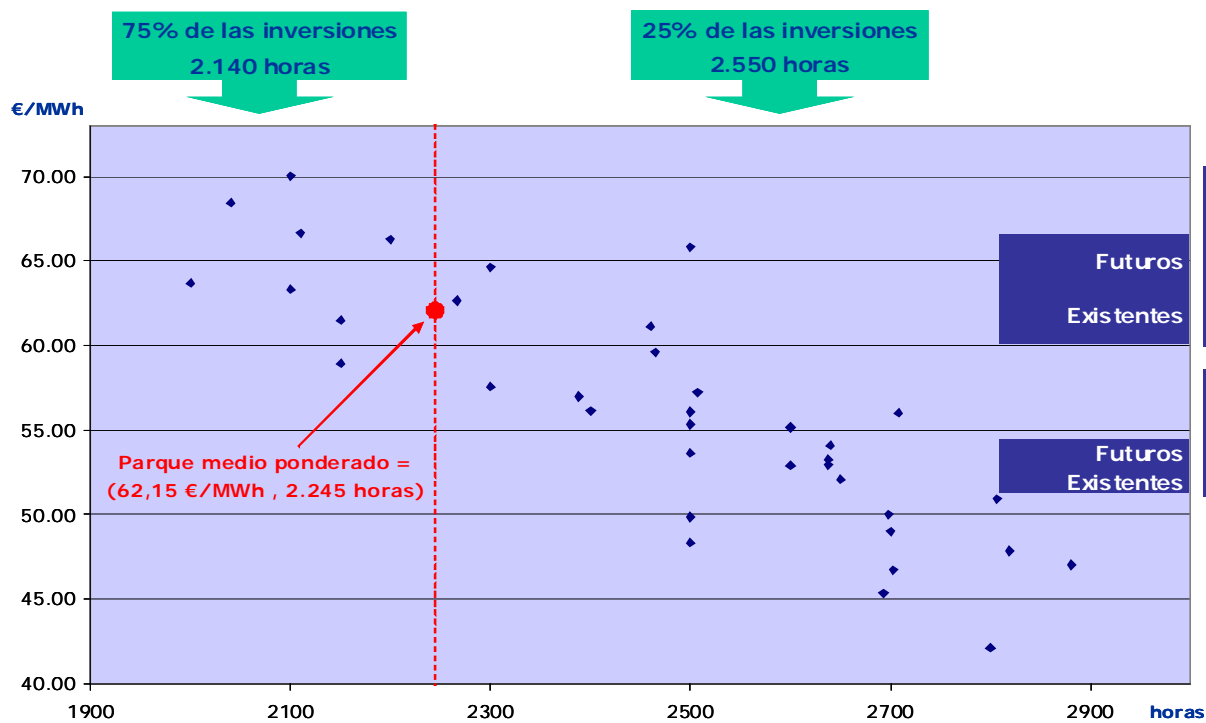


	Jan-06	Jul-06	Jan-07	Jan-08	Jan-09	Jan-10	Jan-11	Jan-12	Jan-13	Jan-14	Jan-15	Jan-16	Jan-17	Jan-18	Jan-19	Jan-20	Jan-21	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
— Escenario ALTO	76.59	79.65	81.24	82.87	84.53	86.22	87.94	89.70	91.49	93.32	95.19	97.09	99.04	101.02	103.04	105.10	107.20	109.34	111.53	113.76	116.04	118.36
— Escenario MEDIO	76.59	78.89	79.99	81.11	82.25	83.40	84.56	85.75	86.95	88.17	89.40	90.65	91.92	93.21	94.51	95.84	97.18	98.54	99.92	101.32	102.74	104.17
— Escenario BAJO	76.59	78.12	78.90	79.69	80.49	81.29	82.10	82.93	83.75	84.59	85.44	86.29	87.16	88.03	88.91	89.80	90.69	91.60	92.52	93.44	94.38	95.32

Año	Incremento de la TMR (%)		
	Escenario BAJO	Escenario MEDIO	Escenario ALTO
Ene-06	-	-	-
Jul-06	2.00%	3.00%	4.00%
Ene-07	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-08	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-09	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-10	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-11	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-12	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-13	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-14	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-15	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-16	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-17	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-18	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-19	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-20	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-21	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-22	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-23	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-24	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-25	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-26	1.00%	1.40%	2.00%

En el escenario medio considerado en este estudio, la TMR aumenta a un ritmo anual constante del 1,4% a partir de 2007.

IDENTIFICACIÓN DEL PARQUE TIPO PROMEDIO



Coste medio = Coste de inversión + Coste de financiación + Coste de explotación

AEROGENERADOR (miles €/MW)	OBRA CIVIL (miles €/MW)	CONEXIÓN (miles €/MW)	OTROS (miles €/MW)	TOTAL (miles€/MW)
854,083	105,379	120,608	75,281	1155,351
74,06%	9,03%	10,40%	6,52%	100%
759,463	114,130	114,125	84,925	1072,643
70,98%	10,65%	10,60%	7,77%	100%

Coste Medio O&M(€/MWh)	Resto Costes Medios (€/MWh)	Total Costes Medios (€/MWh)	Horas Medias (h)	Muestra (MW)
8,72	6,50	15,22	2.244	6.599
5,12	6,35	11,47	2.698	632

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (1)

- Dadas las expectativas de evolución de costes y horas equivalentes, y bajo diversos escenarios de evolución de precios de la energía (que se mencionan en el apartado sobre perspectiva de rentabilidad), **los valores vigentes de tarifas, prima e incentivo para los parques eólicos no garantizan que los parques medio que se instalarán en 2007-2010 alcancen una rentabilidad de proyecto igual al coste de capital medio ponderado** de la actividad.

TIR DEL PROYECTO (%) -- Vida útil 20 años				
	OPCIÓN TARIFA			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Medio	5,79%	5,15%	4,53%	3,92%
	OPCIÓN MERCADO			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Medio	9,53%	8,68%	7,86%	7,06%

- Además, bajo los supuestos de evolución de ingresos considerados en este análisis, **los parques tipo instalados en 2004, 2005 y 2006 sólo alcanzan una rentabilidad igual o superior al WACC de la actividad (7,1%) si su retribución proviene de los precios medios esperados en el mercado.**
- De acuerdo con los promotores eólicos, **la rentabilidad exigible a los parques eólicos debería ser al menos 200 puntos básicos superior al WACC (ó 9,1%) para que justifique la inversión frente a otras alternativas.**

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (2)

- **El análisis del parque tipo 2010 resulta esencial para valorar las posibilidades de cumplimiento del objetivo del PER de alcanzar los 20.155 MW instalados en 2010**, debido a que muchas inversiones se realizarán al final del periodo 2007-2010, debido a varios motivos (financiación, desarrollo de redes, exceso de demanda de aerogeneradores, etc.).
- Los análisis de sensibilidad realizados sugieren que, **para que un parque instalado en 2010 alcance una rentabilidad a tarifa igual al coste de capital medio ponderado** de la actividad con los valores de retribución vigentes, **debería tener un número de horas equivalentes excesivamente elevado o un coste de inversión excesivamente bajo**.
 - En el escenario medio de ingresos, el parque tipo 2010 debería tener 2.600 horas equivalentes a tarifa para alcanzar una rentabilidad igual al WACC estimado de la actividad.
 - Los costes de inversión deberían ser inferiores a 965 €/kW para que el parque tipo 2010 obtenga una TIR de proyecto igual a su WACC en la opción tarifa.
- Expresado en términos de una anualidad constante a lo largo de su vida útil, **el parque tipo 2010 debería ingresar 51,55 €/MWh en el mercado (equivalente a un precio carga base del mercado diario de 55,30 €/MWh)** para alcanzar el WACC del 7,1%.
- Estos resultados sugieren que, en las condiciones actuales de retribución y bajo las expectativas de evolución de costes y horas equivalente, **podría no alcanzarse el objetivo de 20.155 MW eólicos instalados en 2010**.

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (3)

- Los resultados de las estimaciones realizadas indican que, si no aumentan los precios regulados, **la opción de remuneración según el mercado (dada la evolución esperada de los precios) es la única alternativa que ofrecerá incentivos a los inversores** para acometer nuevos proyectos de inversión con garantías de obtener una rentabilidad razonable.
- Aún así, **las estimaciones de rentabilidad realizadas en este estudio sugieren que podría no alcanzarse el objetivo del PER 2005-2010 de 20.155 MW instalados en 2010.**
- La actualización del RD 436/2004, **debería articular un mecanismo que permita a la generación eólica aportar valor al sistema a través de su participación en el mercado**, integrándose de manera eficiente en la red y, simultáneamente, ofreciendo un marco retributivo que haga estable y predecible la obtención de tasas de rentabilidad razonables.

SÍNTESIS DE CONCLUSIONES

1

Con los niveles de precios regulados vigentes, **la rentabilidad estimada de las nuevas inversiones en 2007-2010 a tarifa (TIR del proyecto entre 3,4%-6,4%) es insuficiente** para lograr el objetivo del PER 2005-2010 de alcanzar más de 20.000 MW instalados en 2010

2

La participación en el mercado mejora la rentabilidad de los proyectos (TIR entre 5,6%-10,4%). Sin embargo, resulta inferior en muchos escenarios al coste de capital medio ponderado de la actividad.

3

El incremento esperado en los costes de generación y el descenso en el número de horas equivalentes hará **aún menos atractivas las inversiones a medida que nos aproximemos al horizonte 2010**



Para garantizar una TIR de proyectos futuros similar a la de proyectos existentes a tarifa, deberían aumentar la retribución regulada y cumplirse los escenarios de evolución de los precios de la electricidad en el mercado

La actualización del marco retributivo debe garantizar la estabilidad en la regulación y la participación en el mercado...

Para compatibilizar los objetivos medioambientales con los objetivos de eficiencia en la gestión de los recursos eólicos, se requiere:

Una **regulación estable** del sector eólico

a

El esquema actual de primas e incentivos **debe modificarse lo menos posible, limitando el riesgo regulatorio**, para poder continuar atrayendo capital al sector

Una **expectativa de rentabilidad razonable** para las inversiones en nuevos parques durante el periodo 2008-2010

b

La actualización de primas y tarifas debe ofrecer **continuidad en la rentabilidad** de las inversiones en instalaciones eólicas, teniendo en cuenta las condiciones esperadas de costes y horas equivalentes

Un esquema de incentivos adecuados para que la tecnología eólica continúe **participando en el mercado**

c

El esquema retributivo debe incentivar la minimización de desvíos, una respuesta eficiente ante los huecos de tensión y la adopción de tecnologías que permitan integrar la energía eólica en la red en las mejores condiciones técnicas

...y los dos esquemas de retribución (a tarifa y a precios de mercado) deben enviar las señales económicas adecuadas...

A

Por un lado, la actualización del marco retributivo debe **reforzar la señal económica de la retribución regulada para los inversores y las entidades de financiación**, compensando el incremento en los costes y la reducción de las horas equivalentes

B

Además, debería articular **un mecanismo que limite los efectos de variaciones coyunturales de los precios** de la electricidad, preservando los incentivos a la participación en el mercado y a la gestión eficiente de los recursos eólicos.

(A) Para que la retribución a tarifa genere confianza en los inversores, los nuevos precios regulados deben tener en cuenta la evolución esperada de costes y horas equivalentes...

El esquema de retribución al 90%-85%-80% de la TMR **no garantiza, en sus niveles actuales, una rentabilidad razonable**

Con las expectativas de costes y horas equivalentes futuros, **se precisa un incremento en la tarifa regulada** para que los parques eólicos futuros sean viables



Una alternativa es **incrementar la retribución regulada de los nuevos parques, fijando un precio regulado igual al 90% de la TMR** a lo largo de toda la vida útil de los parques

Dado que este cambio resultaría insuficiente para garantizar una rentabilidad razonable para los parques que se instalen cerca de 2010, **debería articularse algún complemento adicional** (p.ej., por gestión de la energía y cobertura de la demanda) y **permitir a los parques a tarifa agruparse para reducir sus desvíos**

(B) El esquema de retribución en el mercado debe limitar el riesgo de efectos coyunturales de los precios ...

...evitando situaciones de ingresos insuficientes, en situaciones de mercado con precios bajos

...laminando el efecto de precios elevados en las situaciones coyunturales de mercado más favorables...

...y permitiendo a las instalaciones eólicas aportar valor a través de su participación en el mercado eléctrico y de la gestión eficiente de la energía

DISCLAIMER: Este documento ha sido preparado por InterMoney Energía, S.A., refleja la opinión de InterMoney Energía S.A. y recoge datos y estimaciones que consideramos fiables. Sin embargo, la información y opiniones que contiene se basan en información proveniente de fuentes públicas y privadas que consideramos fiables y precisas. Por ello, InterMoney Energía, S.A. no puede garantizar la precisión e integridad de esta información, ni ésta implica en ningún caso recomendación de compra o venta de instrumentos financieros o de cualquier otra operación financiera, por lo que InterMoney Energía en ningún caso podrá ser objeto de reclamaciones por las opiniones elaboradas, datos y estimaciones suministrados, pérdida, daño, coste o gasto alguno derivado de posibles errores, omisiones o discrepancias. Las opiniones y resultados que muestra este documento se distribuyen bajo la condición de que InterMoney Energía, S.A. y cualquier socio o empleado de InterMoney Energía, S.A. no son responsables de ningún error, omisión o falta de precisión que pueda contener el documento, tanto si es causado por una negligencia como si no, o de cualquier pérdida o daño que pudiera sufrir cualquier persona física o jurídica debido a un error o falta de precisión de la información. En particular, InterMoney Energía, S.A., sus socios y sus empleados no son responsables de las consecuencias del uso, por parte de nuestros clientes, de las cifras, argumentos, valoraciones y opiniones que contiene este documento y, en concreto, en relación con decisiones de inversión.

Prohibida la reproducción o distribución sin autorización escrita de este documento borrador confidencial.