

# Evaluación de las políticas de promoción de las energías renovables en España\*

Fidel Castro-Rodríguez\*\* y Daniel Miles Touya\*\*\*

**La producción de energía con fuentes de origen renovable se ha convertido en uno de los principales instrumentos empleados para combatir el calentamiento global. Para su promoción los países han venido utilizando mecanismos de apoyo orientados a cubrir las diferencias de costes entre las plantas renovables y las convencionales. Durante el período 1998-2013 en España se utilizaron distintas versiones del sistema *Feed-in Tariffs* (FIT), pero en 2013 el Gobierno, apremiado por un alto déficit tarifario, cambió a un sistema de retribución que complementa los ingresos del mercado para garantizar una rentabilidad razonable a instalaciones renovables “estandarizadas”. En este trabajo se describen ambos sistemas de incentivos, se analizan los efectos del antiguo sistema sobre la potencia instalada, la energía producida y el coste del apoyo, y se estudian las propiedades del mecanismo nuevo. Se muestra que mientras las FIT han sido altamente efectivas pero poco eficientes, el nuevo mecanismo permitirá la sostenibilidad financiera del sistema a costa de una menor efectividad, lo que puede poner en peligro el cumplimiento de las directrices comunitarias sobre renovables si no se introducen incentivos adicionales.**

Las energías renovables (EE.RR.) se han convertido en uno de los principales instrumentos empleados por los países para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), principales causantes del calentamiento global según los científicos del clima. Para promover la inversión y el rápido desarrollo de estas tecnologías, los gobiernos han venido utilizando mecanismos de apoyo orientados a cubrir las diferencias de coste

que existen entre las plantas renovables y las centrales convencionales de origen fósil.

El éxito de estos programas de promoción se comprueba observando el formidable incremento en los últimos años de la capacidad instalada de carácter renovable, y en la creciente participación de las fuentes renovables en la producción de energía. A nivel mundial la capacidad renovable

\* Este trabajo ha sido financiado por Funcas. Agradecemos los valiosos comentarios de Eduardo L. Giménez. Las opiniones incluidas en este trabajo son responsabilidad exclusiva de los autores.

\*\* Departamento de Fundamentos del Análisis Económico, Universidad de Vigo.

\*\*\* Departamento de Economía Aplicada, Universidad de Vigo.

ha pasado de 880 GW en 2004 a 1.712 GW en 2014, año en el que representó el 58,5% de la nueva capacidad instalada, lo que ha permitido que el 22,8% de la electricidad producida en ese año haya sido de origen renovable (REN21, 2015). Asimismo, la inversión en renovables ha movilizó durante el año 2014 un flujo aproximado de 270.000 millones de euros (sin incluir los proyectos de grandes hidráulicas) (REN21, 2015; AIE, 2014).

Sin embargo, en muchos casos estas políticas de promoción han adolecido de graves errores de diseño e implementación. Por un lado, porque los incentivos no han estado ligados a algún indicador del nivel de reducción de emisiones, y solo se han considerado sus efectos sobre el volumen de inversiones realizadas. Por otro lado, porque no se ha valorado adecuadamente el riesgo de creación de burbujas especulativas en los procesos de inversión debido a la alta rentabilidad de algunos proyectos renovables, muy superior a la de inversiones alternativas, como consecuencia del elevado subsidio público otorgado.<sup>1</sup>

En el caso de España, las políticas de promoción de EE.RR. han permitido que la capacidad renovable instalada haya experimentado un incremento de más del 200% entre 1990 y 2014, al pasar de 15.662 MW a 50.017 MW, que el porcentaje de consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables haya subido del 7% en 1990 al 14,6% en 2014, y que la producción de electricidad con instalaciones renovables haya representado el 41,4% de la producción neta total en 2014 frente al 18% en 1990. Asimismo, dichas políticas han posibilitado la disminución de electricidad generada con fuentes de origen fósil evitando la emisión a la atmósfera de cerca de 300 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (APPA, 2015). Pero, al mismo tiempo, las subvenciones a los proyectos renovables han crecido enormemente, alcanzando en 2014 una cifra acumulada superior a 43.000 millones de euros. Estas ayudas, junto a los beneficios extraordinarios obtenidos por las instalaciones hidráulicas y nucleares (Comisión

Europea, 2012), han generado un déficit presupuestario en el sector eléctrico de más de 40.000 millones de euros en el período 2000-2014. Por ello, en el año 2013, apremiado por el déficit tarifario, el Gobierno español modificó el mecanismo de promoción de EE.RR. pasando de un sistema *Feed-in Tariffs* (FIT) a un sistema de retribución dirigido a cubrir los costes de plantas renovables “estandarizadas” y permitirles obtener un rendimiento “razonable” equivalente al de las obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos.

En este trabajo se realiza una descripción de los sistemas de incentivos empleados en España para promocionar la energía renovable, tanto antiguo como nuevo, se analizan los efectos del antiguo mecanismo sobre la capacidad instalada, el *mix* tecnológico, la energía producida y el coste del apoyo proporcionado, y se estudian las principales propiedades del nuevo mecanismo. Se muestra cómo el diseño específico de FIT utilizado durante el período 1998-2013 ha sido muy efectivo en la promoción de inversiones pero demasiado generoso en la remuneración a algunas tecnologías, originando picos de inversión que han contribuido a agravar el desequilibrio financiero del sistema. Además, el mecanismo ha carecido de instrumentos de actualización y revisión de las subvenciones dependientes de la curva de aprendizaje de cada tecnología, de la capacidad renovable instalada y del volumen global del apoyo proporcionado. El nuevo instrumento de apoyo implementado en 2013 mejora de forma sustancial la sostenibilidad financiera y corrige ligeramente la eficiencia al actualizar periódicamente la retribución concedida. Sin embargo, descansa en un procedimiento técnicamente complejo, poco transparente y muy intervencionista, lo que genera una alta incertidumbre a los inversores que puede reducir la efectividad del mecanismo y poner en peligro la consecución de los objetivos de renovables declarados.

Existe una extensa literatura a nivel internacional analizando el funcionamiento de los mecanis-

<sup>1</sup> Previamente sería necesario preguntarse si las EE.RR. son el mejor instrumento a disposición de los gobiernos para reducir las emisiones de GEI. Algunos autores como Novan (2011) y Cullen (2013) abordan esta cuestión.

mos de apoyo a las EE.RR. (Konidari y Mavrakís, 2007; Ragwitz *et al.*, 2007; Held, *et al.*, 2014). También se amplía la lista de trabajos estudiando las propiedades y efectos del mecanismo de FIT utilizado en España (véase, por ejemplo, del Río, 2008; Sáenz de Miera, *et al.*, 2008; Costa y Trujillo, 2014; Ciarreta, *et al.*, 2014; del Río y Mir-Artigues, 2014). El propósito de este artículo es, por un lado, complementar las investigaciones anteriores sobre el sistema FIT aplicado en España utilizando información más actualizada y, por otro lado, valorar cualitativamente las propiedades del nuevo mecanismo de incentivos.

El trabajo se estructura de la siguiente forma. La siguiente sección presenta los objetivos de energía renovable para España para el período 2000-2020 derivados de las directivas europeas y de los planes energéticos nacionales. A continuación se describen las políticas de promoción de EE.RR. utilizadas desde 1998 para alcanzar los objetivos propuestos. Posteriormente, se analizan los efectos de las políticas implementadas en el período 1998-2013 respecto a la capacidad instalada, la producción de electricidad y el coste de las subvenciones. En la siguiente sección se examinan los posibles efectos del nuevo instrumento de promoción impulsado con la reforma de 2013. Finalmente, la última sección presenta las conclusiones del trabajo.

## Objetivos de energías renovables para España

Los objetivos de energía renovable para España han venido marcados por la política comunitaria sobre esta materia que se inicia con la edición

en 1997 del Libro Blanco sobre fuentes de energía renovable, *Energy for the future: Renewable Energy Sources* (Comisión Europea, 1997). Este documento fue la base para la Directiva 2001/77/CE, que entró en vigor en 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interior de la electricidad. Esta Directiva estableció el objetivo de que la electricidad con fuentes renovables en la Unión Europea (UE) representase el 21% del consumo bruto total de electricidad en 2010, y fijó objetivos indicativos para los Estados miembros, en concreto, del 29,4% para España, dejando que fuesen los propios Estados los que libremente eligiesen los sistemas de apoyo. Por su parte, la Directiva 2003/30/CE relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, estableció unos objetivos indicativos para la UE del 2% a finales de 2005 y del 5,75% a finales de 2010.

Posteriormente, la Directiva 2009/28/CE, por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, implantó un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables y fijó objetivos nacionales obligatorios para el año 2020 en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía (20%) y con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte (10%)<sup>2</sup>. Los objetivos nacionales para 2020 se fijaron en función del punto de partida de cada país y de su potencial de generación con fuentes renovables. Para España el objetivo es que el 20% de la energía consumida en 2020 sea de origen renovable. Al mismo tiempo, la Directiva 2009/28/CE también propuso para cada Estado miembro una trayectoria indica-

<sup>2</sup> Estos requisitos forman parte del *Paquete del Clima y Energía 2020*, plan de acción de la UE contra el cambio climático que contiene un triple objetivo para 2020: reducir un 20% las emisiones de GEI en relación a las de 1990, alcanzar una cuota de energía primaria procedente de fuentes renovables del 20%, y reducir el consumo energético en un 20% (véanse Consejo Europeo, 8 y 9 de Marzo de 2007, y *Energía 2020-Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura*, Comisión Europea (2010) 639 de noviembre de 2010). En octubre de 2014, el Consejo Europeo aprobó el nuevo Paquete del Clima y Energía 2030, que reemplazará al Paquete 2020, fijando unos objetivos para combatir el cambio climático tomando en cuenta las diversas dificultades económicas que están atravesando los países miembros. En concreto, propone para 2030 una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de al menos el 40% en relación a 1990, una cuota de renovables de al menos el 27% y también un 27% de ahorro energético, aunque estos dos últimos, a diferencia del Paquete 2020, no son vinculantes a nivel nacional. Véase EUCO 169/14, European Council (23 and 24 October 2014), Conclusions. *2030 Climate and Energy Policy Framework*.

## Cuadro 1

**Trayectoria indicativa de cuota de renovables para España (2011-2020)**

(Porcentaje sobre el consumo final bruto de energía)

	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2020
Trayectoria indicativa	11	12,1	13,8	16	20

Fuente: PER 2011-2020, Ministerio de Industria.

tiva de cuota de renovables sobre consumo final bruto de energía hasta 2020. El cuadro 1 presenta la trayectoria indicativa para España en media por bienio para el período 2011-2020.

La política europea sobre energías renovables y cambio climático fue posteriormente ampliada con la publicación de una hoja de ruta que planifica las etapas para alcanzar una reducción de emisiones, con respecto a 1990, del 40% en 2030, del 60% en 2040 y como mínimo del 80% en 2050<sup>3</sup>.

Con el propósito de cumplir las directrices europeas, las autoridades españolas redactaron tres planes que han ido marcando los objetivos de energía de origen renovable para los diferentes períodos y sectores, así como el importe de las subvenciones programadas para alcanzarlos. En 1999 se aprobó el *Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER 1999-2010)*, que fue sustituido en 2005 por el *Plan de Energías Renovables (PER 2005-2010)* para poder cumplir los objetivos marcados para 2010. En 2011 se aprobó un nuevo *Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020)*, actualmente en vigor, estableciendo objetivos acordes con la Direc-

tiva 2009/28/CE. Este plan está basado en el *Plan de Acción Nacional en Energías Renovables (PANER)* que el Gobierno había elaborado en 2010 para cumplir con el mandato emanado de la Directiva 2009/28/CE. El cuadro 2 refleja la trayectoria objetivo de la cuota de renovables sobre el consumo bruto de energía propuesta para España por el PER 2011-2020, un poco más ambiciosa que la trayectoria indicativa de la Directiva comunitaria, y el objetivo para 2010 que había fijado el PER 2005-2010.

En cuanto al sector de electricidad en concreto, el cuadro 3 presenta los objetivos de producción con fuentes renovables, y el cuadro 4 los objetivos de potencia instalada y energía generada para las distintas tecnologías renovables para el período 2010-2020. La propuesta del PER 2011-2020 es que en 2020 el 39% del consumo bruto de electricidad sea abastecido con fuentes renovables, cuya capacidad instalada superará los 70.000 MW repartidos entre un 48% de eólica terrestre, un 31% de hidráulica, un 17% de solar y el 4% restante repartido entre otras fuentes renovables.

## Cuadro 2

**Trayectoria objetivo de cuota de renovables en media de bienio**

(Porcentaje sobre el consumo final bruto de energía)

	2010	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2020
Objetivo (%)	12,1 <sup>(1)</sup>	14,7	15,9	17	18,5	20,8

Nota: <sup>(1)</sup> Objetivo PER 2005-2010.

Fuente: PER 2005-2010 y PER 2011-2020, Ministerio de Industria.

<sup>3</sup> Hoja de ruta hacia una economía competitiva baja en emisiones de carbono en 2050, COM (2011) 112 de 8 de Marzo de 2011.

Cuadro 3

**Objetivos de producción de electricidad con fuentes renovables**

(Porcentaje sobre el consumo bruto de electricidad)

2010 <sup>(1)</sup>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
29,4	31	32	32,7	33,5	34,1	34,4	35,5	36,4	37,4	39

Notas: Producción bruta de electricidad con fuentes renovables sobre consumo bruto de electricidad (considerando valores de producción medios para energía hidroeléctrica y eólica, tal como establece la Directiva 2009/28).

<sup>(1)</sup> Directiva 2001/77/CE y PER 2005-2010.

Fuente: PER 2005-2010 y PER 2011-2020, Ministerio de Industria.

Cuadro 4

**Objetivos por tecnología en el sector de electricidad**

	2010 <sup>(1)</sup>		2015		2020	
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Potencia (MW)	Producción (GWh)
Hidroeléctrica	18.977	38.186	19.860	37.963	22.672	41.597
Geotérmica	0	0	0	0	50	300
Solar fotovoltaica	400	609	5.416	9.060	7.250	12.356
Solar termoeléctrica	500	1.298	3.001	8.287	4.800	14.379
Mareomotriz, del oleaje	0	0	0	0	100	220
Eólica en tierra	20.155	45.511	27.847	55.538	35.000	70.734
Eólica marina	0	0	22	66	750	1.822
Biomasa, residuos, biogás	2.463	16.665	1.162	7.142	1.950	12.200
Total	23.663	53.772	57.308	118.056	72.572	153.608

Nota:<sup>(1)</sup> PER 2005-2010.

Fuente: PER 2005-2010 y PER 2011-2020, Ministerio de Industria.

**Instrumentos de apoyo a las energías renovables en España****Período 1998-2013**

Aunque con variantes y modificaciones a lo largo del período, el instrumento principal de apoyo a las energías renovables en España durante la etapa 1998-2013 han sido las primas y tarifas a la producción con fuentes renovables, aplicación del mecanismo *Feed-In-Tariffs*. En particular, las instalaciones renovables han tenido dos formas

de vender su electricidad que ha condicionado su retribución. Por un lado, venderla directamente al mercado obteniendo como retribución el precio del mercado más un complemento regulado (*Feed-in Premium-FIP*). Alternativamente, cederla a una empresa distribuidora a cambio de una tarifa también regulada por kWh producido (*Feed-in Tariff-FIT*). Se trata, por tanto, de un instrumento de intervención que fija el precio y deja que el mercado determine la cantidad. Además, la retribución percibida por la instalación dependía de la producción realizada.



A nivel de estructura, las primas y tarifas variaban con la tecnología y el tamaño de planta, y no dependían de la localización de la instalación. En cuanto a su evolución, la remuneración fue aumentando continuamente, primero actualizándose bajo criterios del Gobierno (R.D. 2018/1998), luego siguiendo el incremento de la tarifa de referencia (R.D. 436/2004), posteriormente ligándose al IPC (R.D. 661/2007), y finalmente, tomando como base el IPC subyacente a impuestos constantes (a partir de R.D. Ley 2/2013).

En todas las versiones del instrumento de apoyo utilizadas en España hasta la reforma de 2013, el nivel de remuneración se determinó de forma centralizada siguiendo los principios de la Ley 54/1997 del sector eléctrico, dirigidos a garantizar a los titulares de las instalaciones renovables una retribución razonable para sus inversiones. La remuneración se revisó cada cierto tiempo (cuatro años, generalmente) para recoger reducciones en los costes de las tecnologías debido al desarrollo tecnológico y el aprendizaje, aunque no estuvo condicionada al nivel de inversión acumulada. Solo en el R.D. 1578/2008, que fijó un nuevo marco retributivo para las instalaciones fotovoltaicas, se introdujo una regla prefijada de revisión de las tarifas basada en la potencia prerregistrada y el cupo de potencia establecido por el regulador. Los consumidores de electricidad financiaban el apoyo a través de las tarifas al formar parte de los costes regulados del sistema bajo el nombre de primas. Las instalaciones renovables han tenido siempre prioridad en el acceso a las redes.

### Reforma del mecanismo de incentivos

En el año 2013, con un nuevo partido político en el Gobierno y con las presiones de la Comisión Europea para reducir el déficit público, se inicia una reforma profunda del régimen jurídico y económico de las instalaciones de producción con energías renovables con el objetivo de garantizarles una rentabilidad razonable y asegurar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

La reforma se inicia con la promulgación del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el

que se abandona el modelo de incentivos *Feed-in Tariff*, que remunera la producción eléctrica (primas), por un sistema retributivo compensatorio que permita cubrir los costes necesarios para que las plantas renovables puedan competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de las tecnologías, y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto. En concreto, se establece como rentabilidad razonable del proyecto aquella situada en el entorno del rendimiento medio de las obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado en un diferencial apropiado para la inversión.

Posteriormente, se promulga la Ley 24/2013 de regulación del sector eléctrico, que sustituye a la Ley 54/2007, y que integra las nuevas condiciones de funcionamiento y retribución para las EE.RR. Por un lado, elimina el Régimen Especial y todas las instalaciones, renovables y no renovables, pasan a regirse por la misma normativa. Por otro lado, establece que la remuneración de las instalaciones debe coincidir con los ingresos que perciban del mercado más una retribución regulada específica suficiente para cubrir sus costes y obtener una rentabilidad razonable.

---

*Tras la reforma de 2013 la remuneración de las instalaciones es la suma de los ingresos percibidos en el mercado más una retribución específica que se compone de dos términos: uno por unidad de potencia instalada, para cubrir los costes de inversión que no pueden recuperarse en el mercado, y otro para cubrir la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos. Las nuevas instalaciones acceden a este régimen específico mediante concurrencia competitiva.*

---

Para la determinación de la retribución específica, a cada planta, en función de sus características de potencia, tecnología y antigüedad, se le asigna una instalación tipo definida por un conjunto de parámetros retributivos que se calculan tomando como referencia a una empresa eficiente y bien gestionada. Dichos parámetros permiten calcular

los ingresos por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes de explotación y el valor de la inversión inicial. La retribución específica se compone de dos términos, uno por unidad de potencia instalada, para cubrir los costes de inversión que no puedan ser recuperados con la venta de energía en el mercado (retribución a la inversión), y otro para cubrir la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado (retribución a la operación). Superada su vida útil regulatoria, las instalaciones dejan de percibir las retribuciones específicas. Además, si las instalaciones alcanzan, dentro su vida útil regulatoria, el nivel de rentabilidad razonable, no recibirán retribución a la inversión aunque mantendrán la retribución a la operación durante dicha vida útil. Las nuevas instalaciones renovables accederán al régimen retributivo específico mediante un procedimiento de concurrencia competitiva en el que se determinará el valor inicial de la inversión. Además, las ofertas renovables tendrán prioridad de despacho en el mercado a igualdad de condiciones económicas.

Los parámetros determinan los valores de variables relevantes de cada instalación tipo como la inversión inicial, el precio medio anual del mercado diario e intradiario, el número de horas de funcionamiento, la vida útil regulatoria, la tasa de rentabilidad y los costes de explotación<sup>4</sup>. Estos parámetros, y con ellos las retribuciones derivadas, serán revisados de forma general cada seis años, a excepción del valor inicial de la inversión y la vida útil. También se producirá una revisión intermedia de dichos valores cada tres años, a excepción de los costes de explotación que dependan del precio del combustible que serán revisados anualmente. El nivel de retribución está fijado para que se alcance una rentabilidad equivalente al de las obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado, que será de 300 puntos básicos durante el primer período regulatorio para las instalaciones existentes a la entrada en vigor del R.D. 9/2013 (hasta diciembre de 2019). Las instalaciones tipo están diferenciadas por tecnología, tamaño y zona climática.

El importe de la retribución está condicionado a unos límites inferior y superior para la estimación del precio de la energía en el mercado. Cuando el precio medio anual del mercado diario se sitúe fuera de dichos límites se genera un saldo, positivo o negativo, que se compensará a lo largo de la vida útil de la instalación. Asimismo, la retribución depende de las horas de funcionamiento de la instalación, siendo nula cuando no se supere un determinado umbral. Una vez que las instalaciones superen la vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución específica y sus ingresos serán exclusivamente los derivados de la venta de energía en el mercado.

## Efectos de las políticas de promoción de las energías renovables durante el período 1998-2013: fuerte impulso y alto coste

El instrumento de apoyo a las EE.RR. utilizado en España hasta 2013 ha resultado muy efectivo. El gráfico 1 permite observar el fuerte crecimiento experimentado por la capacidad instalada renovable en dicho período de casi un 150%, al pasar de 20.503 MW en 2000 a 49.995 MW en 2013, convirtiendo a España en el segundo país de la UE con el mayor nivel de potencia renovable instalada, solo por detrás de Alemania. Ese incremento se ha debido, fundamentalmente, a la continua inversión en parques eólicos durante todo el período y al intenso crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas en los últimos años.

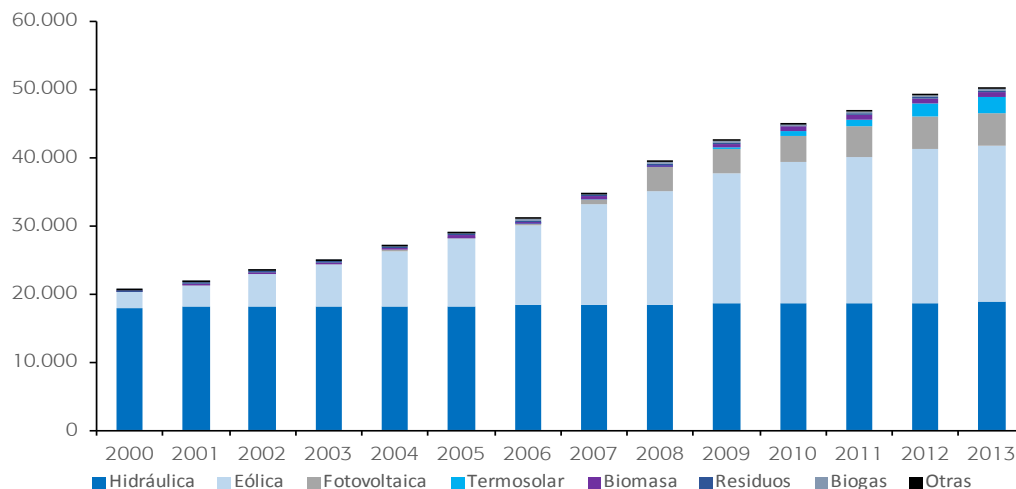
Asimismo, se han ido conquistando con holgura los objetivos fijados de potencia instalada y producción. Los cuadros 5, 6 y 7 recogen los grados de cumplimiento para los diferentes retos. Por lo que se refiere a las metas marcadas en la trayectoria indicativa de la Directiva 2009/28/CE para la cuota de renovables sobre el consumo de energía final, el sector energético español ha cumplido muy por encima de lo exigido. En cuanto a la trayectoria marcada por el Gobierno español en

<sup>4</sup> El Real Decreto 413/2014 desarrolla la metodología para el cálculo del régimen retributivo específico, y la Orden Ministerial IET/1045/2014 establece los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

Gráfico 1

## Evolución de la potencia renovable por tecnologías

(MW)



Fuente: IDAE.

el PER 2011-2020 para dicha cuota, el grado de cumplimiento ha estado muy cerca de los objetivos establecidos.

2014, último año del que se disponen datos, se ha superado el objetivo en prácticamente un 25%.

De la misma forma, se han alcanzado los objetivos fijados para la producción de electricidad con fuentes renovables. Como se observa en el cuadro 6, en prácticamente todos los ejercicios desde el año 2010 se ha cumplido con el objetivo marcado, aunque esto ha estado condicionado por la disposición de recursos hídricos en cada año. Para el

En lo que se refiere al cumplimiento de objetivos por tecnologías, los resultados varían. Como recoge el cuadro 7, a excepción de la biomasa, en todas las tecnologías se alcanzaron los planes para 2010, y en el caso de la fotovoltaica el nivel de inversión fue extraordinariamente superior al objetivo propuesto. Con respecto al grado de cumplimiento del año 2015, utilizando las cifras

Cuadro 5

## Cuota de renovables sobre energía final bruta consumida

(En porcentaje)

	2010	2011-2012	2013-2014
Trayectoria indicativa Directiva <sup>a</sup>	--	11	12,1
Trayectoria objetivo PER <sup>b</sup>	12,1 <sup>c</sup>	14,7	15,9
Trayectoria real	13,8	13,8 <sup>d</sup>	14,5 <sup>e</sup>
Grado cumplimiento:			
- real s/ indicativa Directiva		125	120
- real s/ objetivo PER	114	94	94

Fuentes: PER 2005-2010, PER 2011-2020, Ministerio de Industria, Energía y Turismo e IDAE. (a) Directiva 2009/28/CE; (b) PER 2011-2020; (c) PER 2005-2010. (d) 13,2% en 2011 y 14,3% en 2012. (e) 15,4% para 2013 y 15,3% para 2014 (Informe Estadístico Energías Renovables, MINETUR/IDAE, a mayo de 2015).



Cuadro 6

**Cuota de producción de electricidad con fuentes renovables**

(En porcentaje)

	2010	2011	2012	2013	2014
Objetivo	32,3 <sup>a</sup>	31,6	31,4	32,1	32,7
Real	34,3	30,7	30,5	40,5	40,8
Grado cumplim.	106,1	97	97	126,1	124,8

Notas: Producción de electricidad con fuentes renovables sobre producción bruta de electricidad para el sistema eléctrico nacional.  
<sup>(a)</sup> PER 2005-2010.

Fuente: PER 2005-2010, PER 2011-2020 y REE.

reales de 2014 como aproximación, los resultados parecen menos satisfactorios, especialmente para las tecnologías solar y eólica, con niveles de inversión bastante por debajo de lo exigido, posiblemente como consecuencia del cambio de incentivos a la promoción de EE.RR. que se ha producido a partir de 2008, y, especialmente, con la reforma de 2013.

Para ayudar a cumplir los objetivos, el Gobierno español concedió a las EE.RR. más de 35.000 millones de euros durante el período 2000-2013. En el gráfico 2 se presenta la evolución experimentada por esas ayudas en dicho período. Se

observa un crecimiento moderado en una primera fase hasta 2007, con un fuerte incremento en 2008 y, sobre todo en 2009, año en el que crecen un 95% con respecto al año anterior, como resultado de la expansión del parque fotovoltaico. A partir del 2010 el crecimiento de las ayudas es continuo pero más moderado, con la excepción del año 2011 en el que se reducen como consecuencia de la importante disminución de la producción eólica debido al escaso viento en ese año.

Analizando la evolución de las primas por tecnologías, recogidas en el cuadro 8, se observa que

Cuadro 7

**Grado de cumplimiento de objetivos de potencia instalada por tecnología**

	2010			2015	2014 <sup>a</sup>	
	Potencia objetivo (MW)	Potencia Real (MW)	Grado cumplim. (%)	Potencia objetivo (MW)	Potencia Real (MW)	Grado cumplim. (%)
Hidroeléctrica	18.977	18.573	97,9	19.860	19.898	100,2
Solar fotovoltaica	400	3.787	946,8	5.416	4.672	86,3
Solar termoeléctrica	500	632	126,4	3.001	2.300	76,6
Eólica en tierra	20.155	20.744	102,9	27.847	23.002	82,6
Eólica marina	0	0	--	22	3	13,6
Biomasa, residuos, biogás	2.463	825	33,5	1.162	1.174	101,0
Total	42.494	44.561	104,9	57.308	51.049	89,1

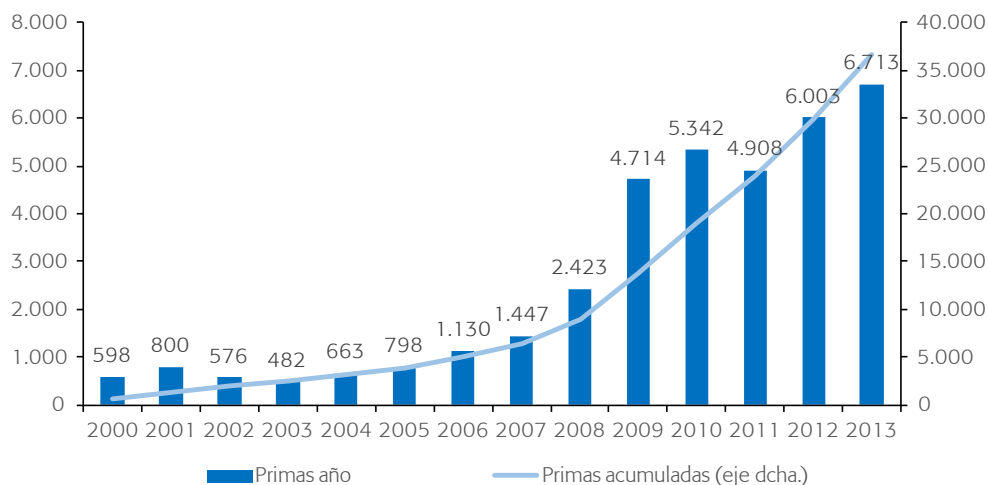
Nota: <sup>(a)</sup> Se utilizan los datos de 2014 para hacer la comparación con el objetivo establecido para 2015.

Fuentes: PER 2005-2010 y PER 2011-2020, IDAE y Ministerio de Industria.

Gráfico 2

**Primas anuales a las energías renovables y acumulado**

(Millones de euros)



Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE) y Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

entre 2000 y 2013 crecieron a una tasa anual del 20%, destacando principalmente el incremento experimentado por la energía fotovoltaica cuya remuneración creció en dicho período más del 103% en tasa anualizada.

En el cuadro 9 se muestra la prima media implícita por tecnología calculada como la diferencia entre la remuneración media total menos

el precio medio de mercado. Durante el período 2000-2013, en el que la remuneración media de la energía renovable fue de 103,4 euros/MWh, la prima media implícita fue de 60,21 euros/MWh. En este cuadro también queda reflejada la extraordinaria prima recibida por la energía solar, principalmente por la fotovoltaica, cuyo importe para el período es más de ocho veces el precio medio del mercado, 386,46 euros/MWh. Esto permitió,

Cuadro 8

**Primas a las energías renovables por tecnologías**

(Millones de euros)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Tasa crec. anualizada (%)
Solar FV	0	0	1	3	6	14	40	195	991	2.634	2.651	2.282	2.484	2.891	103
Solar Térmica											185	427	926	1.122	23
Eólica	315	464	379	294	452	613	866	1.004	1.156	1.621	1.965	1.711	2.053	2.123	16
Hidráulica	266	289	152	142	150	112	150	147	147	234	297	206	187	228	-1
Biomasa	16	46	44	44	55	59	74	101	129	225	244	282	353	349	27
<b>Total</b>	<b>598</b>	<b>800</b>	<b>576</b>	<b>482</b>	<b>663</b>	<b>798</b>	<b>1.130</b>	<b>1.447</b>	<b>2.423</b>	<b>4.714</b>	<b>5.342</b>	<b>4.908</b>	<b>6.003</b>	<b>6.713</b>	<b>20</b>

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y elaboración propia.

Cuadro 9

**Remuneración media de EE.RR. por tecnología. Período 2000-2013**

(Euros/MWh)

Período 2004-2013	Prima media	Precio medio mercado	Remuneración media	% Prima. s/Precio
Solar FV	343,27	43,19	386,46	795
Solar TE	259,68	43,19	302,87	601
Eólica	41,45	43,19	84,64	96
Hidráulica	44,71	43,19	87,9	104
Biomasa	54,11	43,19	97,3	125
Total	60,21	43,19	103,4	139

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y elaboración propia.

tal como se señala en del Río *et al.* (2014), que los proyectos de inversión en energía solar fotovoltaica llegaron a alcanzar niveles de rentabilidad entre el 10% y el 15%, muy por encima de las tasas razonables de la economía para inversiones de similar riesgo que se movieron en el entorno del 7%.

Asimismo, el *mix* de tecnologías renovables no se configuró de forma eficiente debido a que las primas sesgaron las inversiones hacia las instalaciones más rentables, sin tener en cuenta ni su nivel de madurez ni su aportación real de producción al sistema. Destaca en especial la intensa actividad inversora en energía fotovoltaica como consecuencia de las elevadas primas otorgadas a dicha tecnología. Este gran incremento de la capacidad fotovoltaica, que representó cerca del 60% del incremento de capacidad renovable del año 2008, es causa de la duplicación del volumen de las primas del año 2009.

Se puede concluir, por tanto, que el mecanismo de incentivos utilizado en España para la promoción de energías renovables durante el período 1998-2013 ha sido poco eficiente, otorgando una remuneración por producción excesiva, y dando lugar a un *mix* tecnológico inadecuado. El gráfico 3 lo confirma. La prima media obtenida por las EE.RR. en España en 2012 fue de las más altas de la UE, únicamente por detrás de Alemania e Italia, con un importe de 20,7 euros/MWh frente a los

13,7 euros/MWh de media de la UE.

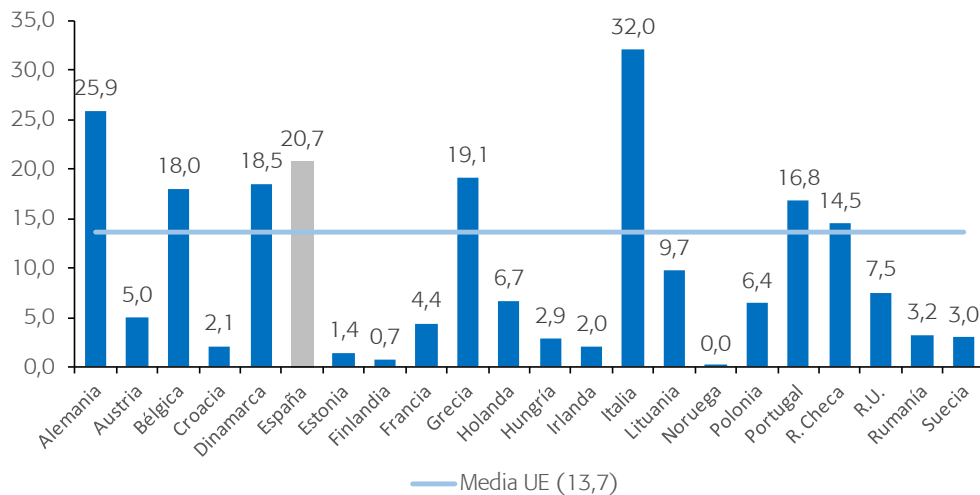
En términos de eficiencia, el único elemento positivo del instrumento de promoción de EE.RR. utilizado hasta 2013 ha sido su contribución al desarrollo de tecnologías poco maduras, como es el caso de la fotovoltaica. Sin embargo, el elevado y coyuntural mecanismo de remuneración ha impulsado un exceso de inversión en sistemas de producción que no han agotado completamente las ganancias de aprendizaje. De esta forma, no se ha realizado la mayor inversión en plantas renovables cuando los costes fueron menores. Por ello, tampoco se puede considerar al sistema como exitoso desde el punto de vista de la eficiencia dinámica.

Este incremento exponencial de las primas a las renovables junto a los beneficios extraordinarios obtenidos por las instalaciones hidráulicas y nucleares, perceptoras de un precio de energía muy por encima de sus costes de producción (Comisión Europea, 2012), han sido las principales causas del fuerte aumento experimentado por los costes de producción de la electricidad en España. Ese incremento de costes y la falta de adecuación de las tarifas eléctricas, único mecanismo de cobertura de los conceptos de costes incluidos en la factura eléctrica, ha generado un déficit presupuestario que ha puesto en peligro la propia estabilidad del sistema eléctrico español. En el gráfico 4 se puede observar el importe anual

Gráfico 3

**Prima media a EE.RR. en los países de la UE en 2012**

(Euros/MWh)



Fuente: Council of European Energy Regulators (CEER, 2015).

del déficit y su nivel acumulado que ha superado la cifra de 40.000 millones de euros en 2014.

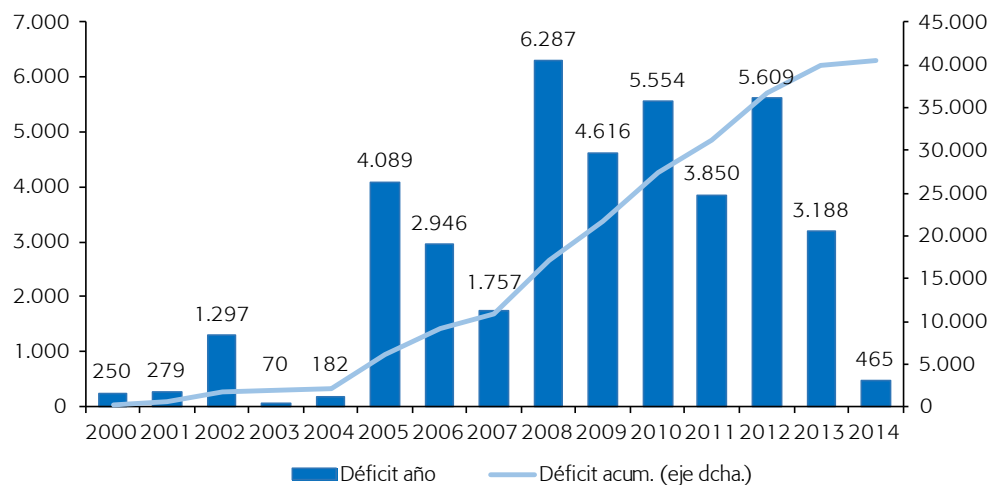
las plantas renovables han desplazado a muchas instalaciones convencionales como consecuencia de su prioridad de acceso al despacho, especialmente a centrales de ciclo combinado, que han reducido ostensiblemente sus horas de funcionamiento, y muchas han entrado en una delicada

76 Por otra parte, el instrumento de apoyo utilizado también ha influido en el funcionamiento del mercado en diversos aspectos. En primer lugar,

Gráfico 4

**Déficit de tarifa por año y acumulado**

(En millones de euros)



Notas: : Nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico, 2013. Liquidaciones de actividades reguladas (definitivas hasta 2007, provisional 14 de 2008 a 2014).

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

posición financiera. Al mismo tiempo, el desplazamiento de la curva de oferta por la entrada de las plantas renovables con costes marginales menores ha provocado una reducción de precios en el mercado mayorista (Sáenz de Miera, 2008; Gelabert *et al.*, 2011; Ciarreta *et al.*, 2014). En segundo lugar, la intermitencia y

---

*El incremento exponencial de las primas a las renovables junto a los beneficios extraordinarios de las instalaciones hidráulicas y nucleares, perceptoras de un precio de energía muy superior a sus costes de producción, han sido las principales causas del fuerte aumento de los costes de producción de la electricidad en España.*

---

variabilidad de la producción con fuentes renovables ha dificultado la operación de equilibrio del sistema, por lo que ha sido más necesaria la utilización de servicios complementarios de ajuste para evitar desequilibrios entre producción y demanda (Pérez-Arriaga y Batlle, 2012).

El recorte de las primas y la limitación del número de horas que dan derecho a subvención de las centrales renovables instaladas a partir de 2009, junto a la suspensión de incentivos a las nuevas instalaciones en 2012, no lograron eliminar el déficit, lo que impulsó la reforma de 2013.

### **Reforma de 2013: mayor sostenibilidad financiera pero gran incertidumbre**

El nuevo instrumento de apoyo a las energías renovables establecido con la reforma de 2013 mejora extraordinariamente la sostenibilidad financiera del sistema de incentivos al introducir un control absoluto sobre la potencia instalada y el nivel de apoyo. Pero esto a costa de una gran intervención y discrecionalidad que afectan negativamente

a la confianza de los inversores. La revisión a la baja con carácter retroactivo de las retribuciones de las plantas en funcionamiento<sup>5</sup>, que pueden poner en serias dificultades financieras a muchos proyectos y que están provocando un aluvión de denuncias en los tribunales nacionales e internacionales, junto a las características del nuevo instrumento, complejo y poco transparente en muchos aspectos, aumentan de forma considerable la incertidumbre, lo que deteriora el clima general de inversión y pone en peligro el alcance de los objetivos declarados.

Con el nuevo mecanismo la retribución otorgada a las instalaciones renovables se basa en diferentes parámetros que caracterizan a una instalación tipo eficiente y bien gestionada. En la medida en que estos parámetros reflejen adecuadamente la evolución real de los ingresos y los costes de la planta, su remuneración y rentabilidad permanecerán controlados. Es decir, las empresas tendrán incentivos a operar la planta de forma eficiente y las reducciones de costes conseguidas se traducirán en una reducción de las subvenciones a través de la actualización y revisión de los parámetros. De esta forma se garantiza que las instalaciones estén remuneradas al menor coste (eficiencia estática). Además, el valor de inversión de las nuevas instalaciones también estará ajustado al venir determinado por un procedimiento de competencia competitiva.

Al mismo tiempo, como el nuevo sistema de incentivos garantiza la misma rentabilidad a las diversas instalaciones tipo, que se diferencian por tecnología, tamaño, antigüedad y zona geográfica, no sesga las decisiones de inversión hacia ninguna opción tecnológica. De esta forma, se está fomentando la configuración de un parque renovable eficiente al ir incorporando las tecnologías en función de sus niveles de maduración, lo que permite aprovechar todas las ganancias de la curva de aprendizaje. Aunque, por otro lado, al no incentivar la inversión en tecnologías incipientes pero

<sup>5</sup> La reforma ha implicado una reducción aproximada de 1.700 millones de euros en la retribución percibida por las instalaciones con derecho a prima, con un impacto distinto por tecnología, siendo la hidráulica la más perjudicada al perder entre el 50% y el 90% de su retribución anterior (CNMC, 2014).



con gran capacidad de mejora, se podría estar perjudicando la configuración futura del parque, debilitando la eficiencia dinámica.

Por otra parte, al ser completamente intervencionista, el nuevo mecanismo deja poco espacio al mercado. Si en el modelo anterior se fijaba la prima y se permitía que la empresa libremente decidiese su rentabilidad a través de su comportamiento, con el nuevo modelo subvención y rentabilidad están restringidas, lo que desincentiva cualquier actuación que genere mayores rentas. Por otra parte, desaparece el papel del precio mayorista como señal de inversión u operación dado que los ingresos permanecerán ligados a la instalación tipo. Destacan positivamente, no obstante, la instauración de un procedimiento competitivo para la selección de nuevas instalaciones, y la participación obligatoria de las instalaciones en el mercado.

Con el nuevo instrumento las empresas tampoco tienen incentivos en introducir mejoras tecnológicas en sus plantas, por ejemplo a través de

---

*El nuevo sistema de incentivos fomenta la configuración de un parque renovable eficiente al ir incorporando las tecnologías en función de sus niveles de maduración, lo que permite aprovechar todas las ganancias de la curva de aprendizaje. Pero, al no incentivar la inversión en tecnologías incipientes pero con gran capacidad de mejora, se podría estar perjudicando la configuración futura del parque, debilitando la eficiencia dinámica.*

---

repotenciaciones, porque las ganancias de productividad no se traducen en mayores rentas al estar la rentabilidad acotada y ser los períodos de revisión muy cortos. Asimismo, las plantas tampoco están interesadas en incrementar sus horas de funcionamiento por encima del número máximo remunerado, lo que implicará una menor producción que la que habría si no existiera dicha restricción, en detrimento del cumplimiento de los objetivos comunitarios de energía renovable.

Pero la gran debilidad del nuevo mecanismo es que presenta varios aspectos de diseño que contribuyen a generar incertidumbre entre los potenciales inversionistas. En primer lugar, el proceso de configuración de las instalaciones tipo y su asignación a cada planta, que tienen una importante influencia en los ingresos futuros de las instalaciones renovables, no es transparente, lo que aumenta el riesgo de la inversión. En segundo lugar, la tasa de rentabilidad que se garantiza con el apoyo se asocia de forma arbitraria al rendimiento de los bonos del Estado más un diferencial sin tener en cuenta la especificidad de las inversiones en activos renovables. Sería más apropiado, como sugiere el informe CNE (2013), que dicho diferencial estuviera determinado con una medida más apropiada del coste del capital para este tipo de inversiones como puede ser el coste medio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital (WACC)*). En tercer lugar, no están suficientemente claros los criterios por los que se actualizarán y revisarán los parámetros y la tasa de rentabilidad, por lo que los inversores que soliciten o renegocien sus créditos bancarios se enfrentarán a incrementos del coste de capital para compensar una mayor prima de riesgo. Finalmente, también se incrementará el riesgo de inversión al no estar garantizado el despacho prioritario de las energías renovables, las cuales deberán competir con tecnologías no renovables de similares condiciones económicas.

En definitiva, la alta incertidumbre del nuevo mecanismo y el temor a futuros cambios con carácter retroactivo están afectando a la reputación regulatoria y jurídica de España por lo que se presagia una ralentización de las inversiones en EE.RR. y un encarecimiento de los proyectos realizados. Los datos parecen confirmarlo. En 2014, primer año completo con el nuevo mecanismo, la potencia renovable instalada en España ha sido de tan solo 51 MW. A esto hay que añadir las restricciones que se van a imponer a la generación distribuida con la introducción de un peaje de respaldo, lo que reducirá de forma importante su desarrollo.

Con las nuevas reglas de retribución se puede dificultar el cumplimiento de las directrices de la

Comisión Europea en materia de energías renovables. Ya lo apunta en uno de sus informes la Agencia Europea de Medio Ambiente (EEA, 2014) que considera improbable, a la vista de los datos actuales, que España consiga el objetivo de que el 20% del consumo final de energía proceda de fuentes renovables en 2020. Por ello, señala que

---

*La incertidumbre del nuevo mecanismo y el temor a futuros cambios con carácter retroactivo han afectado a la reputación regulatoria y jurídica de España, por lo que se presagia una ralentización de las inversiones y se puede dificultar el cumplimiento de las directrices de la Comisión Europea en materia de energías renovables.*

---

el Gobierno español tendrá que realizar una inversión importante y diseñar nuevas medidas para conseguir los objetivos. Asimismo, la Comisión Europea, en su informe sobre la situación en materia de energías renovables (Comisión Europea, 2015, pág. 7), advierte que España necesita valorar si sus políticas y herramientas son suficientes y efectivas para satisfacer sus objetivos de energías renovables.

## Conclusiones

Las políticas de promoción a las EE.RR. en España se centraron durante muchos años en alcanzar de forma rápida los objetivos marcados por la UE, tratando de aprovechar, al mismo tiempo, otros beneficios adicionales asociados al fomento de las renovables (desarrollo industrial y económico, creación de empleo), pero prestando poca atención a la evolución de la capacidad renovable instalada y al importe de las subvenciones. Cuando estas se dispararon, como consecuencia de la burbuja inversora de mediados de los 2000, el reto de los gobiernos fue mantener la efectividad del mecanismo con el propósito de cumplir los requerimientos de la UE, pero introduciendo modificaciones que lo hicieran sostenible financieramente

y más eficiente. Durante el período 2008-2013 se implantaron diversas medidas para contener el importe de las primas y evitar el aumento del déficit tarifario, desde el cambio de algunas condiciones para optar a los incentivos, pasando por la reducción de las tarifas y por el diferimiento del déficit tarifario a ejercicios futuros, hasta la supresión de los incentivos económicos a nuevas instalaciones desde enero de 2012 (R.D.L. 1/2012). Pero estas medidas no fueron suficientes para corregir el déficit tarifario creciente, lo que, junto a otros acontecimientos, impulsó la reforma del mecanismo de apoyo a las energías renovables.

La reforma del mecanismo era, por tanto, indispensable. La guía de recomendaciones elaborada por la Comisión Europea para el diseño de mecanismos de apoyo ofrecía las líneas adecuadas de cambio (Comisión Europea, 2013). La modificación del diseño del mecanismo FIT utilizado hasta ese momento habría sido suficiente para ajustarse a dichas recomendaciones y resolver los problemas de sostenibilidad financiera. En primer lugar, incluir procedimientos transparentes de revisión y actualización de los principales parámetros para adaptarse a los avances tecnológicos evitando revisiones discrecionales que puedan afectar a la seguridad jurídica de las inversiones. En segundo lugar, introducir medidas de contención del nivel de subsidios ligadas a la evolución de variables como la capacidad instalada, la cuota de producción renovable o el importe de las subvenciones (*degression mechanism*). En tercer lugar, establecer un impuesto al carbono para cofinanciar los subsidios a las EE.RR. y al mismo tiempo penalizar las fuentes fósiles en beneficio de las renovables.

Sin embargo, el Gobierno, acuciado por un déficit público alto y persistente, se centró en diseñar un instrumento de apoyo que fuese financieramente sostenible. Para ello, introdujo un excesivo nivel de control sobre los parámetros relevantes del mecanismo (tasa de rentabilidad, producción) y planteó procedimientos discrecionales de revisión de la retribución, lo que ha creado una enorme incertidumbre en los inversores. Si no se incluyen instrumentos adicionales que ofrezcan una mayor seguridad regulatoria existe un alto riesgo de que no se cumplan los requerimientos de energía

renovable establecidos en la Directiva comunitaria 2009/28/EC.

Con el propósito de mejorar el nuevo mecanismo de incentivos, primero, es recomendable fijar una tasa de rentabilidad razonable para toda la vida del proyecto, que refleje adecuadamente el coste de oportunidad de la inversión en el momento en el que esta se realiza. Para su cálculo debería utilizarse alguna medida de costes más apropiada como el valor presente del coste total de construir y operar una planta a lo largo de toda su vida útil, usando el concepto de coste *medio ponderado de capital* (WAAC) como aproximación al coste de capital. Segundo, es indispensable introducir incentivos para una utilización plena de la capacidad productiva, dado que con el nuevo mecanismo las plantas no obtienen mayores beneficios por generar electricidad por encima de la producción de referencia. Tercero, los procesos de actualización y revisión de los parámetros principales (costes de explotación, horas de funcionamiento, valor de inversión) deben regirse por criterios transparentes y no discrecionales. Para evitar descontroles financieros del sistema de apoyo solo se necesita imponer límites a las subvenciones condicionados a objetivos declarados de potencia instalada, cuota de producción o volumen de subvención. Es decir, el mecanismo de apoyo debe tener alguna flexibilidad para adaptarse a circunstancias cambiantes, pero de forma predecible para evitar incertidumbre innecesaria a los potenciales inversores. Cuarto, debe regularse adecuadamente la energía distribuida para que ayude a cumplir los objetivos comunitarios sobre renovables, además de crear competencia que contrarreste el fuerte poder de mercado de las grandes empresas eléctricas verticalmente integradas. Quinto, es necesario un rediseño del mercado mayorista que tenga en cuenta la creciente importancia de la intermitente energía renovable y posibilite la recuperación de los costes fijos de las plantas convencionales que suministran capacidad de reserva al sistema. Finalmente, se debe realizar un gran esfuerzo para restaurar la seguridad jurídica y reducir el riesgo regulatorio deteriorados con las medidas de carácter retroactivo adoptadas con el cambio de mecanismo de apoyo.

## Referencias

- AIE (2014), *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014, Market Analysis and Forecasts to 2020*, International Energy Agency, París.
- APPA (2015), *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2014*, Asociación de Empresas de Energías Renovables.
- CEER (2015), "Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013", Ref. C14-SDE-44-03, Council of European Energy Regulators.
- CIARRETA A.; ESPINOSA, M.P., y C. PIZARRO-IRIZAR (2014), "Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market", *Energy Policy*, 69: 205-215.
- COMISIÓN EUROPEA (2013), "European Commission guidance for the design of renewables support schemes", SWD (2013) 439 final.
- (2014), "RECOMENDACIÓN DEL CONSEJO relativa al Programa Nacional de Reformas de 2014 de España y por la que se emite un dictamen del Consejo sobre el Programa de Estabilidad de 2014 de España," Comisión Europea (2014) 410 final, Comisión Europea.
- (2015), "Informe de situación en materia de energías renovables", Comisión Europea (2015) 293 final.
- COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE) (2013), "Informe 18/2013 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos", Comisión Nacional de Energía, 4 de septiembre.
- COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES (CNMC) (2014), "Informe sobre la propuesta de Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación," Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, abril.
- COSTA, M., y E. TRUJILLO-BAUTE (2014), "Retail Price Effects of Feed-In Tariff regulation", *Documents de Treball*

- de Institut d'Economia 2014/29, Universitat de Barcelona.
- CULLEN, J. (2013), "Measuring the Environmental Benefits of Wind Generated Electricity", *American Economic Journal: Policy*, 5(4): 107–133.
- EEA (2014), "Energy support measures and their impact on innovation in the renewable energy sector in Europe", *EEA Technical Report* No 21/2014.
- GELABERT, L.; LABANDEIRA, X., y P. LINARES (2011), "An ex-post analysis on the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices", *Energy Economics*, 33, S59-S65.
- HELD, A.; RAGWITZ, M.; GEPHART, M.; DE VISSER, E., y C. KLESSMANN, (2014), "Design features of support schemes for renewable electricity", ECOFYS, European Commission, DG ENER.
- KONIDARI, P., y D. MAVRAKIS (2007), "A multi-criteria evaluation method for climate change mitigation policy instruments", *Energy Policy*, 35: 6235–6257.
- NOVAN, K. (2012), "Valuing the Wind: Renewable Energy Policies and Air Pollution Avoided", *E3 WP-027*, UC Center for Energy and Environmental Economics.
- PÉREZ-ARRIAGA, I.J., y C. BATLLE (2012), "Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation". *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1(2): 3–18.
- RAGWITZ, M., *et al.* (2007), OPTRES – Assessment and optimisation of renewable energy support measures in the European electricity market; Final report of the research project OPTRES, with support from the European Commission, DGTREN under the Intelligent Energy for Europe – Programme.
- REN21 (2015), "Renewables 2015 Global Status Report", Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- RÍO, P. DEL (2008), "Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms", *Energy Policy*, 36: 2917-2929.
- RÍO, P. DEL, y P. MIR-ARTIGUES. (2014), *A cautionary tale: Spain's solar PV investment bubble*, International Institute for Sustainable Development.
- SÁENZ DE MIERA, G.; RÍO, P. DEL, y P.I. VIZCAÍNO (2008), "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain", *Energy Policy*, 36: 3345-3359.