

Pablo del Río\*

# LA PROMOCIÓN DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE EN ESPAÑA EN EL CONTEXTO EUROPEO

*La promoción pública de la electricidad renovable en España se ha basado en un sistema de primas a los generadores renovables sufragadas por los consumidores eléctricos. La eficacia del sistema se debe a la elección de este instrumento, a sus elementos de diseño y a su continuidad estructural, con pequeñas adaptaciones en el mismo. El objetivo de este artículo es contextualizar el sistema de primas español, teniendo en cuenta las características de los mecanismos utilizados en el resto de países europeos, así como aportar un análisis de dicho sistema en base a distintos criterios.*

**Palabras clave:** energía, electricidad renovable, política energética, promoción pública, primas.  
**Clasificación JEL:** H8, O3, Q4.

## 1. Introducción

La promoción pública de las energías renovables es una prioridad política de la Unión Europea y de sus Estados miembros, como consecuencia de la posición de liderazgo en la lucha contra el cambio climático y la preocupación por contar con fuentes energéticas autóctonas que mitiguen la dependencia energética exterior y los riesgos que supone para la economía europea<sup>1</sup>. Dicha prioridad se ha concretado en la aprobación de le-

gislación comunitaria en la materia<sup>2</sup>, encontrándose actualmente en proceso legislativo una propuesta de nueva Directiva sobre energías renovables. Sin embargo, ni la vigente ni la futura Directiva establecen un sistema de apoyo a la electricidad procedente de fuentes de energía renovable (E-FER) común a todos los países, sino que dejan que éstos decidan el sistema que mejor responda a sus propios intereses.

Por tanto, cada país aplica el sistema que considera más apropiado y/o que es el resultado de la interacción entre los actores principales implicados en la promoción

---

\* Instituto de Bienes y Políticas Públicas (IPP). Centro de Ciencias Humanas y Sociales. Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC).

<sup>1</sup> Este artículo se centra en el análisis de las energías renovables para la producción de electricidad, no para otros usos (calor/frío o transporte).

---

<sup>2</sup> Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad.

de la E-FER (generadores y Administración pública, fundamentalmente). En España, la promoción pública de la E-FER se ha basado en un sistema de primas, es decir, ayudas a los generadores renovables sufragadas por los consumidores de electricidad.

El objetivo de este artículo es contextualizar el sistema español de apoyo a las energías renovables, teniendo en cuenta la evolución y las características de los mecanismos utilizados en el resto de países europeos, así como aportar un análisis de este sistema en base a distintos criterios de evaluación. Por tanto, el artículo se estructura de la siguiente forma. El siguiente apartado identifica las tendencias básicas de las energías renovables en Europa y España. El apartado tercero aporta un análisis crítico general de los diferentes instrumentos de promoción de la E-FER. El cuarto sitúa el sistema español de promoción de la E-FER en el contexto europeo, identificando los sistemas que se aplican actualmente en los Estados miembros, su evolución y los elementos de diseño que les caracterizan, subrayando las especificidades del sistema español y sus ventajas e inconvenientes. El artículo se cierra con un apartado de conclusiones.

## 2. Promoción de las energías renovables en Europa y España: situación y perspectivas

### Situación de las energías renovables en Europa y España

La capacidad de generación eléctrica en la UE-27 está basada fundamentalmente en tecnologías térmicas convencionales, 57 por 100, seguidas de la nuclear, 18 por 100, hidráulica, 18 por 100, y eólica, 5 por 100 (datos del año 2005). Los porcentajes correspondientes a España en ese mismo año fueron: tecnologías térmicas, 50 por 100, nuclear, 10 por 100, hidráulica, 26 por 100, y eólica, 5 por 100 (Comisión Europea 2008b).

Con respecto a la generación, el peso de las fuentes térmicas y las renovables es inferior a su peso en la capacidad total, mientras que el peso de la nuclear es mucho mayor, tanto en España como en Europa (Cuadro 1). En

**CUADRO 1**  
**GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD – UE-27 Y ESPAÑA, 2005**  
**(En %)**

	UE-27	España
Carbón . . . . .	28,4	26,8
Petróleo . . . . .	4,2	8,1
Gas . . . . .	21,4	27,2
Nuclear . . . . .	30,2	19,3
Renovables . . . . .	14,0	15,0
Otros . . . . .	2,3	3,0

FUENTE: COMISIÓN EUROPEA (2008b).

España el peso del gas es sustancialmente mayor que en Europa, mientras que el de la nuclear es mucho más bajo. En el resto de tecnologías en España se pueden observar porcentajes ligeramente más altos en petróleo, renovables y «otras», y ligeramente más bajos en carbón.

Con respecto a la generación por tecnología renovable, puede observarse que la hidráulica juega un papel preponderante en la UE, seguida de la eólica y la biomasa. Las tecnologías solares tienen un peso mínimo (Cuadro 2). En España existe un peso ligeramente superior de las renovables en el consumo eléctrico. El peso de la hidráulica es inferior que en Europa, mientras que el de la eólica es muy superior. El de la biomasa es ligeramente inferior en nuestro país y lo mismo ocurre con la solar, aunque el crecimiento en España de esta tecnología en los últimos años ha sido muy superior al europeo. El peso de cada tecnología renovable está relacionado con los potenciales de generación y los diferentes niveles de apoyo a dichas tecnologías en cada país.

El crecimiento de la generación de E-FER en Europa ha sido significativo<sup>3</sup> y se ha basado, fundamentalmente, en la eólica y la biomasa sólida.

<sup>3</sup> En el período 1990-2003 se ha multiplicado por 5, desde los casi 20.000 GWh/año hasta los 100.000 GWh/año.

**CUADRO 2**  
**GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD PROCEDENTE**  
**DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, 2005**  
**(En %)**

	Peso total	Hidráulica	Eólica	Biomasa	Solar	Geotérmica	Objetivo 2010
UE-27. ....	14,0	9,2	2,1	2,4	0,045	0,2	21,0
España. ....	15,0	6,7	7,2	1,1	0,027	0,0	29,4

FUENTE: COMISIÓN EUROPEA (2008b).

**CUADRO 3**  
**EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN E-FER EN ESPAÑA**  
**(En GWh\*)**

	Solar	Eólica	Hidráulica (<10MWh)	Biomasa
1990. ....	—	2	977	—
1995. ....	1	181	2.240	203
1996. ....	1	374	3.589	235
1997. ....	1	697	3.451	107
1998. ....	1	1.354	3.621	170
1999. ....	1	2.696	3.790	192
2000. ....	1	4.689	3.926	275
2001. ....	2	6.931	4.394	698
2002. ....	5	9.603	3.901	1.155
2003. ....	9	12.063	5.092	1.535
2004. ....	18	16.078	4.752	1.745
2005. ....	41	21.173	3.817	2.105
2006. ....	106	22.941	4.130	2.124
2007. ....	494	27.394	4.115	2.141

NOTA: \* 1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 kWh.

FUENTE: CNE (2008).

En España, la importancia relativa de cada tecnología renovable y su crecimiento han sido desiguales (Cuadro 3). La generación eólica ha crecido sustancialmente y su importancia es alta. La solar ha experimentado también un gran crecimiento últimamente, aunque partía de un nivel de generación muy bajo y su peso en la generación total es poco relevante. La minihidráulica, la

tecnología renovable más importante en la última década del siglo pasado, ha sufrido un estancamiento. Finalmente, la biomasa tampoco acaba de despegar. Por tanto, el *boom* de la E-FER en España se refiere al auge de la eólica y la solar.

Quizá más relevante que el crecimiento de la generación renovable sea el dato de su cobertura de la deman-

da eléctrica en nuestro país, que alcanzó el 20 por 100, en 2007 (incluyendo la gran hidráulica). La eólica, con un 10 por 100 de cobertura, y la gran hidráulica, con un 7 por 100, son las tecnologías más importantes en este sentido, mientras que el resto fueron insignificantes, con porcentajes del 2 por 100 (minihidráulica), 1 por 100 (biomasa) y 0,52 por 100 (solar) (CNE 2008)<sup>4</sup>.

### Instrumentos de promoción de la E-FER a nivel europeo

Puede considerarse la Comunicación de 1997 «Energía para el futuro: fuentes de energía renovable. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios» como el primer hito importante en la promoción de la energía renovable en la Unión Europea. Conocido como Libro Blanco de las energías renovables, en ella se establece el objetivo de que el 12 por 100 del consumo energético bruto de energía proceda de fuentes de energía renovable en 2012.

Para contribuir a la consecución del objetivo del Libro Blanco, la Directiva 77/2001/EC, de electricidad renovable, establece el objetivo indicativo de que el 21 por 100 de la electricidad consumida en 2010 proceda de FER. Se establecen objetivos indicativos por país, con un rango que oscila entre el 5,7 por 100 para Luxemburgo y el 78 por 100 para Austria, siendo el objetivo para España del 29,4 por 100<sup>5</sup>. Los objetivos son el resultado de un proceso de negociación política en el que una de las variables tenidas en cuenta fue el potencial renovable en cada país y su situación de partida. Se trata, no obstante, de objetivos indicativos, no

obligatorios, cuyo incumplimiento no da lugar a sanciones financieras<sup>6</sup>.

El 23 de enero de 2008 se publicó el borrador de una nueva Directiva de energía renovable (es decir, no sólo electricidad), actualmente en proceso legislativo. Entre otros aspectos, la Directiva incorpora el objetivo, acordado un año antes, de una participación del 20 por 100 de renovables en la energía europea. En este caso se trataría de un objetivo obligatorio, tanto para la Unión Europea como para sus Estados miembros. La Directiva no prescribe ni armoniza a nivel europeo ningún instrumento de promoción, por lo que cada país sigue teniendo libertad para elegir su sistema de apoyo. La situación resultante, caracterizada por la diversidad de sistemas de promoción entre países, se analiza en los siguientes apartados.

### 3. Instrumentos de promoción de las energías renovables: un análisis crítico

La promoción pública de la E-FER en los países europeos se basa en la aplicación de cuatro tipos de «instrumentos principales» (Uyterlinde *et al.*, 2003; Del Río y Gual, 2004; Hernández y Del Río, 2007):

— Primas. Se trata de ayudas a la producción (es decir, por kWh generado) pagadas en forma de precios garantizados, combinados, frecuentemente, con una obligación de compra por parte de los distribuidores de electricidad. Los costes del apoyo son financiados por los consumidores eléctricos.

— Sistemas de subasta. El gobierno invita a los generadores renovables a competir, bien por un determinado montante de dinero o por una determinada capacidad de E-FER. Dentro de cada banda tecnológica, se conce-

<sup>4</sup> Sin embargo, a pesar del importante crecimiento de la E-FER en la última década, el peso de las renovables en la energía primaria no ha experimentado una gran variación en nuestro país, como consecuencia de los importantes crecimientos del consumo energético (transporte y electricidad) y su irrelevancia en el sector del transporte (del 6,6 por 100 en 1997 al 6,8 por 100 en 2007, según la Comisión Nacional de la Energía (CNE 2008).

<sup>5</sup> España asumió posteriormente un objetivo nacional superior, el 30,3 por 100.

<sup>6</sup> Las proyecciones actuales indican que el objetivo del 12 por 100 no se cumplirá. Además, con las actuales políticas, y a menos que las tendencias actuales cambien drásticamente, la UE no alcanzará el objetivo indicativo del 22 por 100 establecido en la Directiva. Según la propia Comisión Europea, sólo se llegaría al 19 por 100 (EUROPEAN COMMISSION 2007a).

de la subvención a las pujas más baratas por kWh. La política se financia a través del recibo de la electricidad.

— Cuota con *certificados verdes negociables* (CVN). La demanda de CVN se genera por la obligación impuesta a los distribuidores de electricidad de que, al final del año, hayan adquirido una determinada cantidad de CVN correspondiente a un determinado porcentaje de sus ventas de electricidad (la denominada «cuota»). Si estas empresas no cumplen con su obligación tendrán que pagar una penalización. La oferta de CVN viene dada por el hecho de que cada MWh de E-FER genera automáticamente un CVN que es asignado al generador correspondiente, y que éste puede vender a los distribuidores. Por tanto, estos generadores se benefician de dos flujos de ingresos procedentes de dos diferentes mercados: el precio de mercado de la electricidad y el precio de mercado de los CVN. El precio del CVN es el resultado de la interacción de la oferta y la demanda, y depende del nivel del objetivo (cuota) y de los costes de generación de E-FER.

— Incentivos fiscales. Funcionan a través del sistema impositivo y pueden ser exenciones o rebajas en impuestos (energéticos, de sociedades o sobre la renta), tipos de IVA inferiores o sistemas de amortización acelerada (Uyterlinde *et al.*, 2003).

Aparte de estos instrumentos «principales», en los Estados miembros se utilizan varios instrumentos «secundarios», complementarios de los anteriores (Del Río y Gual, 2004)<sup>7</sup>:

— Subvenciones a la inversión. Estas subvenciones se suelen conceder como porcentaje de la capacidad instalada. Su uso está muy extendido en los países europeos.

— Fondos verdes-precios verdes. En este instrumento voluntario y basado en la disposición a pagar por la E-FER por parte de los consumidores, éstos pagan un plus en su factura eléctrica para promover la E-FER. Este pago sirve para financiar los costes adicionales de la E-FER con respecto a la electricidad convencional.

La evaluación de los sistemas de promoción de la E-FER se ha realizado de acuerdo con los criterios de eficacia y eficiencia en costes en la consecución de los objetivos de E-FER. Otros criterios, en particular los de equidad, viabilidad política y eficiencia dinámica (capacidad de generar mejoras tecnológicas continuas en las tecnologías renovables) han recibido una atención considerable recientemente. A continuación se aportan ciertos elementos de análisis que nos permitan contextualizar la evaluación de los sistemas europeos y español de promoción de la E-FER<sup>8</sup>. La evaluación se circunscribe a los dos instrumentos principales que actualmente se aplican con mayor profusión en la UE: las primas y los CVN.

En general, puede afirmarse que, con respecto al criterio de eficacia, los sistemas de primas se han demostrado superiores, aunque en el plano teórico esa superioridad no era necesariamente previsible<sup>9</sup>. De hecho, cabría esperar que un sistema de cuotas con CVN, al fijar la cantidad objetivo de E-FER, fuera muy predecible con respecto a la consecución del objetivo a lograr, mientras que en las primas existiría cierta incertidumbre, pues la prima puede ser insuficiente para promover la generación renovable. Sin embargo, aquellos países en los que se ha producido un significativo incremento de la E-FER coinciden con aquéllos que utilizan un sistema de primas, pues se han fijado a un nivel suficientemente alto para estimular las inversiones y suponen me-

<sup>7</sup> En la literatura se han utilizado otros criterios de clasificación: si los instrumentos afectan a la generación o a la capacidad de E-FER, o si influyen en la demanda o en la oferta de E-FER, si son instrumentos voluntarios u obligatorios, si son de efectos directos o indirectos, si se trata de mecanismos de precios o de cantidades, o si están orientados a la oferta de tecnología o a la demanda de mercado (*supply-push* vs. *demand-pull*) (UYTERLINDE *et al.*, 2003).

<sup>8</sup> Véase, entre otros, DEL RÍO y GUAL (2004), FINON y PÉREZ (2007), HAAS *et al.* (2004) y MENANTEAU *et al.* (2003).

<sup>9</sup> En este trabajo nos centramos en la evaluación de los sistemas de primas frente a los CVN, por ser los sistemas que actualmente están siendo utilizados en Europa. Las subastas ya no se aplican en ninguno de los países como instrumento de apoyo principal.

nos riesgos para el inversor que un sistema de CVN, al conocerse con antelación el nivel de apoyo. Por el contrario, en los CVN este nivel depende del precio de los mismos, que fluctúa y, de hecho, suele ser muy volátil<sup>10</sup>.

No obstante, algunas de las propiedades de eficacia que se suelen asociar a las primas tienen que ver más con otros aspectos que con las características del propio instrumento, tales como la continuidad y las trabas administrativas. El primer aspecto alude a la ausencia de cambios drásticos en el instrumento, que generan inseguridad e incertidumbre para el inversor. Como en otros ámbitos, la inversión se ve constreñida por un elevado riesgo y, teniendo en cuenta que la rentabilidad de las inversiones en E-FER depende muy directamente del instrumento de promoción, éste es una fuente fundamental de riesgo. Los países en los que las primas han sido más eficaces en el pasado (Alemania, España y Dinamarca) se han caracterizado por sistemas estables. Por otro lado, los procedimientos administrativos para los proyectos renovables pueden ralentizar su desarrollo con independencia del sistema de promoción empleado<sup>11</sup>.

Con respecto a la eficiencia en costes, *a priori*, la evaluación teórica tendería a priorizar la utilización de los sistemas de CVN que, como instrumento de cantidades, aseguraría que un determinado objetivo de E-FER se consiga al menor coste posible, mientras que con el sistema de primas existiría el riesgo de fijar el apoyo a un nivel excesivamente alto. De hecho, ésa era la característica que solía destacarse más cuando los CVN surgieron como propuesta de instrumento de promoción, a finales de los años noventa del siglo pasado, y ésa fue, también, la característica que llevó entonces a la Comisión Europea a defender inicialmente, en algún docu-

mento oficial<sup>12</sup> (aunque rectificaría después), la utilización de ese instrumento, para basar en él un posible marco comunitario de apoyo a la E-FER<sup>13</sup>

Los objetivos de generación E-FER se lograrían así a un coste bajo. Sin embargo, el hecho de que haya un precio único de los CVN, sin distinción por tecnología, y de que el precio de los mismos se fije con la tecnología marginal más cara que permite alcanzar la cuota, generarán un excesivo apoyo a las tecnologías más baratas (*windfall profits*). Como muestran las simulaciones realizadas por el modelo dinámico *Green-X* (véase Huber *et al.*, 2004), el coste para el consumidor tiende a ser más bajo en los sistemas de primas, pues existe una diferenciación del nivel de apoyo por tecnología (más bajo para tecnologías más baratas), mientras que la ausencia en general de esta distinción en los CVN provoca apoyos excesivos para las tecnologías más baratas (y, frecuentemente, niveles de apoyo insuficientes para las más caras)<sup>14</sup>.

Sin embargo, en la práctica, el instrumento no se ha demostrado tan eficiente en costes como se esperaba. La volatilidad y dificultad de predecir los precios de los CVN ha generado elevadas primas de riesgo que han encarecido los proyectos renovables, en contraste con el nivel de apoyo menos incierto suministrado por las primas, como han demostrado empíricamente Butler y

<sup>12</sup> Véase, por ejemplo, COMISIÓN EUROPEA (1998).

<sup>13</sup> La razón es que, al generarse un precio único de los CVN como consecuencia de la interacción de la oferta y la demanda de E-FER, se incentivaría a los productores de E-FER baratos (cuyos costes de generación estuvieran por debajo del precio) a producir, desincentivándose a los más caros. El resultado (ideal) es que los objetivos de E-FER se alcanzarían igualándose los costes marginales entre productores y países (equimarginalidad), con un único nivel de apoyo (el precio del CVN), establecido exactamente en ese nivel de equimarginalidad.

<sup>14</sup> De hecho ésta ha sido la razón por la que en Italia se decidió sacar a esta tecnología del sistema de cuotas con CVN y apoyarla con un sistema de primas. Obviamente, existen alternativas dentro del diseño de los CVN para corregir este problema, por ejemplo, dando más CVN por MWh de generación a las tecnologías menos maduras o estableciendo mercados separados por tecnologías. En este último caso, sin embargo, se agudizaría el problema de la volatilidad del precio de los CVN en mercados muy estrechos.

<sup>10</sup> No obstante, esta volatilidad podría reducirse en mercados con tamaños superiores a los nacionales (por ejemplo, la UE) y con ciertos elementos de diseño (*depósito y préstamo*, cuota creciente conocida con cierta antelación, precios máximos y mínimos de los CVN, etcétera).

<sup>11</sup> Los casos de Grecia y Francia para la eólica, con sistemas de primas relativamente generosas, pero sustanciales trabas administrativas, son paradigmáticos en este sentido.

Neuhoff (2008) en la comparación de los casos del Reino Unido (CVN) y Alemania (primas)<sup>15</sup>.

Por otro lado, frecuentemente se olvida que uno de los aspectos que contribuyen a la eficiencia son los costes administrativos de implantación y funcionamiento del sistema de promoción, y los costes de transacción para las empresas participantes<sup>16</sup>. La simplicidad administrativa inherente a los sistemas de primas respecto a los de CVN los hace superiores en este sentido (véase Finon y Pérez, 2007, y Mentanteau *et al.*, 2003). Sin embargo no existe ningún análisis empírico riguroso que haya comparado esos costes para distintos instrumentos de promoción.

Otro criterio de evaluación es el de la eficiencia dinámica, o incentivo continuo al cambio tecnológico generado por el instrumento. Se trata de un criterio importante, pues es de esperar que los objetivos de renovables sean cada vez más ambiciosos y es necesario disponer de tecnologías baratas en el futuro para alcanzarlos a un coste moderado. Como los procesos de cambio tecnológico tienen un período dilatado de maduración, las tecnologías futuras son consecuencia de decisiones tomadas hoy. Las dos fuentes fundamentales de cambio en tecnologías renovables son:

— Inversiones en I+D, que permiten mejorar la calidad, rendimiento y costes de estas tecnologías, haciéndolas más competitivas con respecto a las tecnologías convencionales.

— Fenómenos de aprendizaje y economías de escala, que permiten mejorar la calidad y, sobre todo, reducir los costes con una mayor difusión de las tecnologías. El apoyo público (en nichos protegidos por los sistemas de

apoyo) puede permitir romper el círculo vicioso en el que se encuentran algunas de estas tecnologías: no son atractivas (y, por tanto, no se difunden) por su elevado coste. A su vez, la ausencia de difusión impide que sus costes se reduzcan por economías de escala y efectos de aprendizaje y, por tanto, sus costes se mantienen elevados.

— La competencia entre proyectos puede generar un incentivo a reducir costes.

Por tanto, para valorar la eficiencia dinámica de los instrumentos debe tenerse en cuenta en que medida éstos pueden contribuir a los tres aspectos mencionados.

Con respecto a las inversiones en I+D, Menanteau *et al.* (2003) defienden que éstas son más probables con un sistema de primas, pues con este sistema el cambio tecnológico tiende a incrementar el excedente del productor, incentivándole a innovar (como consecuencia de la utilización de parte de ese excedente para inversiones en I+D). En contraste, el excedente que iría al productor es limitado en los CVN. Las empresas punteras en el desarrollo y suministro de tecnologías renovables se encuentran en países con sistemas de primas.

Es también más probable que las primas den lugar a fenómenos de aprendizaje y economías de escala en mayor medida que los CVN, como consecuencia de un mayor incentivo a la difusión con aquel sistema. En este sentido, parecen existir efectos sinérgicos entre los criterios de eficacia y eficiencia dinámica.

Finalmente, los sistemas de CVN generan un incentivo a reducir costes por la presión de la competencia entre proyectos, mientras que este incentivo no se encuentra presente en el sistema de primas (Menanteau *et al.*, 2003).

Es posible que pueda existir un conflicto entre la eficiencia en costes y la eficiencia dinámica: un excesivo énfasis en promover en exclusiva las tecnologías más baratas a corto plazo puede impedir la difusión de tecnologías más caras pero con un elevado potencial de reducción de costes en el tiempo si se posibilita su adopción, como consecuencia de los fenómenos de escala y aprendizaje. Esas tecnologías, hoy más caras, serán ne-

<sup>15</sup> No obstante, debe tenerse en cuenta que muchos de los mercados de CVN se encuentran todavía en un estado incipiente, alejado de la madurez. Por tanto, es probable que su nivel de volatilidad y el precio de los CVN sean más altos que en una situación de mercados maduros.

<sup>16</sup> Los costes de transacción para el promotor del proyecto son de varios tipos: costes de búsqueda de proyectos, costes de preparación y negociación, costes de las autorizaciones, costes de control y costes de establecimiento del contrato de financiación con los prestamistas (FINON y PÉREZ, 2007).

cesarias en un futuro para alcanzar objetivos de E-FER (y, probablemente, también de emisiones de CO<sub>2</sub>) a un coste razonable. Desarrollar únicamente las tecnologías más baratas no es eficiente en términos intertemporales. Existe, pues, un sólido argumento para la diversidad tecnológica, que supone ceder cierta eficiencia a corto plazo en aras de una mayor eficiencia intertemporal (tomando en cuenta el corto y el largo plazo).

En todo caso, el análisis comparativo de los instrumentos de promoción a nivel general tiene dos importantes limitaciones:

1) Pueden existir diferencias notables en elementos clave de diseño dentro de una misma categoría de instrumentos. Estas particularidades hacen que la comparación de instrumentos, en base a características generales de los mismos, resulte superficial o incluso trivial. Es en los elementos específicos de diseño, que difieren entre países, y en la continuidad (estabilidad) de los mismos donde reside el éxito o fracaso de los instrumentos. Han existido experiencias de buen funcionamiento de mecanismos que pertenecen a diferentes categorías: CVN (Texas, en EE UU) y primas (Alemania y España), así como malas experiencias con diferentes instrumentos: CVN (Austria, sistema ya abandonado) o primas (Grecia). El siguiente apartado presta atención a estos elementos de diseño.

2) Por otro lado, otros factores no directamente relacionados con el mecanismo de apoyo, o su diseño, influyen en la realización de proyectos renovables (como son los trámites administrativos o los procedimientos de acceso a la red eléctrica). Aislar el efecto del instrumento propiamente dicho de esos otros factores resulta una tarea metodológicamente muy compleja.

Además, la perspectiva de economía política ha estado ausente en los análisis realizados. El instrumento y los elementos de diseño del mismo elegidos serán consecuencia de la interacción entre los distintos actores implicados, con distintos intereses, estrategias y poder de negociación, y no necesariamente los «mejores». Por lo tanto, la elección de los instrumentos y sus elementos deben analizarse en función de su «viabilidad

política» y «aceptabilidad social», con el objetivo de proponer instrumentos y elementos de diseño que puedan llegar a aplicarse en la práctica.

También es importante tener en cuenta que pueden producirse importantes conflictos entre criterios de evaluación. Aparte del mencionado entre eficiencia en costes y eficiencia dinámica, es probable que exista otro entre simplicidad de diseño y la necesidad de tener en cuenta muchos elementos para mejorar eficiencia y eficacia. La simplicidad ahorra costes de transacción y administrativos, pero no permite incluir elementos de diseño que mejoren la eficiencia económica y la eficacia del sistema. En el otro extremo, una inclusión abusiva de cláusulas incrementa la complejidad del sistema y los costes de transacción y administrativos, reduciendo su eficiencia.

Uno de estos conflictos clave es el que se produce en la cuestión de la estabilidad *versus* adaptabilidad. La literatura suele destacar como condición para el éxito del sistema de promoción la estabilidad del mismo, pues aporta seguridad para el inversor y reduce los costes de los proyectos de E-FER. Sin embargo, la estabilidad no debe ser entendida como ausencia de todo cambio. Entenderlo así supondría una rigidez poco acorde con la flexibilidad que exige la adaptación a un entorno institucional y socioeconómico y a una evolución tecnológica cambiantes. Por ejemplo, deben producirse adaptaciones del nivel de apoyo a la trayectoria de los costes de las diferentes tecnologías renovables de acuerdo con los efectos de aprendizaje, para evitar que una reducción de los costes se transmita al consumidor, de modo que éste siga pagando lo mismo, con el resultado de unos mayores excedentes para los generadores renovables. Esta capacidad de adaptación del sistema constituye un elemento clave de diseño del mismo. Lo que debe evitarse es la discrecionalidad a la hora de efectuar modificaciones, aunque en la práctica es difícil mantener un equilibrio entre estabilidad y capacidad de adaptación a situaciones cambiantes. La adaptación a la evolución de los costes de las tecnologías es más fácil de lograr con un sistema de primas, en el que se establezcan los niveles

**CUADRO 4**  
**SISTEMAS DE PROMOCIÓN DE E-FER PRIMARIOS UTILIZADOS EN EUROPA**

	Primas	CVN	Subasta	Incentivos fiscales
Austria . . . . .	X			
Bélgica . . . . .		X		
Bulgaria . . . . .	X			X
Chipre . . . . .	X			
República Checa . . . . .	X			
Dinamarca . . . . .	X		X (eólica)	
Estonia . . . . .	X			
Finlandia . . . . .				X
Francia . . . . .	X		X (>12 MW, excepto eólica)	
Alemania . . . . .	X			
Grecia . . . . .	X			
Hungría . . . . .	X	(posible en el futuro)		
Irlanda . . . . .	X			
Italia . . . . .	X (solar fotovoltaica)	X		
Letonia . . . . .	X	X (sin CVN)	X (eólica)	
Lituania . . . . .	X			
Luxemburgo . . . . .	X			
Malta . . . . .	X			
Holanda . . . . .	X			
Polonia . . . . .		X		
Portugal . . . . .	X			
Rumanía . . . . .		X		
Eslovaquia . . . . .	X			
Eslovenia . . . . .	X			
España . . . . .	X			
Suecia . . . . .		X		
Reino Unido . . . . .		X		

FUENTE: COMISIÓN EUROPEA (2008a).

de apoyo previstos, que con uno de CVN, en el que no se fija directamente ese nivel de apoyo.

**4. Sistema de promoción español de la E-FER en el contexto europeo**

Este apartado trata de situar al sistema español de primas en el contexto europeo.

**Instrumentos de promoción en los Estados miembros**

El sistema primario que se ha aplicado con más profusión en Europa es el de primas (Cuadro 4), utilizado por 19 Estados miembros, mientras que el sistema de cuotas con CVN ha sido adoptado por siete países. La subasta es claramente minoritaria, y sólo tres países

la aplican, aunque sólo para algunas tecnologías<sup>17</sup>. Finalmente, dos países aplican los incentivos fiscales como instrumento principal. Además, los países utilizan una serie de instrumentos secundarios, particularmente subvenciones a la inversión (Ragwitz *et al.*, 2007).

Aunque el Cuadro 4 puede dar la imagen de que varios países aplican una serie de instrumentos homogéneos, en realidad las diferencias entre esos instrumentos son significativas, pues los elementos de diseño concretos seleccionados hacen que difieran entre sí, incluso para una misma categoría. Puede afirmarse que actualmente los 27 Estados miembros tienen 27 diferentes sistemas de apoyo, que se han desarrollado en parte porque el apoyo se ha vinculado a prioridades nacionales socioeconómicas y ambientales.

Otra razón por la que se han utilizado distintos instrumentos y elementos de diseño está relacionada con la interacción entre los intereses y estrategias de actores con distinto poder de negociación (Gobiernos, *utilities* y generadores de renovables).

### **Evolución de los sistemas de promoción en Europa**

Los Estados miembros han ido ajustando constantemente sus sistemas de apoyo para mejorar su funcionamiento. Puede distinguirse entre cambios en el sistema—cambios drásticos en las políticas utilizadas, que dan lugar a un nuevo sistema de apoyo— y adaptaciones del sistema, que son modificaciones parciales en el sistema existente relacionados con la introducción o modificación de algún elemento de diseño.

Pueden observarse los siguientes tipos de cambios de sistema:

1) Algunos países han pasado de tener un sistema de primas a otro de CVN (Bélgica, Italia<sup>18</sup>, Polonia, Rumanía y Suecia).

2) En otros países, el sistema de subastas ha sido sustituido por otros instrumentos (Reino Unido pasó a CVN, Irlanda y Francia a primas).

3) En otros Estados miembros no se han producido cambios drásticos. En particular, muchos han mantenido su sistema de primas (Austria<sup>19</sup>, España, Alemania, Portugal, Bulgaria, República Checa, Dinamarca, Estonia, Hungría, Grecia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Eslovaquia y Eslovenia), aunque con ciertas adaptaciones.

4) Cambios muy particulares son los que se han producido en Chipre (de un sistema de incentivos a otro de primas) y Países Bajos (de un sistema complejo, con utilización de CVN, a uno de primas<sup>20</sup>).

### **Elementos de diseño de los sistemas de promoción: una visión comparativa del mecanismo de primas**

Aunque la literatura ha puesto el énfasis en la comparación entre instrumentos, lo cierto es que la eficiencia y eficacia en la promoción de la E-FER depende tanto de la elección de un instrumento determinado como del diseño concreto del mismo. Varios estudios muestran que el éxito en la promoción de la E-FER depende de estos elementos de diseño (Haas *et al.*, 2004; Huber *et al.*, 2004; Ragwitz *et al.*, 2007; Del Río, 2008).

¿Cuáles son esos elementos de diseño que inciden significativamente en la eficacia, eficiencia estática y eficiencia dinámica de un determinado sistema de promoción? En el caso de las primas, los elementos de diseño más relevantes serían (Ragwitz *et al.*, 2007):

<sup>17</sup> Dinamarca utiliza un sistema de subasta para la eólica marina, Francia lo aplica para las plantas con una potencia superior a los 12 MW (excepto la eólica) y Letonia confía en este instrumento para la eólica.

<sup>18</sup> Italia aplica un sistema de primas para la solar fotovoltaica.

<sup>19</sup> Austria aplicó un sistema de cuotas con CVN en 2002 con una muy corta duración.

<sup>20</sup> Para un análisis pormenorizado de los sistemas de promoción aplicados en Holanda en el pasado y de su evolución en el tiempo, véase VAN SAMBEEK y VAN THUIJL (2003).

— Obligación de compra. Se refiere a la existencia de una obligación, que recae sobre los distribuidores de electricidad, de comprar E-FER.

— Tarifa escalonada. Consiste en diferenciar el nivel de apoyo en función de los costes de las tecnologías renovables o de diversos factores que afectan a la rentabilidad de las plantas que utilizan una misma tecnología —tamaño, tipo de combustible utilizado (sólo aplicable a la biomasa) o calidad del recurso renovable—<sup>21</sup>. Se trataría de ajustar el nivel de apoyo a los costes de generación de cada tecnología en cada localización, reduciendo el coste para los consumidores con respecto a una tarifa única.

— Opción prima frente a tarifa regulada. En los sistemas de primas suelen existir dos opciones para remunerar la generación renovable. O bien se concede una cantidad de apoyo total por kWh (tarifa fija) o bien el generador renovable puede vender su electricidad en el mercado y se complementa ese ingreso con una ayuda (prima). Obviamente, si el precio de la electricidad aumenta mucho (como ocurrió en España), entonces los generadores preferirán la opción de prima.

— Tarifa con reducción en el tiempo (*degressive FIT*). Consiste en reducir el nivel de apoyo anualmente para las nuevas plantas de generación renovable en función de la evolución de los costes de la tecnología respectiva. Para evitar la discrecionalidad de la Administración pública en la fijación de esas reducciones del apoyo e incrementar la seguridad para los inversores, puede vincularse esa reducción a un parámetro más o menos objetivo, como son las curvas de aprendizaje esperadas para las distintas tecnologías, aunque esto también puede dar lugar a problemas<sup>22</sup>.

<sup>21</sup> Por ejemplo, es de esperar que, como consecuencia de las economías de escala, las plantas más grandes tengan unos menores costes y, por tanto, una mayor rentabilidad para un mismo nivel de apoyo.

<sup>22</sup> Puede ocurrir que, como consecuencia de la escasez de ciertos materiales (acero en eólica y silicio en solar fotovoltaica), se produzcan aumentos de costes temporales o duraderos de las tecnologías.

— Obligación de predicción de la E-FER por parte de los generadores renovables, sujeta a penalizaciones en caso de incumplimiento (pago por desvíos entre la producción real y la esperada). Esto es particularmente relevante para mejorar la integración en la red de las renovables intermitentes (eólica, solar e hidráulica).

— Orientación a la demanda. Se trataría de incentivar la producción de E-FER cuando la demanda de electricidad es mayor.

El Cuadro 5 identifica dónde se aplican estos elementos de diseño.

### **Evolución del sistema de primas a la electricidad renovable en España**

El sistema de primas ha experimentado una evolución legislativa en la última década que ha dado lugar a ciertas adaptaciones del mecanismo, pero manteniendo el sistema básico. Desde el Real Decreto 2366/1994 se han producido tres importantes modificaciones, mediante los Reales Decretos 2818/1998, 436/2004 y 661/2007. Se identifican aquí los principales cambios, así como los factores y actores que han estado detrás de los mismos<sup>23</sup>. Dichas reformas son consecuencia de la interacción entre los actores, así como de ciertos problemas de ajuste que se han ido manifestando con el incremento de la generación renovable (fundamentalmente, eólica).

En el Real Decreto 2366/1994 se establecía la obligación para las empresas distribuidoras de comprar la energía excedentaria procedente de las instalaciones renovables a un precio fijado en función de las tarifas eléctricas (CNE, 2008). No obstante, no existía una garantía de precios a largo plazo, y las actualizaciones anuales de los mismos se realizaban mediante una orden ministerial.

La Ley 54/1997 del sector eléctrico aporta el marco básico legal para la promoción de la E-FER, posterior-

<sup>23</sup> Para un detalle pormenorizado de las mismas véase CNE (2008) y DEL RÍO (2008).

**CUADRO 5**  
**ELEMENTOS DE DISEÑO EN LOS SISTEMAS DE PRIMAS**

	Obligación de compra	Tarifa escalonada	Opción prima	Tarifa degresiva	Obligación de predicción	Orientación a la demanda
Austria . . . . .	X	X				
Chipre . . . . .	X	X				
República Checa . . . . .	X	X	X			
Dinamarca . . . . .	X	X	X			
Estonia . . . . .	X		X		X	
Francia . . . . .	X	X		X		
Alemania . . . . .	X	X		X		
Grecia . . . . .	X	X				
Hungría . . . . .	X					X
Irlanda . . . . .	X	X				
Italia . . . . .	X	X		X		
Lituania . . . . .	X					
Luxemburgo . . . . .	X	X				
Países Bajos . . . . .		X	X			
Bulgaria . . . . .	X	X				
Portugal . . . . .	X	X				X
Eslovaquia . . . . .	X	X				
Eslovenia . . . . .	X	X	X		X	X
España . . . . .	X	X	X		X	

FUENTE: RAGWITZ *et al.* (2007).

mente desarrollado en el Real Decreto 2818/1998. Se establece el acceso garantizado a la red y un apoyo de precios a los productores de E-FER. Las plantas con potencia inferior a los 10 MW tienen derecho a recibir una prima (artículo 30.4).

En el sistema del Real Decreto 2818/1998 se estableció la regulación concreta de la E-FER, ajustándose a lo indicado en la Ley 54/1997 (CNE, 2008). Los generadores de E-FER pueden elegir entre dos alternativas de remuneración: o bien una prima fija sumada al precio de mercado (mayorista) de la electricidad, o bien un precio total fijo (tarifa). Ambos se actualizan anualmente. La segunda opción permite a los generadores conocer sus ingresos con antelación, con independencia de los cambios en el precio de la electricidad. Estas ayudas las pagan finalmente los consumidores eléctricos.

El sistema era relativamente simple, con bajos costes administrativos y de transacción para las empresas. En ese momento, la preocupación fundamental era impulsar las renovables y mantener los costes para el consumidor eléctrico a un nivel razonable. Esto se conseguía con la actualización anual del apoyo y revisiones cada cuatro años. Sin embargo, la actualización anual generaba incertidumbre para los generadores renovables, que desconocían el nivel del apoyo en los años siguientes.

En la reforma del Real Decreto 436/2004 se mantiene la posibilidad de que los generadores vendan su electricidad a los distribuidores o directamente en el mercado. En ambos casos, el apoyo está vinculado a la tarifa eléctrica media o de referencia (TEMR). Aunque la TEMR es fijada anualmente a través de una decisión del

Gobierno, el cálculo del apoyo es menos discrecional y más predecible. Genera una menor intervención administrativa, una menor posibilidad de negociación entre reguladores y regulados sobre los niveles de apoyo y, por tanto, menores costes administrativos y de transacción para las empresas. Además, se garantiza el apoyo durante la vida útil de la instalación. El apoyo es distinto según la tecnología renovable (como en el Real Decreto 2818), difiere según el tamaño de las instalaciones (menor para las grandes) y se reduce algunos años después de la puesta en marcha de la planta (dependiendo de la tecnología).

Por otro lado, en el Real Decreto 436/2004 se trata de corregir ciertos desequilibrios provocados por un crecimiento significativo de la E-FER (eólica) y, concretamente, su efecto en la estabilidad de la red. En este sentido, se introduce la obligación para los generadores renovables de pagar por los desvíos que se produzcan entre la producción esperada y la real<sup>24</sup>, y de incentivar a aquellos generadores renovables que sean capaces de soportar huecos de tensión (5 por 100 de la TEMR durante cuatro años). Otro de los objetivos del Gobierno es fomentar la participación de la E-FER en el mercado mayorista de la electricidad<sup>25</sup>.

Sin embargo, al vincular el nivel de apoyo a la evolución del precio de la electricidad (TEMR), y experimentar éste un incremento significativo, los costes de la promoción aumentaron también de manera sustancial. Ésto dio lugar a una nueva modificación del sistema,

mediante el Real Decreto 661/2007, en el que se desvincula el nivel de apoyo a la evolución de la TEMR y se establece un sistema de «suelo y techo»<sup>26</sup>. Si la suma del precio de la electricidad más la prima está por encima del «techo», entonces los generadores de E-FER sólo recibirán el nivel de apoyo del techo. Si está por debajo del «suelo», entonces recibirán el nivel de apoyo correspondiente a éste.

Este sistema es único en el mundo, y permite limitar los costes para los consumidores (techo) a la vez que se establece una seguridad para el inversor en E-FER, por la existencia de un nivel mínimo de apoyo y rentabilidad (suelo). No obstante, se mantiene la doble opción de venta a los distribuidores o venta en el mercado. El apoyo tiene lugar durante toda la vida de la instalación, pero se va reduciendo después de su puesta en marcha. Las actualizaciones son anuales y vinculadas al IPC (−0,25 por 100 hasta el 31 de diciembre de 2012, y −0,5 por 100 después), y las revisiones se producen cada cuatro años desde 2010. Aunque la incertidumbre vinculada a estas revisiones no ha desaparecido, pues los niveles de apoyo dependen todavía de una decisión gubernamental, las revisiones de los niveles de apoyo son necesarias para ajustar éstos a la evolución de los costes de la tecnología.

Por otro lado, los sucesivos Gobiernos han estado, crecientemente, preocupados por el impacto del aumento de la E-FER en la estabilidad de la red. El Real Decreto 661/2007 reafirma el acceso prioritario a la red de la E-FER, y exige que las plantas (mayores de 10MW) estén adscritas a un centro de control<sup>27</sup>. Se exige a los nuevos parques eólicos que contribuyan a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión<sup>28</sup>.

<sup>24</sup> Desvíos superiores al 20 por 100 para la solar y la eólica, y 5 por 100 para el resto, exigían un pago en la opción de venta a distribuidores. Se pedía a los generadores renovables que informaran al distribuidor con 30 horas de antelación sobre su producción esperada. Los costes de los desvíos se calculaban como el 10 por 100 de la TEMR multiplicada por la suma de los desvíos sobre los límites de tolerancia. Para las plantas que vendían su electricidad al mercado, el pago por desvíos era el mismo que el del sistema ordinario.

<sup>25</sup> Aquellos generadores renovables que optaran por vender su electricidad en el mercado recibirían un «incentivo de mercado», además de la prima y el precio de mercado de la electricidad. Este incentivo era del 10 por 100 de la TEMR. Este objetivo se logró ya a finales de 2006, cuando el 96 por 100 de la electricidad procedente de eólica se vendía en el mercado.

<sup>26</sup> Aunque sólo para instalaciones que participen en el mercado.

<sup>27</sup> Red Eléctrica de España creó el Centro para el Control del Régimen Especial, que facilita la gestión de una creciente participación de generación E-FER intermitente.

<sup>28</sup> Se establece un incentivo para manejar los huecos de tensión (sólo eólica, 0,38 céntimos de euro/kWh) hasta 2014. Los parques eólicos reciben este incentivo durante un período máximo de cinco años si cuentan con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad del suministro frente a huecos de tensión.

Finalmente, la regulación de los desvíos se hace más restrictiva para la eólica y la solar, con límites de tolerancia restringidos al 5 por 100 para todas las E-FER (eran del 20 por 100 para la eólica y la solar previamente), aunque los generadores podrán formular correcciones de sus predicciones con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario.

Los elementos diferenciadores del sistema español de primas, con respecto a sus homólogos europeos, pueden resumirse en los siguientes puntos: 1) estabilidad y flexibilidad del sistema, 2) doble opción de venta a los distribuidores o en el mercado, 3) sistema de suelo y techo, 4) diferenciación del apoyo según el momento del día<sup>29</sup>, 5) actualizaciones anuales vinculadas al IPC y 6) predicción y pago por desvíos.

El primer punto es particularmente relevante. Se ha mantenido la estructura básica del sistema a pesar de las sucesivas reformas. Éstas han permitido su continuidad y estabilidad con la consiguiente seguridad para el inversor, necesaria para fomentar la realización de inversiones a largo plazo a costes moderados, mientras que, al mismo tiempo, se han ido resolviendo los problemas y preocupaciones que han ido apareciendo como consecuencia de un gran incremento de la generación de E-FER (eólica). Esta flexibilidad es una de las grandes fortalezas del sistema español de primas. Las sucesivas reformas han incrementado la transparencia y estabilidad, y reducido la discrecionalidad en la fijación de los niveles de apoyo, con el consiguiente efecto positivo en la eficacia y eficiencia dinámica de la promoción<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> El apoyo se diferencia según el momento del día. Las plantas de generación con biomasa, biogás e hidráulica, en la opción de tarifa regulada, pueden elegir entre un período «punta» y un período «valle» para entregar su electricidad a la red. El nivel de apoyo correspondiente se multiplica por 1,0462 para las plantas que vendan su electricidad en el período pico, y por 0,9670 para las que lo vendan en el valle. Por tanto, se promueve la generación en horas punta.

<sup>30</sup> La reducción de los niveles de incertidumbre tiene efectos positivos en la eficiencia dinámica, dado que niveles de apoyo más estables incentivan a los suministradores de equipos y tecnologías a producir en masa, y las economías de escala reducen los costes de esas tecnologías.

## Eficacia y eficiencia comparada: algunos datos

En general, resulta complicado analizar la eficacia y eficiencia de los sistemas de apoyo a la E-FER. Una de las razones es que es muy difícil separar el efecto propiamente dicho del instrumento de otros factores.

### Eficacia

La forma tradicional de identificar la eficacia de un instrumento ha sido mostrar la evolución de la generación renovable durante un determinado período. En este sentido, los datos del apartado segundo mostraban un gran crecimiento de la eólica y la solar (recientemente) y cierto estancamiento del resto de tecnologías en España.

Sin embargo, aun siendo ilustrativo, este indicador no tiene en cuenta el potencial renovable en distintas localizaciones y, por tanto, impide una comparación rigurosa entre países. Un indicador de eficacia que permite soslayar este problema es el definido como la ratio del cambio en la generación de electricidad (normalizada) durante un período de tiempo dado, y el potencial adicional realizable a medio plazo (hasta 2020)<sup>31</sup> para una tecnología determinada (Ragwitz *et al.*, 2007; Comisión Europea, 2008a):

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_n^i}$$

Donde:

$E_n^i$  = indicador de eficacia para la tecnología renovable  $i$  en el año  $n$ .

$G_n^i$  = potencial de generación de la tecnología renovable  $i$  en el año  $n$ .

$ADD - POT_n^i$  = potencial adicional de generación de la tecnología  $i$  en  $n$  hasta 2020.

<sup>31</sup> Se trata de un año clave, pues a él se refieren los objetivos de la Directiva de energías renovables.

Con este indicador para el período 1998-2006, España figura con un alto grado de eficacia en eólica. Sin embargo, la eficacia es baja en biomasa y solar fotovoltaica, y media-alta en minihidráulica<sup>32</sup>. No obstante, el mayor crecimiento de la solar fotovoltaica se ha producido, precisamente, a partir de 2005. En el caso de la biomasa, la falta de eficacia parece estar relacionada con el bajo nivel de apoyo y otras barreras (véase Del Río y Gual 2007). Sorprende un tanto la eficacia en minihidráulica, cuando esta tecnología ha experimentado un estancamiento. La razón es que la elevada utilización del potencial disponible para esta tecnología hace que el potencial adicional sea bajo y, por tanto, el indicador de eficacia sea alto.

#### *Eficiencia*

Con respecto a la eficiencia, un indicador inicial consiste en comparar el nivel de apoyo en varios países. Por ejemplo, para la eólica, los datos del proyecto OPTRES (Rawgitz *et al.*, 2007, página 43) muestran que, en 2004, España tenía, con 7 céntimos de euro/kWh, el sexto nivel de apoyo más bajo de los países de la UE-15, por delante de Dinamarca, Finlandia, Irlanda, Suecia y Portugal (todos ellos en un rango de 4,5 a 6,2 céntimos de euro/kWh) y muy por debajo de los países que lo tenían más alto, todos ellos con sistemas de cuotas con CVN (Italia, Reino Unido y Bélgica, en el entorno de 10 a 12 céntimos de euro/kWh). El proyecto REXPANSION (Resch *et al.*, 2005), que comparaba los niveles de apoyo a varias tecnologías renovables en seis países europeos con sistemas de primas, mostraba que los niveles de apoyo en España eran comparativamente bajos en biomasa y medios en minihidráulica, solar fotovoltaica y eólica.

Sin embargo, este indicador resulta algo burdo pues no considera los costes de generación. Para unos determinados costes de generación es más eficiente aquel

sistema cuyo nivel de apoyo se ajuste más a esos costes. Unos niveles de apoyo muy superiores a los costes de generación generan excesivos beneficios para los generadores renovables a costa de los consumidores eléctricos. El indicador construido en el proyecto OPTRES sí tiene en cuenta este aspecto, al comparar la cantidad de apoyo recibida por la electricidad renovable (nivel de apoyo) con los costes de generación a largo plazo (véase Ragwitz *et al.*, 2007, y Comisión Europea, 2008a). Cuanto menor sea la diferencia, mayor la eficiencia del sistema de apoyo. En comparación con otros países europeos, en España la diferencia entre los niveles de apoyo y los costes de generación a largo plazo es de nivel medio-bajo en eólica y minihidráulica, muy alta en biomasa y muy baja en solar fotovoltaica.

#### **5. Conclusiones**

Este artículo ha mostrado las particularidades del sistema español de promoción de la E-FER en el contexto europeo, que se concretan en tres aspectos básicos: el sistema de promoción elegido (primas), los elementos de diseño del sistema y las pequeñas adaptaciones sucesivas realizadas durante los últimos diez años, manteniendo la estructura básica del sistema. Estos tres aspectos han facilitado la eficacia y eficiencia del mecanismo, al reducir los riesgos asociados a la inversión en E-FER, generando credibilidad en la continuidad y estabilidad del sistema. En cuanto a los elementos de diseño, las elecciones (y adaptaciones sucesivas) realizadas han ido normalmente (con alguna excepción) en la dirección de una mayor certidumbre para el inversor y de un cierto control en el nivel de apoyo para no sobrecargar en exceso a los consumidores eléctricos, que son los que pagan por la promoción de la E-FER. La preocupación por los efectos en la estabilidad de la red y la integración de la E-FER en el mercado eléctrico han sido también aspectos en los que se ha puesto un énfasis creciente.

El análisis de la evolución de los elementos de diseño en el caso español, así como el estudio comparativo de

<sup>32</sup> Para más detalles, véase COMISIÓN EUROPEA (2008a).

esos elementos en distintos sistemas de primas en Europa revela que debe prestarse más atención a la cuestión de los elementos de diseño del sistema —frente a la elección de un sistema u otro—. En efecto, de dicha cuestión depende, en gran parte, el éxito en la promoción de la E-FER.

### Referencias bibliográficas

- [1] BUTLER, L. y NEUHOFF, K. (2008): «Comparison of Feed-in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development», *Renewable Energy*, 33, 1854-1867.
- [2] COMISIÓN EUROPEA (1998): *Report to the Council and the European Parliament on Harmonization Requirements: Directive 96/92/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity*, COM (1998) 167 final, 16 March.
- [3] COMISIÓN EUROPEA (2008a): *The Support of Electricity from Renewable Energy Sources Accompanying Document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources*, {COM(2008) 19}. Brussels, xxx. SEC(2008) 57.
- [4] COMISIÓN EUROPEA (2008b): *EU Energy and Transport in Figures. Statistical Pocketbook 2007/2008*, Luxemburgo.
- [5] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE) (2008): *Informe mensual de ventas de energía del régimen especial*. Madrid. <http://www.cne.es>.
- [6] DEL RÍO, P. (2008): «Ten Years of Renewable Electricity Policies in Spain: An Analysis of Successive Feed-in Tariff Reforms», *Energy Policy* (en prensa).
- [7] DEL RÍO, P. y GUAL, M. A. (2004): «The Promotion of Green Electricity in Europe: Present and Future», *European Environment Journal*, 14, páginas 219-234.
- [8] DEL RÍO, P. y GUAL, M. A. (2007): «An Integrated Assessment of the Feed-in Tariff System in Spain», *Energy Policy*, 35, páginas 994-1012.
- [9] FINON, D. y PÉREZ, Y. (2007): «The Social Efficiency of Instruments of Promotion of Renewable Energies: A Transaction-cost Perspective», *Ecological Economics*, 62, 77-92.
- [10] HAAS, R., EICHHAMMER, W., *et al.* (2004): «How to Promote Renewable Energy Systems Successfully and Effectively», *Energy Policy*, 32, 833-839.
- [11] HERNÁNDEZ, F. y DEL RÍO, P. (2007): *El Protocolo de Kioto y su impacto en las empresas españolas*, CSIC, Madrid.
- [12] HUBER, C.; HERNÁNDEZ, F. y DEL RÍO, P. *et al.* (2004): *Green-X. Deriving Optimal Promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market*, Final Report of the project GREEN-X, Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Austria.
- [13] MENANTEAU, P.; FINON, D. y LAMY, M. (2003): «Prices versus Quantities: Choosing Policies for Promoting the Development of Renewable Energy», *Energy Policy*, 31, 799-812.
- [14] RAGWITZ, M. y HED, A., *et al.* (2007): *Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market. Final Report of the project OPTRES*, Supported by the European Commission (D.G. Energy and Transport), Bruselas.
- [15] RESCH, G.; LÓPEZ-POLO, A.; AUER, H. y HAAS, R. (2005): *Electricity from Renewable Energy Sources in EU-15 Countries. A Review of Promotion Strategies*, Report of work package 1 of EU-funded project REXPANSION. [http://www.ewea.org/06projects\\_events/proj\\_RE\\_Xpansion.htm](http://www.ewea.org/06projects_events/proj_RE_Xpansion.htm).
- [16] UYTERLINDE, M. A.; GUAL, M.; DEL RÍO, P. y HERNÁNDEZ, P. *et al.* (2003): *ADMIRE-REBUS, Assessment and Dissemination of Major Investment Opportunities for Renewable Electricity in Europe Using the REBUS Tool*, Final Report ECN-C -03-082, ECN: Petten, The Netherlands.
- [17] VAN SAMBEEK, E. J. W. y VAN THUIJL, E. (2003): *The Dutch Renewable Electricity Market in 2003. An Overview and Evaluation of Current Changes in Renewable Electricity Policy in the Netherlands*, ECN Report-C - 03-037, Ámsterdam.