

# *Política de electricidad renovable: sistema de primas frente a comercio de certificados verdes*

118

El presente artículo discute el sistema de primas («feed-in tariffs») y el esquema de comercio de certificados verdes, que son los dos ejemplos más conocidos y populares de instrumentos de política de fomento de la electricidad renovable. Se comparan ambos esquemas en lo concerniente a su impacto en situaciones de incertidumbre, los riesgos de mercado y regulatorios, el impacto en la innovación tecnológica, el efecto sobre el precio de la electricidad y el saldo fiscal de las Administraciones, así como algunos aspectos del balance eficiencia/equidad (efecto «NIMBY»). Las conclusiones no son nítidamente favorables a uno u otro mecanismo de regulación. Las modalidades de implementación, la estructura de costes de la tecnología considerada, la disponibilidad de recursos y las condiciones del entorno existentes en mercados directamente relacionados con el eléctrico (financieros, de recursos energéticos primarios, de gestión de riesgos, etc.), harán que en cada caso sea más apropiada la adopción de un esquema u otro.

*Artikulu honek primen sistemari (feed-in tariffs) eta egiaztagiri berdeen merkataritzako eskemari buruzko eztabaidea eskaintzen digu; izan ere, bi aukera horiek dira argindar berriztagarra sortzeko politika sustatzeko tresnariak ezagunenak. Bi eskema horiek erkatu egiten dira, zalantzazko egoeretan zer nolako eragina daukaten ikusteko, merkatuko arriskuak eta arautzearenak nolakoak diren jakiteko, berrikunta teknologikoak zer nolako eragina duen jakiteko, argindarraren prezioan eta administrazioen saldo fiskalean nola eragiten duen ikusteko, eta efizientzia/ekitatearen balantzea («NIMBY») efektua zertan den aztertzeko. Erkatzearen bidez lortutako emaitzak ez dira argi agertzen erregulazio-modu baten edo bestearen alde. Hainbat eragile daude, hala nola implantazio eta garapen modalitateak, kontuan harturiko teknologiaren kostu-egitura, baliabideen eskuragarritasuna, merkatu elektrikoarekin zuzeneko zerikusia duten merkatuetan (finantza-merkatua, baliabide energetiko primarioen merkatua, arriskuak kudeatzeko, e.a.) dauden baldintzak, eta horien guztien ondorioz kasu batzuetan bat eta beste batzuetan bestea aukeratzea izango da egokiena.*

The paper discusses feed-in tariffs (a price-based market-pull instrument) and tradable green certificates (quantity-based market-pull instrument) as the two prevailing support schemes for renewable electricity in Europe. It compares them for uncertainty, market and regulatory risks, cost-efficiency, technical innovation (“valley of death”), consumer electricity prices, public finance, NIMBY and local benefits. The paper also gives an overview of the status-quo of RES-E policies in the EU.

## ÍNDICE

1. Introducción
  2. El desarrollo de la electricidad de fuentes de energía renovables
  3. Las políticas de electricidad de fuentes de energía renovables en Europa
  4. Análisis de los sistemas de primas y el comercio de certificados verdes
  5. Conclusiones
- Referencias bibliográficas

Palabras clave: sistema de primas, Comercio de Certificados Verdes, Electricidad Renovable.

Keywords: feed-in tariffs, tradable green certificates, renewable electricity.

N.º de clasificación JEL: Q42, Q48, Q54, Q55.

### 1. INTRODUCCIÓN

El fomento de las energías renovables y la búsqueda una mayor eficiencia energética se encuentran en el corazón de las políticas energéticas de la Unión Europea (UE) y de la mayor parte de los países industrializados del mundo. Existen cuatro razones que suelen llevar a pensar que la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable (E-FER)<sup>1</sup> es más cara que la producida con fuentes convencionales: *a*) los costes ambientales no están totalmente internalizados en el caso de la generación de electricidad con tecnologías convencionales; *b*) la producción de energía intermitente asociada a algunas de las principales fuentes renovables (energía eólica, energía fotovoltaica) ge-

nera externalidades negativas; *c*) el *lock-in* de las tecnologías convencionales ha hecho que las E-FER hayan penetrado muy poco en el mercado hasta el momento, provocando la ausencia de efectos de escala en los costes; *d*) la mayoría de las tecnologías E-FER todavía requieren innovación y tienen un largo camino por recorrer a lo largo de su curva de aprendizaje.

Con el fin de superar algunos de estos inconvenientes, muchos países han decidido fijar objetivos e introducir políticas diseñadas para impulsar la implantación de las tecnologías renovables en el mercado. Esas políticas incluyen la introducción de instrumentos de atracción del mercado (o políticas de atracción de la demanda), que son complementarios de instrumentos de impulso tecnológico como políticas específicas de I+D. Todas ellas forman parte de una serie de políticas destinadas a la inno-

<sup>1</sup> Un debate sobre las políticas de bio-combustibles y calor a partir de fuentes renovables está fuera del alcance de este artículo.

vación tecnológica, que requieren una inversión continua a lo largo de todo el ciclo de innovación. Las nuevas tecnologías fallan a menudo en el «valle de la muerte», es decir, entre el prototipo y la fase de comercialización. Como toda nueva tecnología, las tecnologías E-FER también encuentran las clásicas barreras a la entrada (*Jaffe et al.*, 2002). Los instrumentos de fomento del mercado deben servir para superar el «valle de la muerte», común a toda tecnología innovadora emergente. El éxito o el fracaso a la hora de introducir nuevas tecnologías en un mercado maduro depende de forma crucial de las políticas de I+D, de los instrumentos de fomento del mercado y de la correcta elección de los tiempos en el proceso (IEA, 2000). También depende de la estructura del mercado en el que está intentando entrar la nueva tecnología.

Tras los intentos fallidos que han tenido lugar con sistemas voluntarios de compra de electricidad verde por parte de los consumidores, la mayoría de los países han optado por el despliegue estratégico de políticas de demanda. Existen tres instrumentos con ese carácter común: sistemas de primas (FIT, por sus siglas en inglés), instrumentos de licitación para la adjudicación de contratos de compra a largo plazo (o concurso) y comercio de certificados verdes (TGC, por sus siglas en inglés) combinado con cuotas.

En el ámbito de la UE, se han establecido objetivos relativos a las cuotas de electricidad renovable y bio-combustibles que se deben alcanzar en el año 2010. El logro de estos objetivos ayudará a cumplir el objetivo común de que la energía renovable represente el 12% de la energía total consumida en 2010. La reciente propuesta de directiva para la promoción de electricidad procedente de fuentes de energía renovables, ha

introducido objetivos adicionales para el año 2020 (Comisión Europea, 2008a).

Este documento ofrece una visión general del debate sobre instrumentos de precios e instrumentos de cantidades para fomentar el mercado.

## 2. EL DESARROLLO DE LA ELECTRICIDAD DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

La proporción de energías renovables en el consumo de energía primaria de la UE-27 pasó del 4,4% al 6,7% entre 1990 y 2005. La proporción de energías renovables en el consumo bruto de electricidad de la UE-27 pasó del 11,9% al 14% en ese mismo período. Este aumento en la importancia relativa de los portadores de energías renovables se logró a pesar de los sustanciales crecimientos del consumo bruto total de electricidad (27%) y del consumo de energía primaria (+9,8%) durante ese período (Eurostat, 2008).

El negocio de la energía eólica y la solar en particular, están experimentando una aceleración sin precedentes gracias a las subvenciones y los incentivos normativos que están recibiendo en Europa, Estados Unidos y muchos otros países. En la UE-25, las tasas medias anuales de crecimiento entre 1990 y 2004 fueron del orden del 36% y el 43% para la eólica y la generación de electricidad fotovoltaica, respectivamente (EEA, 2008). En 2005, Alemania era el líder mundial en energía eólica (18.430 MW de capacidad instalada), solar fotovoltaica (1.400 MWp de capacidad instalada) y producción de bio-diesel (1,9 millones de litros). Y lideraba, junto con China, la inversión total en energías renovables. En 2005, España ocupaba el segundo lugar del mun-

do en capacidad total instalada de energía eólica (10.030 MW). Y estuvo entre los tres países que instaló más capacidad eólica nueva (The Economist, 2006b).

Como la reducción del precio viene con el volumen de producción a través de las economías de escala y el aprendizaje tecnológico, el coste de producir energía eólica se ha reducido significativamente en los últimos decenios. Un ejemplo de los parques eólicos de California indica una disminución del precio de 0,35 dólares estadounidenses por kWh entre comienzos de la década de 1980 y principios de la década de 1990: de 0,45 dólares a 0,10 dólares. En Dinamarca, también se observó una reducción del precio por un factor de cuatro entre 1981 y 1998 (IEA WIND, 2001). Hoy en día, el coste de producir energía eólica en los mejores emplazamientos puede ser tan reducido como 0,03-0,04 dólares estadounidenses por kWh (IEA, 2006). El precio de la energía solar también ha disminuido. A finales de la década de 1960, las placas fotovoltaicas costaban en torno a los 100.000 dólares estadounidenses por kilovatio pico de generación de energía. Para el año 2006, el precio había bajado a unos 2.000-3.000 dólares estadounidenses por vatio (IEA, 2006)<sup>2</sup>. Además, la eficiencia de las placas solares de silicio mejoró sustancialmente, pasando del 6% a un promedio del 15%. Se estima que por cada duplicación en el volumen de producción acumulada, el coste de los módulos ha disminuido en torno al 20%. Eso se traduce en una reducción anual de los costes de fabricación de alrededor del 5%. Japón representa un buen ejemplo de que los instrumentos de fomento del mercado

pueden ayudar a que las nuevas tecnologías energéticas alcancen su madurez. En este país, los subsidios a la energía solar introducidos en 1994 fueron eliminados gradualmente en 2005. A pesar de ello, Japón se ha convertido en el primer mercado en el que los consumidores han seguido comprando sistemas de energía solar fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés) a pesar de que estos sistemas no cuentan ya con subvenciones. Esto ha sido posible, al menos parcialmente, gracias a los altos precios de la electricidad al por menor existentes en Japón, que han hecho relativamente sencillo que la energía solar pueda competir con otras formas de generación de electricidad (The Economist 2005ab, 2006ab, 2007).

Aunque se ha reducido, la diferencia entre los costes de generación energética con medios convencionales y con fuentes alternativas aún perdura. La generación de electricidad mediante la quema de gas natural en turbinas de ciclo combinado sigue siendo una tecnología más barata que los molinos de viento. Y sin la internalización de los costes externos, el carbón sigue siendo en muchos casos la opción más barata. Por el momento, la energía limpia sólo es competitiva en un número reducido de países y en algunos casos concretos (por ejemplo, Japón y Brasil). Además, aunque la industria de las energías renovables está experimentando un fuerte crecimiento, sigue siendo vulnerable a las decisiones políticas y los acontecimientos externos.

### 3. LAS POLÍTICAS DE ELECTRICIDAD DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN EUROPA

REN21 (2008) estima que al menos 60 países tienen políticas de generación de energía renovable, incluidos 37 países de-

<sup>2</sup> Estas cifras no incluyen los costes del balance del sistema tales como el montaje o las conexiones a convertidores, que pueden ser del mismo orden de magnitud que los del módulo.

sarrollados y economías en transición y 23 economías emergentes. Entre los países desarrollados y economías en transición están todos los Estados miembros de la UE, Japón y Estados Unidos. Las economías emergentes incluyen a países como Brasil, China o India. En Europa, la producción de energías renovables ha contado en las últimas décadas con apoyo a nivel tanto comunitario como de los propios Estados miembros. Unos apoyos motivados por las preocupaciones relativas a la seguridad del abastecimiento energético y por el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Desde la década de 1990 en particular, el apoyo público a las energías renovables ha ido incluyendo más y más políticas para la introducción de las energías renovables en el mercado. Estas políticas han servido como complemento de las políticas de apoyo a la investigación y el desarrollo.

Sin embargo, el fomento de las energías renovables mediante instrumentos de atracción del mercado u otras formas de subvenciones o ayudas no está exento de problemas. Un sistema de subvenciones inadecuado provoca la asignación ineficiente de capital (y trabajo). Esto provoca la atracción de determinadas tecnologías en detrimento de otras, posiblemente mejores o más necesarias. Es decir, puede provocar un efecto semejante al bien conocido efecto exclusión o desplazamiento (*crowding-out effect*).

La innovación es un proceso dinámico, acumulativo, sistémico e incierto que da lugar a la llamada «dependencia de camino» (*path dependency*) y al potencial estancamiento de los sistemas tecnológicos e institucionales. En otras palabras, una vez que se elige una tecnología y que su industria relacionada se ha desarrollado hasta un ni-

vel competitivo es muy difícil olvidarse de esa tecnología en favor de una nueva. Unruh (2000, 2002) analiza cómo los países industrializados se han quedado estancados en sistemas de energía basados en combustibles fósiles a través de procesos dependientes de camino impulsados por el aumento de los rendimientos a escala. Este estancamiento en tecnologías basadas en combustibles fósiles obstaculiza la aparición de energías renovables y otras nuevas tecnologías energéticas.

Quienes diseñan las políticas deben ser capaces de dar respuesta a la siguiente cuestión fundamental: ¿cómo se puede crear un mercado que evite el estancamiento tecnológico en sus momentos iniciales sin generar unos costes excesivos para la sociedad? O en otras palabras, ¿Cómo se puede acelerar el desarrollo de nuevas tecnologías de un modo coste-eficiente?

Con el fin de abordar esta cuestión, en lo que sigue analizaremos la legislación actual y futura sobre renovables existente en la UE y sus Estados miembros. En los apartados 4 y 5 se hará una evaluación más detallada de las dos principales políticas: sistemas de primas y comercio de certificados verdes.

En 1997, la Comisión Europea presentó el Libro Blanco sobre energías renovables. En él, establecía el objetivo de que el 12% de la demanda total de energía de la UE-15 tuviera su origen en fuentes renovables para el año 2010 (Comisión Europea, 1997). De este modo, el citado Libro Blanco puso los cimientos de lo que representan ahora las dos piedras angulares de la legislación de la UE sobre energías renovables:

- La Directiva relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable (2001/77/CE). Establece el objetivo de que en el

año 2020 el 22,1% del consumo bruto de electricidad de la UE-15 proceda de fuentes renovables. Este objetivo ha sido luego complementado con los objetivos nacionales de los nuevos Estados miembros de la UE incluidos en los Tratados de adhesión, con lo que el objetivo 2010 de la UE-27 ha pasado a ser el 21%.

- La Directiva sobre biocarburantes (2003/30/CE), que establece unos «valores de referencia» del 2% y el 5,75% para la proporción de biocarburantes presente en las gasolinas y gasóleos de los medio de transporte. Estos objetivos deben cumplirse antes de finales de 2005 y 2010, respectivamente. La Directiva obliga a los Estados miembros a formular objetivos indicativos nacionales, que tengan en cuenta los «valores de referencia» propuestos.

Teniendo en cuenta que este trabajo se centra en la electricidad renovable, el cuadro n.º 1 enumera las políticas de apoyo a las renovables existentes en los Estados miembros de la UE-27. Se puede ver que los principales esquemas de ayuda existentes en la actualidad son los sistemas de primas (o tarifas) y las cuotas. Los primeros se están aplicando en 18 Estados miembros, mientras que los segundos están presentes en 7 Estados miembros y a menudo aparecen combinados con certificados verdes intercambiables (6 Estados miembros). Las licitaciones públicas se utilizan en 3 Estados miembros y afectan especialmente a grandes plantas de energías renovables. Otras políticas como los préstamos en condiciones favorables o los incentivos a la inversión complementan a las principales políticas de apoyo a las energías renovables.

El 23 de enero de 2008, la Comisión Europea publicó una propuesta de directiva para fomentar el uso de las energías procedente de fuentes renovables (Comisión Europea, 2008a)<sup>3</sup>. Con ella, se prolonga hasta el año 2020 la política de la UE de energías renovables. La directiva establece el objetivo de que para el año 2020 la proporción de energías renovables en el *mix* final de energía (es decir, renovables de calor, electricidad y combustible para transporte) sea del 20%. Este objetivo se logrará mediante la imposición de unos objetivos nacionales vinculantes pero diferenciados para los Estados miembros, que van desde el 10% en el caso de Malta hasta el 49% en el caso Suecia. Esta diferenciación refleja —entre otras cosas— el despliegue actual de las renovables en los distintos Estados miembros, sus condiciones locales y su producto interior bruto. No se especifican objetivos sectoriales para la electricidad de fuentes renovables (E-FER) o la generación de calor, pero sí para los biocarburantes. Para estos últimos, la propuesta de directiva exige que la proporción mínima de biocarburantes en el transporte diesel y la demanda de gasolina sea igual o mayor que el 10%.

Como parte de la propuesta, se refuerza el concepto de «garantías de origen» (GO). Con la propuesta de directiva, las GO para las energías renovables se estandarizarán y se harán transferibles. Con esto, se hace posible el comercio «virtual» de energías renovables desde los Estados miembros que ya han alcanzado sus metas (provisionales) y se pretende ayudar a los Estados miembros a lograr sus objetivos nacionales de energías renovables. Sin embargo, los Estados miembros pueden

<sup>3</sup> Esta propuesta de la Comisión Europea tenía que ser adoptada por el Parlamento y el Consejo Europeos.

Cuadro n.º 1

**Principales políticas de apoyo a las fuentes renovables de generación eléctrica en los Estados miembros de la UE**

País	Sistema de primas (FIT), o sistema de cuotas (Q) con comercio de certificados verdes (+TGC)	Otros esquemas de ayudas:	2005 Proporción E-FFER (%)	2010 Objetivo E-FFER (%)
Austria	FIT (FIT completa para 10 años; reduciéndose a partir de entonces; ajustes anuales) Q + TGC (Flandes y Valonia)	Incentivos regionales a la inversión	57,4	78,1
Bélgica		Precios mínimos del Gobierno Federal para la electricidad procedente de fuentes renovables ( <i>fall-back prices</i> ) Ayudas a la inversión	2,8	6,0
Bulgaria	FIT (precios con prima)	Incentivos fiscales, obligación de compra	11,8	11,0
Chipre	FIT (Ayuda para 15 años)	Esquema de subvenciones a la inversión (30-55%)	0,0	6,0
República Checa	FIT (Ayuda para 15 años; niveles FIT anunciados anualmente)	Subvenciones a la inversión Elección posible entre FIT y prima	4,5	8,0
Dinamarca	Prima & FIT (para biomasa & -gas; ayuda para 10-20 años dependiendo de la tecnología)	Solar offshore: licitación pública Energía fotovoltaica: medición neta	28,2	29,0
Estonia	FIT (7-12 años, no más allá de 2015; un único FIT para todas las tecnologías)		1,1	5,1
Finlandia		Exención de impuestos a la energía Ayudas a la inversión (40% para solar; 30% otras E-FFER)	26,9	31,5
Francia	FIT (15 o 20 años dependiendo de la tecnología)	Licitaciones públicas para plantas > 12 MW (excepción solar)	11,3	21,0
				.../...

Cuadro n.º 1 (continuación)

**Principales políticas de apoyo a las fuentes renovables de generación eléctrica en los Estados miembros de la UE**

País	Sistema de primas (FIT), o sistema de cuotas (Q) con comercio de certificados verdes (+TGC)	Otros esquemas de ayudas:	2005 Proporción E-FER (%)	2010 Objetivo E-FER (%)
Alemania	FIT (20 años)	Créditos blandos	10,5	12,5
Grecia	FIT (12 años; posible ampliación a 20 años) (sin límite de tiempo definido)	Ayudas a la inversión	10,0	20,1
Hungría		Subvenciones; obligación de compra Se ha diseñado un esquema de certificados verdes pero no se ha fijado fecha para puesta en marcha.	4,6	3,6
Irlanda	FIT (Ayuda de 15 años)	FIT para biomasa, hidroelectricidad y eólica	6,8	13,2
Italia	Q + TGC	FIT para energía fotovoltaica (20 años)	14,1	25,0
Letonia	Q	Licitación pública para energía eólica	48,4	49,3
Lituania	FIT (10 años)	Obligación de compra	3,9	7,0
Luxemburgo	FIT (10 años; 20 años para energía fotovoltaica)	Ayuda a la inversión	3,2	5,7
Malta	FIT	IVA reducido	0,0	5,0
Holanda	Pago de primas (abruptamente abolida en agosto de 2006)		7,5	9,0
Polonia	Q +TGC	Exención de impuestos	2,9	7,5
Portugal	FIT (15 años)	Ayudas a la inversión (hasta el 40%) Licitación pública para instalaciones de biomasa y energía eólica.	16,0	39,0
			.../...	

Cuadro n.º 1 (continuación)

**Principales políticas de apoyo a las fuentes renovables de generación eléctrica en los Estados miembros de la UE**

País	Sistema de primas (FIT), o sistema de cuotas (Q) con comercio de certificados verdes (+TGC)	Otros esquemas de ayudas:	2005 Proporción E-FER (%)	2010 Objetivo E-FER (%)
Rumanía	Q + TGC	Valores mínimo y máximos para TGT, de 24-42 Euros por certificado (2005-12)	35,8	33,0
Eslovaquia	FIT	Incentivos fiscales; subsidios a la inversión	16,5	31,0
Eslovenia	FIT (FIT completa para 5 años, se reduce después de 5 y 10 años)	Selección posible entre FIT y prima Fondos de inversión (40%)	24,2	33,6
España	FIT (FIT completa para 15, 20, 25 años; a partir de año FIT reducida)	Selección posible entre FIT y prima; créditos blandos Incentivos fiscales; ayudas regionales a la inversión	15,0	29,4
Suecia	Q + TGC	Energía solar: ayudas a la inversión Solar Offshore: tarifa con prima (transitoria)	54,3	60,0
Reino Unido (RU)	Q + TGC	Exención de la tasa de cambio climático; subvenciones a la inversión; RU se está planteando actualmente introducir diferentes certificados para distintas tecnologías de generación de electricidad con fuentes renovables.	4,3	10,0

Fuentes: Ragwitz et al. (2007), Eurostat (2008), European Commission (2008b).

restringir la transferencia de GO bajo ciertas condiciones. Podrían establecer un sistema de autorización previa para la transferencia de GO, a fin de garantizar que el intercambio de GO no perjudique la seguridad y el suministro equilibrado de energía o socave el objetivo ambiental que subyace tras el esquema nacional de apoyo a las renovables.

La propuesta está basada en las conclusiones del Consejo Europeo de marzo de 2007 (Consejo Europeo, 2007), en el que el Consejo hizo suya la *Strategic Energy Review* de la Comisión (Comisión Europea, 2007a) e incluyó los objetivos 2020 relativos a la proporción de energías renovables y biocombustibles formulados en la «Hoja de Ruta de las Energías Renovables» (Comisión Europea, 2007b).

Si se aprueba, los Estados miembros tendrían como plazo hasta el día 31 de marzo de 2010 para presentar sus planes nacionales de acción a la Comisión. Dichos planes tendrían que esbozar las estrategias nacionales para lograr las proporciones de energía renovable acordadas.

#### **4. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE PRIMAS Y COMERCIO DE CERTIFICADOS VERDES**

##### **4.1. Diferencias y características**

El cuadro n.º 1 presenta un panorama general de las políticas de apoyo a la generación de electricidad con fuentes renovables (RES) existentes en los Estados miembros de la UE en el año 2005. Se puede ver que parecen haber surgido tres tipos de modelos de ayudas basados en la oferta de electricidad: sistemas de primas, licitaciones públicas y certificados verdes. En el

resto del texto, se analizan los sistemas de primas y el comercio de certificados verdes combinado con cuotas por ser los dos modelos predominantes en la actualidad.

Los sistemas de primas (FIT) son políticas de precios, mediante las cuales se fija el precio que se debe pagar (en forma de precios garantizados) por cada kWh e energía renovable generado. Esta fórmula va acompañada generalmente de una obligación de compra. Normalmente, los gastos corren a cargo de los consumidores o del presupuesto público. Algunos proyectos de energía solar en Alemania recibirán hasta 0,57€ por kilovatio-hora de electricidad, frente a los aproximadamente 0,05€ que recibirán otras energías más sucias. En España, la generación de energía solar térmica se impulsó enormemente con la introducción de un FIT que garantizaba el pago de 0,22€ kWh para los primeros 500 kWh de capacidad solar térmica.

El cuadro n.º 1 muestra que los FIT forman la columna vertebral de las políticas de energías renovables de 18 Estados miembros. En el año 2000, más del 80% de la nueva energía eólica instalada en la UE se ubicó en países con precios garantizados como Dinamarca, Alemania o España. Estos sistemas se utilizan en diversos países de la UE para diferentes tipos de generación de energía renovable, incluidos la biomasa, la solar fotovoltaica, la solar térmica, la geotérmica, las pequeñas instalaciones hidroeléctricas, la energía de las mareas, la eólica en tierra firme y la eólica marina (Comisión Europea, 2007c, 2008c).

Los FIT rara vez aparecen solos. La mayoría de las veces, se suelen combinar o complementar con medidas adicionales como la obligación del operador de red de comprar la electricidad generada con fuentes renova-

bles. En España, el sistema de primas aplicable a la tecnología eólica se complementa con medidas como préstamos a bajo interés, subvenciones al capital, exención de equilibrar los costes y apoyo a la fabricación de turbinas. En Alemania, el rápido despegue de la energía eólica se vio beneficiado tanto por el sistema de primas existente como por la ordenación territorial del país.

Respecto a los certificados verdes intercambiables (TGC) se expedían cuando la electricidad se genera utilizando tecnologías renovables. Los TGC pertenecen al grupo de instrumentos de mercado flexibles puestos al servicio de la política ambiental. Los certificados y la electricidad generada se pueden intercambiar por separado. La electricidad generada y su etiqueta de calidad, en forma de certificado, están separados en el punto de generación. Se crea, como tal, un mercado independiente para el valor ambiental. En el esquema de TGC, cada compañía eléctrica debe generar una determinada cantidad o cuota de electricidad con energías renovables. Por cada unidad de electricidad renovable que es entregada a la red, la empresa recibe un certificado verde más el precio de la electricidad. Las empresas que no generan suficiente energía para cumplir con su cuota de energías renovables pueden comprar los certificados a otras empresas que han generado más de lo necesario y tienen un exceso de certificados. De este modo quienes invierten en E-FER reciben, además del precio de mercado de la electricidad generada, un subsidio extra por sus inversiones equivalente al precio de mercado de los certificados. De esta manera, las tecnologías RES son compensadas, al menos en parte, por los beneficios ambientales que proporcionan. Esto produce un mayor suministro u oferta de electricidad generada

con renovables, favoreciendo la competencia entre los proveedores (y tecnologías) de menor coste. Si las cuotas de energía verde impuestas en las ventas totales son significativas y la cuantía de la multa por incumplimiento es lo suficientemente elevada como para hacer cumplir la cuota, los esquemas TGC pueden estimular el desarrollo de las energías verdes.

Dentro de la UE, Países Bajos, Suecia, Italia, Bélgica, Polonia, Rumania y Reino Unido utilizan mercados nacionales o regionales de TGC (ver cuadro n.º 1). El establecimiento de estos mercados nacionales o regionales de TGC está muy en consonancia con los objetivos de energías renovables establecidos para los Estados miembros de la directiva de la UE sobre electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable (2001/77/CE). Sin embargo, diferentes países han optado por conceptos distintos de TGC. Por lo tanto, la integración de los sistemas nacionales de TGC no se puede hacer de forma directa. Verhaegen *et al.* (próxima aparición) ilustran los retos de un mercado europeo de TGC con el ejemplo de la armonización de los 4 esquemas TGC existentes en Bélgica. Los objetivos nacionales de consumo parecen ser una mejor opción que los objetivos nacionales de producción, debido a que la segunda opción socava la relación coste-eficiencia de la armonización. Con el fin de establecer un mercado europeo de TGC eficaz, los autores recomiendan coordinar a los organismos nacionales responsables, suavizar los picos de intercambio, lograr un acuerdo común sobre las tecnologías TGC, establecer multas de un importe superior al precio común TGC, diseñar mecanismos comunes de estabilización del mercado, sanciones, reglas comunes de ahorro y préstamos, etc.

Las diferentes formas de diseñar los esquemas de fomento del mercado hacen difícil extraer conclusiones generales al comparar los diferentes instrumentos (Langniss y Wiser, 2003; Finon y Pérez, 2007). En primer lugar, cada instrumento tiene muchas variantes y cada una de ellas tiene diversos niveles de eficiencia y capacidad para hacer frente a las ineficiencias. En segundo lugar, las referencias a las observaciones empíricas pueden inducir a conclusiones engañosas porque resulta imposible aislar a los instrumentos del contexto político en el que se aplican. Por ejemplo, factores como la planificación de los procedimientos de autorización y la relación con los operadores de red crean obstáculos para la recuperación de los costes de conexión. En esta sección, analizaremos la relación de los FIT y los TGC con aspectos como la incertidumbre, los riesgos normativos y de mercado, la relación coste-eficiencia, la innovación tecnológica, los precios del consumidor, las finanzas públicas, el efecto NIMBY y los beneficios locales.

#### 4.2. Incertidumbre: precios frente a cantidades

Puesto que el sistema de primas es un incentivo de precios, los responsables políticos no pueden estimar con exactitud la cantidad de electricidad de fuentes renovables producida en un período de tiempo determinado. Por otro lado, el TGC parece un instrumento más adecuado para las políticas que ponen el punto de atención en las cantidades y no en los precios.

De forma análoga al estudio pionero elaborado por Weitzman (1974) para instrumentos ambientales, diversos autores (por ejemplo, Menanteau *et al.*, 2003; Finon y

Pérez, 2007; Söderholm, de próxima aparición) reconocen que en el caso de la electricidad de fuentes de energía renovable, la forma de las curvas de coste y beneficio marginal (o, alternativamente, daño marginal) afectará al coste-eficiencia de los instrumentos de precios (es decir, FIT) frente al coste-eficiencia de las herramientas de cantidades (es decir, TGC). Si el responsable del diseño de las políticas tiene información completa sobre el coste marginal de la energía renovable y la electricidad convencional (así como de la demanda de electricidad), ambos tipos de instrumentos (es decir, los de precios y los de cantidades) serán equivalentes. En este caso, sería sencillo determinar la cuantía de la prima (o tarifa) que sería necesario aplicar con el fin de alcanzar el objetivo político establecido para la E-FER. El TGC permitiría lograr ese mismo objetivo político, siempre y cuando el precio fijado para el TGC fuera igual al de la prima o tarifa. Por lo tanto, en ausencia de incertidumbre el responsable del diseño de las políticas se mostraría indiferente entre los dos instrumentos de apoyo<sup>4</sup>.

Sin embargo, en el mundo real la información es incompleta. Esto hace que la estimación de las curvas de coste marginal sea esencial a la hora de escoger un instrumento eficiente de apoyo a la E-FER. Si la curva de coste marginal curva es plana (como señala Jansen, 2003), será mejor un instrumento de cantidades (TGC). Con una curva de coste marginal plana, una ligera variación en el sistema de primas propuesto podría tener efectos significativos sobre la capacidad de producción generada. En este caso, una sobreestimación (aunque fuera pequeña) del precio de la prima podría

<sup>4</sup> Sin tener en cuenta los diferentes costes de transacción, los costes de seguimiento o el impacto en los presupuestos públicos.

dar lugar a que una gran cantidad de subvenciones necesitará un aumento de los precios de la electricidad (si el FIT lo pagan los consumidores) o los recursos públicos (si es el gobierno quien paga el FIT). En este caso, y dado que la cantidad de certificados es fija, un instrumento de cantidades sería capaz de controlar la capacidad de producción (y su coste).

Por otro lado, en condiciones de incertidumbre la existencia de curvas de coste marginal empinadas tiende a favorecer el uso de instrumentos FIT. Si se elige un instrumento de cantidades, variaciones pequeñas en el objetivo establecido provocarían grandes alteraciones en el precio. En este caso, se debería optar por esquemas FIT de precios.

Además de las consideraciones relativas a las incertidumbres de la curva de coste marginal, existe el riesgo de sobreestimar o subestimar el valor social de los bienes ambientales respecto a los costes de las diferentes E-FER. Si la curva de beneficio marginal es relativamente empinada, pequeñas variaciones del FIT pueden resultar en cantidades mucho más bajas/ altas que el óptimo social. Sin embargo, si la curva de beneficio marginal es bastante plana (como ha señalado Söderholm que es el caso para la E-FER en la UE - próxima publicación), será preferible optar por un instrumento de precios (FIT).

#### **4.3. Riesgos de mercado y riesgos de regulación**

Recientemente, diversos autores han prestado atención a los riesgos a los que se enfrentan los generadores de E-FER y que impiden el despliegue a gran escala de las tecnologías renovables (incluyendo, en-

tre otros, Agnolucci, 2008; Foxon et al., 2005; Wiser et al., 2004). Se pueden distinguir dos tipos de riesgos: los riesgos de mercado y los riesgos de índole normativa. Los riesgos de mercado incluyen las incertidumbres que rodean a los precios de los inputs (por ejemplo, los costes de capital) y las tecnologías de generación eléctrica más convencionales (por ejemplo, el precio de los combustibles fósiles), el temor a que los generadores no sean capaces de entregar la cantidad de energía acordada, y la demanda total de electricidad. Los riesgos de regulación están relacionados con el hecho de que los mercados renovables son muy dependientes del contexto político. Estos últimos son propensos a cambios en las prioridades de las políticas y los gobiernos. Por lo tanto, el impacto y los beneficios de quienes invierten en E-FER son susceptibles de sufrir alteraciones. Debido a esta incertidumbre, los inversores pueden dejar pasar oportunidades cuyo valor actual neto es positivo. En la literatura económica y la teoría del contrato, algunos de los riesgos de regulación se conocen como los «*hold-up problem*» (véase, por ejemplo, Edlin et al., 1996); un término que describe situaciones en las que la cooperación entre dos partes (en este caso, los inversores en E-FER y los responsables del diseño de las políticas) podría ser eficiente, pero en las que ambas partes se niegan a actuar de forma cooperativa debido a que la cooperación podría reducir los beneficios de una parte y aumentar el poder de negociación de la otra. En el caso de la E-FER, desde el momento en que los inversores llevan a cabo una inversión éstos pierden poder de negociación debido a que los bienes de capital que han invertido no pueden emplearse (o es muy difícil utilizarlos) en proyectos alternativos. Dinica y Arentsen (2006) examinan el efecto de la inestabilidad normati-

va sobre la disponibilidad de los inversores a comprometerse con proyectos a largo plazo en los Países Bajos. Los autores llegan a la conclusión de que los frecuentes e imprevisibles cambios en los instrumentos fiscales y financieros utilizados por el gobierno podrían haber desanimado a algunos de los potenciales promotores que decidieron finalmente no invertir en esos proyectos. Mitchell *et al.* (2006) comparan las políticas de energías renovables de Inglaterra y Gales (es decir, obligación renovable) con la de Alemania (es decir, FIT). Los autores llegan a la conclusión de que el sistema de primas alemán es más efectivo para aumentar la capacidad de generación que las políticas de Inglaterra y Gales, debido a que estas últimas no son capaces de reducir los riesgos que asumen por los inversores.

A menudo, los ingresos de las plantas ya construidas se han blindado ante posibles modificaciones de las políticas de renovables. Sin embargo, esta garantía no se suele mantener en los casos en que se producen cambios en otros tipos de regulaciones que también afectan a las inversiones en energías renovables (Katofsky y Frantzis, 2005). Además, cuando se anuncia una modificación negativa del marco normativo, blindando las inversiones que tengan lugar antes de una fecha determinada, los inversores aprovechan generalmente para reclamar las remuneraciones a las que da derechos el marco político existente. En EE.UU., la desgravación fiscal a la generación eólica (es decir, *production tax credit*) tenía una duración bianual, lo que provocaba que la industria perdiera fuerza hasta que el crédito se renovaba. En los años en los que estaba previsto que finalizara el período de vigencia de la desgravación (es decir, 1999, 2001 y 2003), se registró un espectacular

aumento de la capacidad de generación eólica. El desarrollo fue menor en los años en los que no tuvo lugar la desgravación (Bird *et al.*, 2005). Parecería lógico concluir que el interés inestable por las tecnologías renovables añade una tensión innecesaria en la industria de suministro de materiales y conocimientos especializados, que en algunos casos podría llegar a frenar su desarrollo (Agnolucci, 2008).

Un sistema de primas con un contrato a largo plazo puede eliminar parte de la inseguridad y riesgos financieros de los inversores involucrados en este tipo de proyectos, facilitando así un rápido despegue de una nueva tecnología. Puesto que los mayores costes del sistema de innovación aparecen en el momento en el que la tecnología se introduce en el mercado, debido fundamentalmente a que para casi todas las energías renovables los costes de capital son más elevados que los costes de explotación, en ese momento es cuando es necesario llevar a cabo importantes inversiones con elevados riesgos financieros. La certeza de unos ingresos garantizados que permita al inversor obtener préstamos a tipos de interés más bajos, puede hacer que se reduzcan estos costes iniciales. Los beneficios se esperan, por tanto, en una fase posterior de desarrollo. Es importante que de cara a alentar la participación del sector privado y permitir que los agentes del mercado lleven a cabo planes de asignación de recursos en condiciones de certeza, la política de apoyos sea previsible; en Alemania, por ejemplo, el sistema de primas se fija para un período de 20 años y disminuye de forma progresiva a lo largo del tiempo. En determinados Estados miembros como Eslovenia, se garantiza una prima favorable por un período largo de tiempo. Esta prima se va ajustando anualmente para tener en cuenta las condiciones

cambiantes (pero posiblemente aumentando el riesgo para los inversores).

El TGC puede suponer un mayor riesgo financiero para los posibles inversores debido a que los precios de los certificados pueden variar (por ejemplo, Menanteau *et al.*, 2003; Meyer, 2003; Meyer y Koefoed, 2003; Mitchell *et al.*, 2006). Sin embargo, la correlación negativa entre el volumen y el precio de los certificados garantiza de algún modo la estabilidad de los flujos de ingresos (Mozumder y Marathe, 2004). Algunos estudios (por ejemplo, Lauber, 2004; van der Linden *et al.*, 2005) subrayan la importancia de los contratos a largo plazo para la capacidad adicional de TGC emitida y para el precio de los certificados, de cara a reducir los riesgos de mercado y de regulación que perciben los inversores. Agnolucci (2007) destaca la importancia que tiene el diseño de la cuantía de las multas y las cuotas o cantidades. Recomienda que, con el fin de evitar comportamientos estratégicos, la multa sea conocida de antemano y no se recicle de vuelta hacia las empresas que tienen certificados (como ocurre en el Reino Unido). Además, argumenta que las limitaciones financieras y el progreso tecnológico pueden hacer que los inversores se muestren cautos a la hora de acometer la construcción de nuevas plantas debido a la falta de certeza sobre su capacidad futura de vender certificados y obtener un beneficio. Si esto ocurre, los inversores frenarán la capacidad renovable por temor a que instalaciones posteriores —más coste-efectivas— recorten el número de certificados, manteniendo así su precio próximo a la cuantía de la multa. El préstamo de certificados podría tener un efecto similar al de los contratos a largo plazo, pero también abre la posibilidad a que tengan lugar comportamientos estratégicos determinados, por ejemplo, por el hecho de que las

remesas de certificados de períodos futuros reduzcan la capacidad actual antes incluso de que la remesa del período actual entre en el mercado.

#### 4.4. Coste-eficiencia

Los sistemas de primas tienden a distorsionar el mercado de forma significativa. Si se compara con países más soleados, la situación geográfica hace que Alemania no sea la mejor opción para instalar energía solar fotovoltaica, a pesar de que el país no tiene problemas de accesibilidad a la red, (una cuestión que suele hacer que la energía solar resulte más atractiva). Sin embargo, gracias a un generoso sistema de primas se ha convertido en el mayor mercado de energía solar fotovoltaica del mundo (The Economist, 2006b). Además, los precios mínimos a largo plazo no incentivan a los productores de energía a trabajar de manera coste-eficiente (Verhaegen, *et al.*, de próxima publicación).

El TGC es un instrumento de mercado porque los inversores deciden instalar E-FER en función del precio de la electricidad y el precio (observado o previsto) de los TGC. Por lo tanto, induce a los productores a comportarse de manera coste-eficiente. Los esquemas TGC integran mejor la E-FER en un mercado eléctrico liberalizado, incentiva a los productores de renovables para la búsqueda continua de reducciones en los costes (por ejemplo, mediante la innovación tecnológica) y se pueden diseñar de manera que las reducciones en los costes se traspasen a los consumidores (Berry y Jaccard, 2001,; del Río y Gual, 2004). En general, los esquemas TGC se pueden diseñar en condiciones de competencia perfecta y neutralidad, siempre y cuando se

apliquen los mismos objetivos a todos los pequeños distribuidores de electricidad (Wiser *et al.* 2005).

A largo plazo, la armonización de esquemas TGC podría permitir el cumplimiento de las políticas de E-FER de la UE minimizando el coste total para la sociedad, es decir, del mismo modo que la internalización de los mercados de derechos de dióxido de carbono permite reducir las emisiones de carbono de forma coste-efectiva (Söderholm, de próxima aparición). Por otro lado, distintos estudios de simulación muestran que los niveles FIT armonizados también pueden dar lugar a importantes ahorros de costes (por ejemplo, VOOGT *et al.*, 2001; del Río, 2005; Huber *et al.*, 2006).

Puesto que los costes marginales de los distintos Estados miembros de la UE son diferentes, el intercambio en un mercado comunitario de TGC garantizaría una política de renovables más coste-efectiva. Las tecnologías renovables se establecerían en los países con los costes de producción de electricidad renovable más bajos. Los países donde los costes son menores, podrían vender su excedente de certificados a los países con los mayores costes de producción y la consiguiente escasez de certificados verdes. Cuanto mayor sea la diferencia entre los costes marginales de unos países y otros, más elevados serán los beneficios de un mercado europeo de TGC.

Sin embargo, la experiencia adquirida hasta el momento sobre las políticas de apoyo a la E-FER existentes en los Estados miembros de la UE revela que los sistemas de primas no son necesariamente menos eficientes que los esquemas (nacionales) TGC. Ragwitz *et al.* (2007) muestran que los niveles de apoyo a la energía eólica terrestre en 2004 con esquemas FIT no son

generalmente superiores a los del precio de los certificados de los Estados miembros con esquemas TGC. No obstante, este hallazgo podría estar influenciado por el hecho de que el TGC es un instrumento relativamente nuevo en los países evaluados, por lo que estos países podrían estar sufriendo «efectos transitorios significativos».

#### 4.5. Innovación tecnológica y ‘valle de la muerte’

Para que se cumplan los criterios de maximización del bienestar social, la E-FER se debe desarrollar hasta el punto en que el coste marginal y la utilidad social marginal de la E-FER se igualen. Es decir, hasta el punto de eficiencia estática. Para que la E-FER se desarrolle hasta ese punto y lo haga además al menor coste posible, será necesario utilizar las mejores tecnologías renovables en los emplazamientos más adecuados. Pero si consideramos la eficiencia dinámica, será mejor dar apoyos diferentes a tecnologías distintas. Si en un sistema de primas o en un esquema TGC se utiliza el mismo precio para todas las tecnologías, las tecnologías inmaduras y no competitivas no avanzarán a largo plazo cuando se explote el potencial de los recursos de E-FER más baratos. Las tecnologías más caras y menos maduras deberán cubrir el hueco que dejen las anteriores y, como consecuencia de ello, los costes marginales aumentarán drásticamente.

Con el sistema FIT, los gobiernos pueden (y lo hacen) establecer diferencias entre tecnologías. Normalmente, un esquema TGC<sup>5</sup> no discrimina entre todas las tecnolo-

<sup>5</sup> Con el sistema de licitación/concurso público se permite la diferenciación separando los concursos en «bandas tecnológicas».

gías disponibles porque una posible diferenciación de TGC entre tecnologías podría hacer que se redujera la liquidez de los intercambios comerciales de TGC. Para poder establecer la diferenciación tecnológica de un modo coste-eficiente, será necesario que la autoridad pública conozca las curvas de coste marginal de cada tecnología de E-FFER con un cierto grado de precisión. Sin embargo, el esquema FIT permite sobreestimar las curvas de coste marginal de algunas tecnologías y subestimar las de otras (Finon y Pérez, 2007). Esto justifica, al menos en parte, los ajustes que muchos Estados miembros introducen regularmente en sus esquemas FIT.

Los sistemas de primas permiten diferenciar entre tecnologías con el objetivo último de estimular tecnologías distintas en estados diferentes de madurez. Como tal, el sistema de primas es un instrumento adecuado para atravesar el «valle de la muerte». Obviamente, no todas las tecnologías se encuentran en el mismo estado de madurez. Por ejemplo, la energía eólica terrestre es casi competitiva con los combustibles fósiles. Por el contrario, la energía fotovoltaica y las pilas de combustible tienen un largo camino que recorrer antes de estar listas para su despliegue a gran escala. Este hecho queda reflejado en el alto grado de diferenciación existente en Alemania entre las primas de unas y otras tecnologías: mientras que la prima por kilovatio-hora de energía fotovoltaica es superior a 0,50 €, la del kilovatio-hora de energía eólica no llega a 0,10 €. Esta diferencia refleja el distinto grado de madurez comercial de esas dos tecnologías. Además, la diferenciación entre FIT también permite tener en cuenta las externalidades asociadas a determinadas tecnologías.

Cuando tecnologías con costes distintos y en fases de desarrollo diferentes compi-

ten en el mismo mercado, un esquema TGC elegirá las más baratas (con Meyer y Koefoed, 2003). De hecho, es posible que la energía eólica se haga con la mayor parte del mercado, que la biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas lleguen a ser competitivas en determinados casos y que la energía solar juegue un papel insignificante (Meyer, 2003). En general, un esquema TGC parece menos eficaz a la hora de estimular el desarrollo de nuevas tecnologías de energías renovables. En principio, un esquema TGC no será capaz de diferenciar entre diferentes fases tecnológicas de distintas tecnologías. Esto podría ocasionar un *lock-in* o estancamiento tecnológico en las tecnologías renovables más maduras e introducidas. Este hecho puede emplearse como argumento en favor de la introducción de sistemas de primas suplementarios en fases tempranas de desarrollo tecnológico, que permitan superar el «valle de la muerte». Alternativamente, instrumentos complementarios como subsidios a los costes de inversión pueden ayudar a lograr una diversidad tecnológica mayor que la que hubiese tenido lugar con un enfoque TGC de bajo coste.

Si se analiza la innovación en energías renovables desde un punto de vista dinámico, se puede argumentar que los sistemas de primas y los mercados de certificados se deben entender como instrumentos normativos complementarios que centran sus objetivos en etapas sucesivas del ciclo de innovación de productos. El sistema de primas sólo expone la tecnología a un modelo de costes de referencia para la tecnología pertinente, mientras que el mercado TGC estimula la competencia entre tecnologías transversales y mejora la eficiencia total.

Sin embargo, se han propuesto cuatro mecanismos basados en esquemas TGC

para incentivar las tecnologías más caras o emergentes: (a) introducción de bandas tecnológicas, es decir, creación de mercados TGC tecnológicamente diferenciados; (b) uso de créditos multiplicadores de energía renovable, es decir, provisión de un mayor número de certificados por MWh de electricidad producida a las tecnologías más caras; (c) uso de otros instrumentos, por ejemplo, subvenciones a las inversiones en determinadas tecnologías; (d) integración de sistemas de primas en un esquema TGC, ofreciendo a los inversores un precio mínimo garantizado por los certificados —como ocurre en países como Bélgica— (Van der Linden *et al.*, 2005; Verbruggen, 2004; Verhaegen *et al.*, de próxima publicación; Uytterlinde y VOOGT, 2006; Wiser *et al.*, 2005).

#### 4.6. Precios al consumo

Con la actual liberalización del mercado eléctrico, los consumidores tienen mayor capacidad de elección entre la oferta de los distintos proveedores que compiten en el mercado y pueden elegir los proveedores con precios más bajos. En un mercado energético europeo transversal y plenamente liberalizado, se plantea la cuestión sobre cuál será la mejor forma de armonizar los sistemas de primas nacionales o regionales para evitar distorsiones transfronterizas o entre sectores. La armonización de los esquemas de ayudas es deseable a largo plazo, aunque los relativamente bajos niveles de competencia existentes actualmente en el sector energético permitirían que se mantuvieran por un tiempo los planes nacionales de ayudas (Comisión Europea, 2008c).

En países como Alemania los operadores de redes regionales con gran cantidad

de energía renovable —cara— tenían una desventaja competitiva, ya que sus consumidores se cambiaron a los operadores de generación de energía más convencional que eran capaces de ofrecerles precios más bajos. La Ley de Energía Renovable de Alemania distribuye estos gastos entre los distintos operadores. Además, la cuantía y la duración de los sistemas de primas se deben ajustar con cuidado para protegerlos frente a cambios significativos en los precios.

Una de las ventajas de un mercado europeo TGC es la mayor estabilidad de precios, merced a un mayor grado de liquidez. (Del Río, 2005; Menanteau *et al.*, 2003; Morthorst, 2000). Finon y Pérez (2007) son partidarios de los esquemas TGC porque aseguran que este instrumento permite controlar mejor los costes del consumidor, al tiempo que permite mantener los incentivos de mercado.

#### 4.7. Política fiscal

Generalmente, los sistemas de primas a largo plazo son preferibles para reducir los riesgos normativos y de mercado a los que se enfrentan los inversores. Sin embargo, si la prima se financia con cargo al presupuesto público (como alternativa a la financiación por parte de los consumidores como ocurre en Alemania y España<sup>6</sup>), la política E-FER compite por el dinero público con otras políticas (por ejemplo, educación, medioambiente, política social, defensa, etc.). En ese caso, las políticas E-FER suponen una enorme carga para las cuentas

<sup>6</sup> Sin embargo, la transmisión de los costes a los precios del consumidor final se pueden modular temporalmente mediante regulaciones en los precios, afectando al precio total de la energía para consumo doméstico e industrial.

públicas del gobierno (Morthorst, 2000; Agnolucci, 2008). Por otra parte, el coste marginal de los fondos públicos (CMFP) hace que los sistemas de primas (y las subvenciones en general) resulten más caros que la cantidad de dinero que el gobierno transfiere a los beneficiarios. El CMFP mide los costes marginales para la economía de cada euro adicional en el presupuesto público. Por ejemplo, un impuesto de suma fija<sup>7</sup> es no distorsionador, es decir, no distorsiona la economía porque no hay forma alguna de evadir el impuesto. Su CMFP está próximo a 1.

Lamentablemente, la mayoría de los impuestos (por ejemplo, impuestos sobre el trabajo y el capital) son distorsionadores y su implantación lleva asociados costes adicionales. Por ejemplo, impuestos sobre el trabajo elevados podrían hacer que la gente decidiera no trabajar o hacerlo en el mercado negro; alternativamente, un impuesto elevado sobre el capital podría provocar la fuga externa del capital. En una serie de estudios relativos al CMFP de diferentes países, Devarajan y Robinson (2002) estiman que el CMFP varía 1,2 y 2,2. Esto significa que cada euro recibido por la administración pública, le cuesta a la economía entre 0,2 y 1,2 euros adicionales. Del mismo modo, Kleven y Kreiner (2006) evalúan el CMFP de varios impuestos en países de la OCDE y sus efectos sobre el mercado de trabajo. Los autores concluyen que el CMFP oscila entre 1,09 (Reino Unido) y 2,52 (Bélgica), lo que supone un coste adicional de entre 0,09 y 1,52 euros. De Palma *et al.* (2007) recomendaron que se tuviera en cuenta el CMFP para hacer un análisis coste-beneficio completo.

<sup>7</sup> Es decir, el impuesto per capita introducido en el Reino Unido por la administración Thatcher.

#### 4.8. NIMBY y beneficios locales

Agnolucci (2007) argumenta que una armonización comunitaria de esquemas TGC puede dar lugar a una concentración (coste-eficiente) de proyectos E-FER en un número reducido de emplazamientos. Esta concentración induce a preocupaciones NIMBY<sup>8</sup>(*Not-in-my-Backyard*) de la población local y sus gobiernos. Muñoz *et al.* (2007) asumen que los beneficios marginales de la E-FER tienen importantes componentes locales (por ejemplo, empleo local y menos contaminación del aire local), que podrían evitar el comportamiento NIMBY. Estos beneficios locales justifican también la diferenciación de los sistemas de ayudas de los distintos países y regiones. Sin embargo, Söderholm (de próxima aparición) aboga por la armonización de los esquemas de ayudas porque considera que los beneficios a escala comunitaria son más importantes que la seguridad energética europea y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

### 5. CONCLUSIONES

El artículo analiza los sistemas de primas y los certificados verdes intercambiables como ejemplos de incentivos de precios y de cantidades existentes en las políticas públicas para el fomento de la electricidad de fuentes de energía renovable. Comparamos diferentes elementos de ambos instrumentos: incertidumbre, riesgos normativos

<sup>8</sup> Frey *et al.* (1996) definen los proyectos NIMBY como aquellos que hacen aumentar el bienestar total (bienes públicos, es decir, menos contaminantes atmosféricos o mayor seguridad energética), pero que imponen costes netos sobre los individuos que viven en comunidades vecinas (males privados, es decir, molestias locales provocadas por las instalaciones renovables).

y de mercado, coste-eficiencia, innovación tecnológica («valle de la muerte»), precio de la electricidad para los consumidores, finanzas públicas, efecto NIMBY y beneficios locales. Las diferentes formas de abordar el diseño de los esquemas de fomento del mercado —con diferentes variantes para cada instrumento, que otorgan diferentes niveles de eficiencia y distinta capacidad para enfrentarse a las ineficiencias—, hace difícil sacar conclusiones generales. Además, las referencias a las observaciones empíricas pueden llevar a conclusiones equivocadas porque los instrumentos no pueden ser aislados del contexto político y las circunstancias locales. Si se tiene en cuenta una perspectiva de innovación dinámica en materia de energías renovables, se puede argumentar que los sistemas de primas y los mercados de certificados deben considerarse como instrumentos de regulación complementarios que deben ir dirigidos hacia la consecución de fines concretos en fases consecutivas del ciclo de innovación del producto. Mientras que el sistema de primas expone la tecnología a un modelo de costes de referencia para la tecnología relevante, el mercado TGC estimula la competencia de tecnologías cruzadas y mejora la eficiencia. A largo plazo y en un mercado energético liberalizado, un

mercado TGC puede ser apropiado para tecnologías E-FER relativamente maduras. Sin embargo, el FIT puede servir para apoyar tecnologías más caras e innovadoras. La diversidad de los esquemas de apoyo a fuentes renovables de los Estados miembros de la UE refleja las diferentes condiciones nacionales existentes (por ejemplo, mercados eléctricos, recursos, percepción del consumidor). Un cambio repentino entre distintos esquemas podría hacer que aumentara la incertidumbre y se ralentizara el despliegue de la E-FER.

Evidentemente, hay una serie de salvedades a este panorama general. En primer lugar, podría ser interesante prestar mayor atención a la interacción de los esquemas tGC y FIT con otros instrumentos políticos (por ejemplo, subvenciones al capital). Este análisis podría apoyarse con ejemplos reales de distintas partes del mundo. En segundo lugar, es necesario llevar a cabo un análisis más detallado sobre la secuencia y el momento en que deben ser empleados los instrumentos de fomento y atracción de la demanda para poder sobrepasar el «valle de la muerte». En tercer lugar, debemos seguir preguntándonos cómo puede afectar una política E-FER ambiciosa al esquema de comercio de emisiones (ETS), y viceversa.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGNOLUCCI, P. (2007): «*The effect of financial constraints, technological progress and long-term contracts on tradable green certificates*». Energy Policy 35, 3347-3359.
- (2008): «*Factor influencing the likelihood of regulatory changes in renewable electricity policies, Renewable and Sustainable*». Energy Reviews 12, 141-161.
- BERRY, T. Y JACCARD, M. (2001): «*The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey*». Energy Policy 29, 263-277.
- BIRD, L.; BOLINGER, M.; GAGLIANO, T.; WISER, R.; BROWN, M. Y PARSONS, B. (2005): «*Policies and market factors driving wind power development in the United States*». Energy Policy 33, 1397-1407.
- COMISIÓN EUROPEA (1997): «*Energy for the future: Renewable sources of energy*». White Paper for a Community strategy and action plan. COM(97)599 final
- (2007): «*An Energy Policy for Europe*». Communication. COM 1 final
- (2007): «*Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future*». Communication. COM 848 final.
- (2007): «*A European Strategic Energy Technology Plan. Towards a Low Carbon Future*». Communication. COM 723 final
- (2008): «*Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council on the Promotion of the use of energy from renewable energy sources*». COM 19 final.
- (2008): «*Country Fact Sheets accompanying the Proposal for a Directive on the Promotion of the use of energy from renewable energy sources*». [http://ec.europa.eu/energy/climate\\_actions/facts\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/facts_en.htm)
- (2008): «*The support of electricity from renewable energy sources. Commission Staff Working Document accompanying the Proposal for a Directive on the Promotion of the use of energy from renewable energy sources*». SEC 57
- (2008): «*The support of electricity from renewable energy sources. Commission Staff working Document accompanying the Proposal for a Directive on the Promotion of the use of energy from renewable energy sources*». SEC 57
- CONSEJO EUROPEO (2007): «*Presidency Conclusions. Council of the European Union*». Brussels European Council, 8/9 March 2007.
- DEL RIO, P. (2005): «*A European-wide harmonised tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial?*» Energy Policy 33, 1239-1250.
- DEL RIO, P. Y GUAL, M., (2004): «*The promotion of green electricity in Europe—present and future*». European Environment 14, 219-234.
- (2007): «*An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain*». Energy Policy 35, 994-1012.
- DE PALMA, A.; LINDSEY R. Y PROOST S. (2007): «*Investment and the use of Tax and Toll Revenues in the Transport Sector*», Elsevier
- DEVARAJAN, S. Y ROBINSON, S. (2002): «*The influence of Computable General Equilibrium Models in Policy*». In: Kehou, T. J., Srinivasan, T. N. and Whalley, J. Frontiers in Applied General Equilibrium Modeling, Cambridge
- DINICA V.(2006): «*Support systems for the diffusion of renewable energy technologies—an investor perspective*». Energy Pol;34:461-80.
- EDLIN, AARON Y REICHELSTEIN, STEFAN.(1996): «*Hold-ups, Standard Breach Remedies, and Optimal Investment*». American Economic Review, June, 86(3), pp. 478-501
- EUROSTAT (2008): «*Eurostat Indicators, Theme 'Environment and Energy' and 'Structural Indicators'*». [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?\\_pageid=1090,30070682,1090\\_33076576&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1090,30070682,1090_33076576&_dad=portal&_schema=PORTAL)
- ERICSSON, K. Y WISER, R. (2005): «*Review of International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanisms*». Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten.
- FINON, D. Y PEREZ, Y. (2007): «*The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective*». Ecological Economics 62, 77-92.
- FOXON T.; GROSS R.; CHASE A.; HOWES J.; ARNALL A. Y ANDERSON D.(2005): «*UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures*». Energy Pol;33:2123-37.
- FREY, B.S., OBERHOLZER-GEE, F., EICHENBERGER, R. (1996): «*The old lady visits your backyard: A tale of morals and markets*». Journal of Political Economy 104, 1297-1313.
- HUBER, C.; FABER, T. Y RESCH, G. (2006): «*Prospects of renewable energy development in the European electricity sector: results of the simulation tool green-X*». Energy & Environment 17 (6), 929-950.
- IEA (2000): «*Experience Curves for Energy Technology Policies*». IEA, Paris, France.
- (2006): «*Energy Technology Perspectives*». Scenarios and Strategies to 2050. Paris.

- IEA WIND (2001): «Long-term research and development needs for wind energy for the time frame 2000-2020». Ad Hoc Group Report to the Executive Committee Of the International Energy Agency Implementing
- JAFFE, A.B.; NEWELL R.G. Y STAVINS R.N. (2002): «Environmental policy and technological change». Environmental & Resource Economics 22, 1-2: pp 41-69.
- Jansen, J.C. (2003). Policy Support for Renewable Energy in the European Union: A Review of the Regulatory Framework and Suggestions for Adjustment. ECN-C-03-113, Energy Research Centre of the Netherlands, Petten, The Netherlands.
- KATOFSKY R, FRANTZIS L.(2005): «Financing renewables in competitive electricity markets». Power Eng;109(3) 76.
- KLEVEN, H.J. Y KREINER, C.T. (2006): «The marginal cost of public funds in OECD countries: hours of work versus labor force participation». Journal of Public Economics 90, 1955-1973.
- LAUBER, V. (2004): «REFIT and RPS: options for a harmonised Community framework». Energy Policy 32, 1405-1414.
- LANGNISS, O. Y WISER, R. (2003): The renewables portfolio standard in Texas: an early assessment. Energy Policy 31, 527-535.
- 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.
- MEYER, N.I. Y KOEFOED, A. (2003): «Danish energy reform: policy implications for renewables». Energy Policy 31, 597-607.
- MEYER, N.I. (2003): «European schemes for promoting renewables in liberalised markets». Energy Policy 31, 665-676.
- MIDTTUN, A., GAUTESEN, K. (2007): «Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry». Energy Policy 35, 1419-1422.
- MITCHELL, C.; BAUKNECHT, D. Y CONNOR, PM. (2006): «Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany». Energy Pol;34(3):297-305.
- MORTHORST, PE.(2000): «The development of a green certificate market». Energy Policy;28:1085-94.
- MOZUMDER, P. Y MARATHE, A. (2004): «Gains from an integrated market for tradable renewable energy credits». Ecological Economics 49, 259-272.
- MUNOZ, M.; OSCHMANN, V. Y TABARA, J. D. (2007): «Harmonization of renewable electricity feed-in laws in the European Union 35, 3104-3114».
- RAGWITZ, M.; HELD, A.; RESCH, G.; FABER, C.; HASS, R.; HUBER, C.; COENRAADS, R.; VOOGT, M.; REECE, G.; MORTHORST, P.E.; GRENAJENSEN, S.; KONTANTINAVICIUTE, I. Y HEYDER, B. (2007): «OPTES – Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market». Final Report.
- REN21 (2008): «Renewables 2007 Global Status Report» Paris: REN21 Secretariat and Washington, DC: Worldwatch Institute
- SÖDERHOLM, P. (forthcoming): «Harmonization of renewable electricity feed-in laws: A comment». Energy Policy
- THE ECONOMIST (2005): «A tankful of sugar», Sep 22nd.
- (2005): «Sunrise for renewable energy», Dec 8th.
- (2006): «A coat of green», Sep 7th.
- (2006): «Tilting at windmills», Nov 16th.
- (2007): «Bright prospects», Mar 8th.
- UNRUH, G.C. (2000): «Understanding carbon lock-in». Energy Policy, 28(12), 817-830
- (2002): «Escaping carbon lock-in». Energy Policy, 30(4), 317-325
- VAN DER LINDEN, N.H., UYTERLINDE, M.A., VROLIJK, C., NILSSON, L.J., KHAN, J., A ° STRAND, K., ERICSSON, K., WISER, R., (2005): «Review of International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanisms». Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten.
- VERBRUGGEN, A. (2004): «Tradable green certificates in Flanders (Belgium)». Energy policy 32,165-76.
- VERHAEGEN, K.; MEEUS, L Y BELMANS, R. (forthcoming): «Towards an international tradable green certificate system – The challenging example of Belgium. Renewable and Sustainable». Energy Reviews 13 (1), 208-215.
- VOOGT, M.H., UYTERLINDE, M., DE NOORD, K., SKYTHE, L. H., NIELSEN, M., LEONARDI, M., WHITELEY, M., CHAPMAN, (2001): «Renewable Energy Burden Sharing—REBUS—Effects of Burden Sharing and Certificate Trade on the Renewable Electricity Market in Europe». ECN-C-01-030, Petten, The Netherlands.
- VOOGT, M.H., UYTERLINDE, M.A., (2006): «Cost effects of international trade in meeting EU renewable electricity targets». Energy Policy 34, 352-364.
- WEITZMAN, M.L. (1974): «Prices vs. quantities». Review of Economic Studies 41, 447-491.
- WISER R.; BACHRACH D.; BOLINGER, M. Y GOLOVE, W. (2004): «Comparing the risk profiles of renewable and natural gas-fired electricity contracts». Renew Sustain Energy Rev;8:335-63.
- WISER, R.; PORTER, K. Y GRACE, R. (2005): «Evaluating experience with renewables portfolio standards in the United States». Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 10, 237-263.