

# LA REGULACIÓN, CLAVE PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

**GONZALO SÁENZ DE MIERA**

Universidad Autónoma de Madrid

Las energías renovables ocupan un espacio creciente en el panorama energético mundial. Todos los países desarrollados y gran parte de aquellos en vías de desarrollo están orientando sus políticas energéticas, con mayor o menor intensidad, hacia el fomento de estas tecnologías. De hecho las tecnologías renovables son las que están experimentando una mayor

tasa de crecimiento en todo el mundo, al tiempo que los objetivos de desarrollo definidos en relación a ellas a medio plazo son cada vez más ambiciosos. Esto está siendo así no sólo en la Unión Europea, que tradicionalmente ha liderado este sector, sino también en Estados Unidos, Japón, Australia e incluso China, India y un elevado número de países en desarrollo.

Los datos nos indican que nos encontramos ante una tendencia que se consolida progresivamente. No es un fenómeno meramente coyuntural, sino una decisión de futuro. Una apuesta tan amplia por este tipo de energías sólo se puede explicar por el reconocimiento creciente de las ventajas que tienen en el mundo actual en tres ámbitos fundamentales: el medio ambiente, la seguridad energética y el desarrollo económico.

Desde el punto de vista ambiental, las energías renovables, a diferencia de los combustibles fósiles, se renue-

van de forma natural, por lo que son infinitas, no producen gases de efecto invernadero y son, por tanto, una de las pocas vías disponibles para hacer frente al aumento de la demanda de energía sin agravar el problema del cambio climático. Desde la perspectiva energética, se trata de energías autóctonas, que no es necesario importar, están disponibles en mayor o menor medida en todos los países y contribuyen, por tanto, a reducir la elevada y creciente dependencia de la mayor parte de los países. Por último, las energías renovables son una importante fuente de empleo y constituyen, en muchos casos y especialmente en regiones poco avanzadas, un motor de desarrollo económico y social.

Todo lo cual explica y justifica la importancia global que están adquiriendo; expresada con un símil, navegan a favor de corriente y con el viento en popa. Pero no todos son datos favorables, pues las energías renovables se enfrentan a un problema

económico de complicada solución. En un marco como el actual en el que las energías convencionales no internalizan todos sus costes —en especial algunos de carácter ambiental y otros relacionados con el riesgo de suministro—, las energías renovables no pueden competir en coste.

Esta circunstancia hace que la consecución de los objetivos de desarrollo definidos requieran, además de avances tecnológicos que permitan reducir el diferencial de costes, de marcos regulatorios de apoyo a estas tecnologías que incentiven las inversiones de agentes privados, dándoles una oportunidad razonable de obtener rentabilidades coherentes con los riesgos asumidos.

Tanto es así que, como se tratará de mostrar a lo largo de este artículo, la regulación de apoyo a estas tecnologías se constituye en el factor clave para su desarrollo. Las energías renovables no se instalan, como en principio podría pensarse, donde más y mejores recursos naturales hay —sol, viento, agua—, ni en los países más grandes, sino donde mejores marcos regulatorios existen. En este trabajo se defiende que los mejores marcos no son aquellos en los que más apoyos económicos se ofrecen sino, fundamentalmente, los que proporcionan apoyos más predecibles, estables y mejor adaptados a las necesidades de unas inversiones como las energías renovables, muy intensivas en capital y a largo plazo.

El artículo está estructurado en cinco apartados. En el primero se analizan los costes de generación de las diferentes tecnologías y se justifica la intervención regulatoria en el desarrollo de las energías renovables. En el segundo se describen los diferentes tipos de marcos regulatorios de apoyo y se presta especial atención a los tres básicos: apoyo

directo al precio —o sistema de primas—, certificados verdes negociables y subastas. En el tercero se realiza un análisis comparado de los tres marcos mencionados, desde el punto de vista de la teoría económica y desde una perspectiva empírica. En el cuarto se describe el marco de apoyo a la energía eólica en España, pues se trata de un caso de éxito por su eficacia y eficiencia. Por último, en el quinto apartado se presentan las conclusiones finales.

## EL COSTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA NECESIDAD DE MARCOS DE APOYO ↓

El desarrollo de las energías renovables se enfrenta, como ya se ha mencionado, a un problema económico pues, en el contexto actual de mercado, las renovables no pueden competir en coste con las energías convencionales.

Pero, ¿cuál es el coste real de las distintas tecnologías de generación? Para responder a esta cuestión es útil el concepto de coste de ciclo de vida, que depende, básicamente de los costes siguientes: inversión de la planta; de combustibles y su evolución en la vida del activo; otros costes de operación y mantenimiento y del factor de utilización de la instalación y su vida útil.

Con la aplicación de este tipo de análisis y la adopción de hipótesis conservadoras en relación con los precios del CO<sub>2</sub> y de los combustibles (1), se llega a la conclusión de que los costes medios de generación de las renovables son superiores a los de las convencionales. Como puede verse en el gráfico 1, los costes de la energía eólica se sitúan en torno a los 80 €/MWh, los de la biomasa entre 90 y 110 €/MWh y los de las solares entre los 200 y 300 €/MWh.

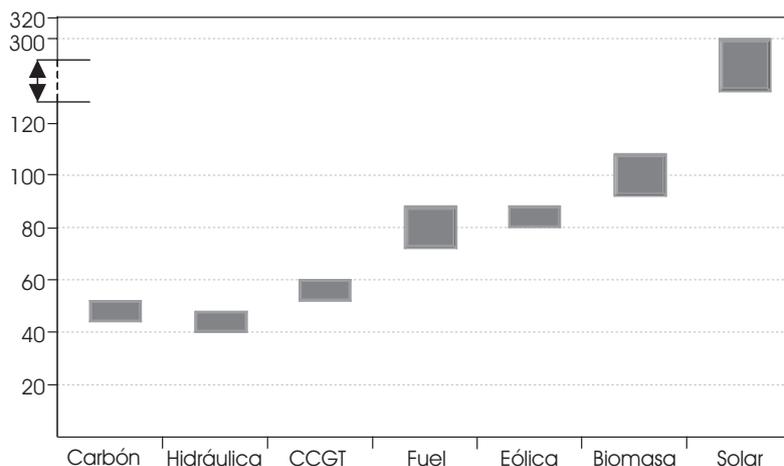


GRÁFICO 1

COSTES MEDIOS DE GENERACIÓN

€/MWh

FUENTE:  
AIE, Emerging Energy Research  
y elaboración propia

CUADRO 1  
TIPOLOGÍA DE LOS MARCOS DE APOYO

	Directo	Indirecto
<b>Básico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sistemas de precios                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas</li> <li>• Primas</li> </ul> </li> <li>– Sistemas de cantidades                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Certificados Verdes Negociables</li> <li>• Subastas públicas</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fiscalidad sobre energía contaminantes</li> <li>• Mercado de derechos de emisiones</li> <li>• Mecanismos de Desarrollo</li> </ul>
<b>Complementario</b>	Etiquetado de la energía renovable	

FUENTE: Comisión de las Comunidades Europeas (2005)

Se trata por tanto de costes superiores, en distinto grado, a los de las opciones viables actualmente de generación convencional, como ciclos combinados de gas (CCGT) —con costes de entre 50 y 60 €/MWh— o el carbón —entre 40 y 50 €/MWh—.

En este escenario, las energías renovables son más costosas —y por tanto menos competitivas— que las energías convencionales y, en un entorno de mercado como el actual, son preteridas respecto a las energías convencionales disponibles para hacer frente al aumento de la demanda eléctrica.

El problema es que el contexto actual de mercado no puede considerarse un campo de juego equilibrado para las energías renovables, al menos por las dos siguientes razones:

■ En primer lugar, porque las energías convencionales no internalizan todos sus costes. Es decir, hay externalidades negativas que no son internalizadas, como por ejemplo costes ambientales adicionales a los de emisión de CO<sub>2</sub> o ciertos costes del riesgo de la variación de los precios de los combustibles importados que afectan a las tecnologías térmicas. Si se tuvieran en cuenta estas cuestiones, los costes de las energías convencionales serían superiores, haciendo incluso que algunas tecnologías renovables resultaran competitivas.

■ En segundo lugar, porque al analizar los costes de las renovables no se están considerando las externalidades positivas que su difusión genera en la sociedad en términos ambientales —al sustituir/evitar producción térmica—, de seguridad energética, de reducción del precio de mercado y de desarrollo económico y social.

En definitiva, la existencia de externalidades negativas de las energías convencionales y de externalidades positivas de las energías renovables justifica, desde el punto de vista económico, el desarrollo de un campo de juego equilibrado mediante el apoyo regulatorio a las energías renovables.

## TIPOLOGÍA DE MARCOS DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES †

Existe una gran variedad de marcos de apoyo a las energías renovables, que pueden clasificarse atendiendo a dos variables:

**Marcos de apoyo directos**, cuyo objetivo básico es el desarrollo de las renovables, o indirectos, que persiguen otro fin pero indirectamente apoyan a las renovables.

**Marcos de apoyo básico**, sin los cuales no es posible el desarrollo de las renovables; o marcos de apoyo complementarios, que por sí mismos no son suficientes para el fomento de la inversión, pero que, como su propio nombre indica, pueden servir de complemento a marcos básicos.

Combinando ambas variables, en el cuadro 1 se presenta una clasificación de los principales marcos de apoyo. En este artículo nos centramos principalmente en los marcos directos y básicos, que a su vez pueden dividirse en dos grandes grupos: los sistemas basados en el precio y los basados en cantidades.

Entre los instrumentos basados en el precio, el más relevante es el de apoyo directo al precio o sistema de primas (*feed-in tariffs*). Este marco, que es el tradicional de apoyo a estas tecnologías, descansa sobre dos pilares:

**La garantía de compra al productor de toda la energía generada** durante un periodo de tiempo determinado por parte del Sistema; bien directamente o a través de las empresas distribuidoras o transportistas.

**La definición por parte del regulador de un tarifa fija** o de una prima adicional al precio de mercado por cada MWh volcado a la red por el generador. El regulador define la tarifa o la prima de forma que el generador obtenga una rentabilidad adecuada para su inversión.

CUADRO 2  
PRINCIPALES MARCOS DE APOYO A RENOVABLES EN LA EUROPA-27

	Basados en precios		Basados en cantidades	
	Tarifa	Prima	Certificados Verdes	Subastas
Austria	X			
Bélgica	X		X	
Bulgaria	X			
Chipre	-		-	-
República Checa		X		
Dinamarca				
Estonia	X (límites a eólica)			
Finlandia	- (*)	-	-	-
Francia	X (a eólica, otras < 12M)			X (>12M, no eólica)
Alemania				
Grecia				
Hungría				
Irlanda	X (subasta para asignación de cuota)			
Italia			X	
Letonia	X (más cuotas)			
Lituania	X (subasta para asignación de cuotas)			
Luxemburgo	X			
Malta	-		-	-
Países Bajos		X (ahora congelada)		
Polonia			X	
Portugal	X (subasta para asignación de cuota)			
Rumanía				
Eslovenia	X	X		
Eslovaquia	X			
España	X	X	X	
Suecia			X	
Reino Unido				
<b>TOTAL</b>	<b>27</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>1</b>

FUENTE: Elaboración propia

Por su parte, entre los sistemas basados en cantidades, son dos los instrumentos de apoyo más relevantes:

**Cuotas y certificados verdes negociables.** En este sistema, a los suministradores de energía (distribuidoras o comercializadoras) se les impone la obligación de que una parte (cuota) de la energía que suministren sea de origen renovable. Al mismo tiempo, los generadores renovables reciben un certificado verde por cada MWh generado. Este certificado verde puede ser comercializado y tiene un valor, dado que para cumplir con la obligación impuesta los suministradores deberán adquirir certificados verdes en una cantidad igual a su cuota. En caso de incumplimiento se incurre en una penalización.

Por tanto, los generadores renovables reciben dos ingresos: el precio de mercado eléctrico, por la energía vendida y el precio de mercado de los certificados verdes, por el número de certificados vendidos a los suministradores que los demandan para cumplir con sus cuotas.

**Sistemas de subastas públicas.** En este sistema, el regulador invita a posibles generadores a presentar ofertas para la construcción de capacidad adicional basada en energías renovables. A las ofertas

más económicas en términos de €/MWh —que cumplan con los requisitos técnicos establecidos— se les adjudica un contrato de compra de toda la energía producida en un periodo definido, al precio cerrado en la subasta.

También existen marcos fiscales de apoyo a las renovables. Un ejemplo es el *Production Tax Credit (PTC)* establecido a nivel Federal en Estados Unidos. Gracias al mismo, los productores renovables tienen, durante 10 años, una bonificación fiscal en un impuesto directo equivalente a 19 \$/MWh.

Los sistemas de apoyo directo basados en el precio —sistemas de primas— fueron los primeros en ser aplicados y, a día de hoy, siguen siendo los más utilizados en todo el mundo. Los sistemas de apoyo directo basados en cantidades se empezaron a aplicar desde finales los años noventa del siglo pasado en varios países europeos y en varios Estados de Estados Unidos, con la idea de aprovechar las ventajas de los mecanismos de mercado para reducir el coste para el consumidor. Los sistemas de apoyo fiscal se utilizan como instrumento complementario de apoyo en varios países europeos y como mecanismo básico de apoyo a nivel federal en Estados Unidos.

En el cuadro 2 se recogen los sistemas utilizados en los distintos Estados de la Unión Europea. Puede comprobarse que hay países en los que se utilizan simultáneamente varios de los sistemas mencionados.

### Ventajas y desventajas de los diferentes marcos de apoyo

Una de las principales dificultades del regulador en el caso de las energías renovables es el conocimiento preciso de los costes de generación y, muy especialmente, su evolución en el tiempo —tanto por incremento de la eficiencia de la tecnología existente como por el desarrollo de nuevas tecnologías—. En este escenario de incertidumbre, los marcos anteriormente descritos llevarían a resultados diferentes.

En los sistemas basados en el precio, el regulador define la retribución por MWh que recibe el generador renovable, pero en principio no puede controlar la capacidad que se instalará en respuesta a la señal de precio dada (2). Por el contrario, en los sistemas basados en cuotas el regulador define —a través de la propia cuota— la necesidad de energía renovable y, por tanto, indirectamente, la capacidad renovable a instalar, pero sin embargo no puede controlar la retribución que obtendrá el generador por MWh, que se establece en el mercado —precio del certificado verde—. Esta problemática se ilustra en el gráfico 2.

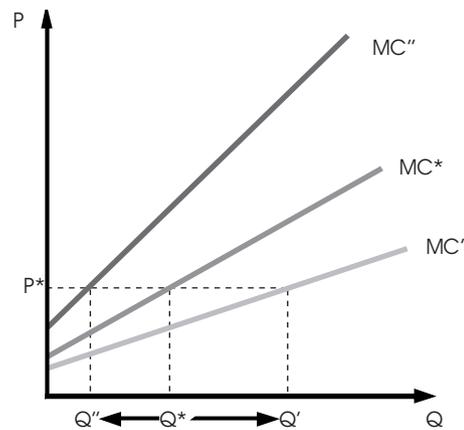
Como se puede observar, en los sistemas basados en el precio, si el regulador quiere alcanzar una cantidad  $Q^*$  de energía, deberá definir una retribución igual a  $P^*$  de acuerdo a la curva estimada de costes marginales ( $MC^*$ ). Sin embargo, si los costes son superiores o inferiores a los estimados, las cantidades resultantes serán diferentes. En el caso de que la curva de coste marginal sea inferior ( $MC'$ ) entonces la cantidad producida será  $Q'$ , mientras que si la curva de coste marginal es superior ( $MC''$ ), entonces la cantidad final será  $Q''$ . Así, de fijar el precio, la incertidumbre sobre los costes se traduce en riesgo respecto a la cantidad de energía que será producida —o lo que es lo mismo, respecto a la capacidad que será instalada—.

Por el contrario, en los sistemas de cuotas, la cantidad máxima de energía renovable que estará disponible viene dada por la obligación de compra impuesta a los suministradores. La cantidad de renovables realmente disponible será igual a la máxima siempre que la penalización por incumplimiento de la obligación sea mayor que el precio de los certificados verdes en el mercado. Sin embargo, la retribución que reciban los generadores dependerá de

GRÁFICO 2

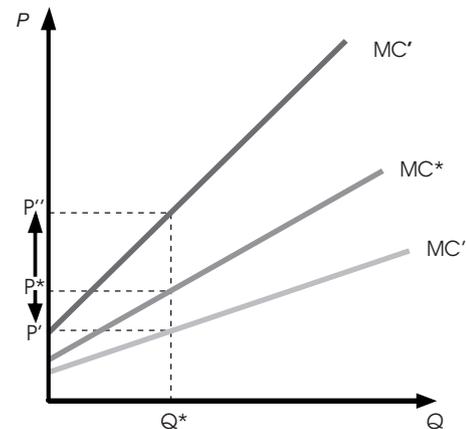
### MARCOS DE APOYO BASADOS EN PRECIOS VS CUOTAS

#### Marco de apoyo basado en precios



La cantidad de energía producida está en riesgo

#### Marco de apoyo basado en cantidades



El precio de energía producida está en riesgo

FUENTE:  
Elaboración propia

los costes marginales y se moverá entre  $P'$  y  $P''$  dependiendo si el coste marginal es  $CM'$  o  $CM''$ . Al fijar la cantidad, la incertidumbre sobre los costes se traduce en riesgo respecto al precio.

Desde el punto de vista teórico, puede decirse que la elección del regulador entre los dos sistemas

dependerá del riesgo que quiera minimizar —o, lo que es lo mismo, del riesgo que quiera asumir—: de precio o de cantidad. En el caso de que desee minimizar la posibilidad de errar en el precio pagado por MWh generado, optará por los sistemas basados en el precio, mientras que si lo que desea es eliminar el riesgo de superar una cierta cantidad de energías renovables, elegirá los sistemas basados en cuotas.

## ANÁLISIS COMPARADO DE LOS MARCOS DE APOYO



De los diversos criterios que pueden utilizarse a la hora de analizar y comparar los diferentes marcos de apoyo, vamos a centrarnos en dos:

**La eficacia**, que se definiría como la capacidad del marco de apoyo para lograr la consecución del objetivo fijado de desarrollo de las renovables, ya sea en términos de potencia instalada o de producción.

**La eficiencia**, que podría definirse como la capacidad del marco de apoyo para lograr los objetivos con el mínimo coste para el sistema en general y para el consumidor en particular.

Con base en estos criterios, a continuación se presentan sendos análisis comparados de cada uno de los marcos de apoyo, uno desde el punto de vista de la teoría económica y otro fundamentado en la evidencia empírica disponible.

### Análisis teórico



**Sistemas de apoyo directo al precio.** Como se ha expuesto anteriormente, estos marcos tienen la ventaja respecto a los basados en certificados verdes negociables y en subastas de que el regulador controla la remuneración que reciben los productores por MWh generado. En este sentido, si el regulador tuviera información perfecta sobre los costes de las diferentes tecnologías y sobre las horas futuras de funcionamiento de las instalaciones renovables, podría definir unos niveles eficientes de precios, de forma que la retribución de las instalaciones reflejara el coste medio de generación. Con ello lograría que la rentabilidad obtenida por el generador —definida *ex ante* de acuerdo a una metodología estable y transparente— fuera la razonable: ni excesiva, lo que implicaría una transferencia innecesaria de excedente del consumidor al productor; ni insuficiente, que no atraería el volumen de inversión necesario para satisfacer el objetivo definido.

Sin embargo, se suele considerar que el regulador, por falta de información precisa sobre los costes y

las horas de funcionamiento de las centrales, tiende a definir primas más elevadas de las necesarias para evitar la falta de inversiones, lo que genera cierta ineficiencia.

La gran ventaja de los sistemas de apoyo directo al precio es que, bien definidos, dan una gran seguridad al inversor, en la medida en que fijan la senda de retribución para toda la vida útil de la instalación —como en el caso de la regulación vigente en España— o durante un periodo de tiempo lo suficientemente largo como para proporcionar una expectativa razonable de que obtendrá una rentabilidad adecuada —como en el caso de la regulación en Francia—. Esta seguridad es un factor especialmente importante al considerar la distancia entre la capacidad renovable existente y los objetivos fijados para la misma.

Evidentemente, la clave para que estos sistemas den la necesaria seguridad al inversor reside en la estabilidad de los marcos. Aunque el regulador ha de tener la posibilidad de revisar cada cierto tiempo los niveles retributivos a la vista de la evolución de los costes de las tecnologías o de las condiciones del entorno, es fundamental que los posibles cambios retributivos sólo afecten a las nuevas instalaciones y no a las realizadas con anterioridad. Si los cambios retributivos afectan también a las instalaciones ya existentes, entonces son los inversores quienes asumen el riesgo asociado al progreso tecnológico y al cambio del entorno.

Efectivamente, cuando los sistemas de apoyo directo al precio son estables y predecibles implican poco riesgo para el productor que exigirá, por tanto, una menor prima de riesgo, con lo que las retribuciones necesarias para incentivar la inversión serán menores. El menor riesgo tiene ventajas, en consecuencia, tanto para el productor como para el consumidor. La idea es clara: un MWh producido con un marco con poco riesgo cuesta menos al consumidor, *ceteris paribus*, que en un marco con más riesgo.

Una de las críticas a los sistemas de primas es que se establece una retribución para cada una de las tecnologías, independientemente de las horas de funcionamiento de cada instalación individual. Dado que la retribución se define de forma que se incentive el desarrollo del número de instalaciones necesarias para lograr el objetivo perseguido —es decir, capacidad—, las instalaciones con mejores condiciones —con mayor número de horas de utilización— recibirán mayores ingresos por MW instalado, sin requerir un mayor coste. Así, estas instalaciones obtendrían rentabilidades superiores a las pretendidas por el regulador, lo que provoca cierta ineficiencia en el sistema. Este problema se ha abor-

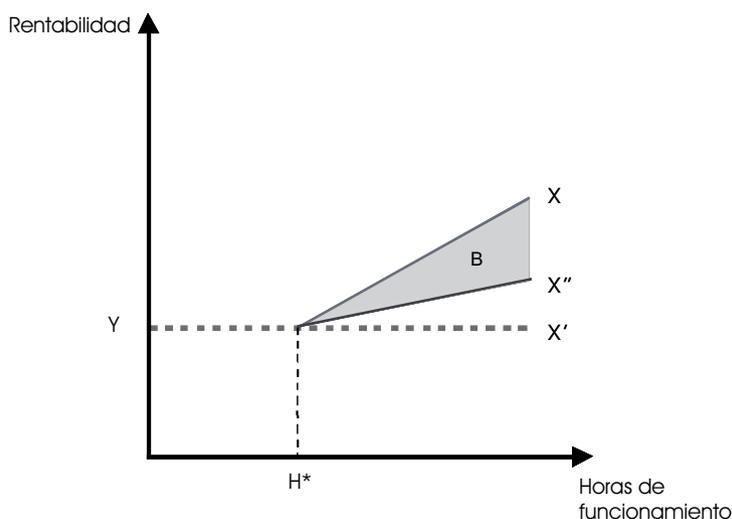


GRÁFICO 3

**ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD  
CON PRIMAS EN FUNCIÓN DE  
HORAS DE FUNCIONAMIENTO**

 FUENTE:  
Elaboración propia

dado en los últimos tiempos mediante la definición de mecanismos de retribución que tienen en cuenta el rendimiento de cada instalación.

Una primera opción es la definición de una misma tasa de rentabilidad para todas las instalaciones, independientemente de sus horas de utilización. En el caso de los parques eólicos, por ejemplo, se conseguiría definiendo retribuciones menores por MWh cuantas más horas de utilización consigan. El problema con este tipo de sistemas es doble:

Por un lado, el regulador no sólo se enfrenta a la incertidumbre de los costes de las instalaciones y su evolución futura, sino también a cuál es el número de horas de funcionamiento esperado. Este problema podría ser resuelto ajustando la retribución anual de forma *ex post*, es decir, una vez conocida la utilización de la instalación.

Por otro lado, y más importante, este sistema daría lugar a ineficiencias significativas. La razón para ello es que los productores no tendrán incentivos para ocupar las mejores ubicaciones —se obtiene la misma rentabilidad independientemente de la utilización—, sino que, en general, preferirán localizaciones con bajas utilizations y por tanto con menos desgaste de las máquinas —lo que equivale a una mayor vida útil y a una mayor rentabilidad, si aquella es mayor que la considerada por el regulador a la hora de determinar la retribución—.

Una segunda opción —que se está aplicando para la energía eólica en países como Francia o Portugal— es la de definir retribuciones por MWh inversamente proporcionales a las horas de funcionamiento, pero permitiendo que los parques con más horas obten-

gan mayores rentabilidades —de esta forma se mantiene el incentivo a la ocupación de las mejores ubicaciones—.

Como puede verse en el gráfico 3, el resultado de los sistemas de prima única, que no tienen en cuenta las horas de funcionamiento, es la recta (X) que muestra la rentabilidad obtenida por las instalaciones —mayor cuantas más sean las horas de funcionamiento—. Si en un determinado contexto el inversor exige una rentabilidad mínima de Y, entonces se realizarán todos los parques con más horas que  $H^*$ , siendo la ineficiencia respecto al caso óptimo de primas *ad-hoc* en función del número de horas de funcionamiento, el área comprendida entre (X) y (X').

La recta (X'') es el resultado de los sistemas en los que se definen retribuciones inversamente proporcionales a las horas, pero permitiendo que las instalaciones con más horas obtengan mayores rentabilidades —de tal forma que se mantendría la eficiencia asignativa—. Esta fórmula supone un ahorro de coste para el conjunto del sistema y, por tanto, para el consumidor. Este ahorro es representado por el área B del gráfico.

Otra de las ventajas de este tipo de sistemas es la simplicidad de su aplicación y la posibilidad de establecer retribuciones diferenciadas por tecnología —sólo hay que definir los niveles tarifarios por tecnologías y realizar revisiones periódicas—, lo que evita, como ocurre en el caso de los sistemas de certificados verdes negociables, que al tener un precio único independientemente de la tecnología, unas obtengan rentabilidades más allá de las razonables y otras no reciban una retribución suficiente, lo que llevaría a que se desarrolle un parque de renovables que no estará adecuadamente diversificado.

Se afirma que uno de los principales problemas de los sistemas de primas es que el regulador controla el precio pero no la cantidad que finalmente se instala de una determinada tecnología. Sin embargo, esta situación se puede resolver regulatoriamente bien estableciendo límites de potencia —es decir, legislando que a partir de cierta capacidad instalada las nuevas instalaciones no recibirán apoyo regulatorio a través de primas—.

**Sistemas de certificados verdes negociables (CVN).** La ventaja de estos marcos reside, como se ha comentado en el apartado anterior, en que permiten al regulador acotar la cantidad máxima demandada de una determinada tecnología —y por tanto, dar una señal respecto a la capacidad a instalar—. Es importante destacar que acotar la cantidad máxima no asegura la consecución del objetivo, que puede no lograrse por otras razones.

Desde un punto de vista puramente teórico, este tipo de marcos son eficientes en la medida en que, una vez definida la cantidad de energía renovable demandada, existirá competencia entre los productores —que están expuestos al precio de los certificados, que se establecerá en función de la oferta y la demanda de los mismos—. Así, no se desarrollarán instalaciones con costes medios superiores al precio de mercado esperado. Sin embargo, este sistema adolece del mismo problema que las primas únicas, en el sentido de que, una vez alcanzado el precio de equilibrio, habrá instalaciones con costes reducidos —por ejemplo, las de horas de utilización elevadas— que recibirán retribuciones superiores a sus costes medios, obteniendo así una rentabilidad muy superior a la media. Esta situación sería claramente ineficiente, ya que con un precio menor —que asegurara la rentabilidad razonable exigida por los proveedores de capital—, se desarrollarían las mismas instalaciones. Sin embargo, en este sistema los generadores estarían expuestos al riesgo de progreso tecnológico —evitable en un sistema de primas, siempre que las revisiones retributivas no afecten a instalaciones ya existentes—, lo que podría constituirse como una barrera de entrada.

El principal problema de este tipo de marcos es sin duda la incertidumbre que generan en el inversor, que está sometido a dos volatilidades significativas en relación con sus ingresos esperados —esto es, el riesgo de precio del mercado de energía y el riesgo de precio del mercado de certificados—. Todo ello implica una mayor prima de riesgo exigida a las inversiones, que se traduce en la necesidad de una mayor retribución —reflejada en el precio de los propios certificados—. Como veremos en la evidencia empírica comentada en el siguiente apartado, esto es exactamente lo que ha ocurrido en los últimos

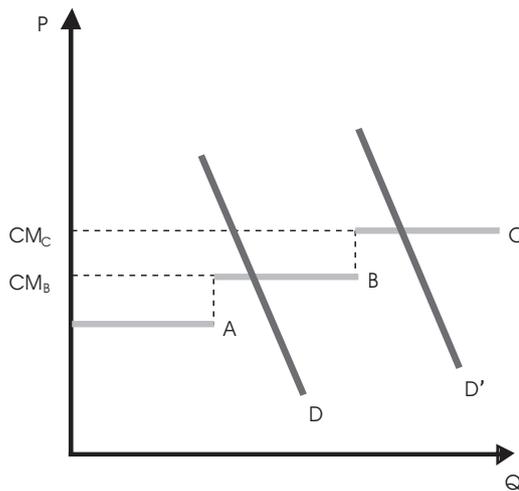
años en aquellos Estados de la UE en los que se implantaron CVN.

Existe, además, un riesgo regulatorio para el productor, que se deriva —como se ha visto en los casos de Italia y el Reino Unido— de que el regulador intervenga en el mercado de certificados para alterar los precios resultantes del mismo. Esta intervención se produce porque considera que los precios son insuficientes para incentivar las inversiones —en cuyo caso la intervención consistiría en incrementar las cuotas de los suministradores—, compra directa de certificados, establecimiento de un precio mínimo para los certificados o incremento de las penalizaciones por incumplimiento, o que los precios son demasiado elevados; las mismas intervenciones anteriores pero en sentido contrario.

Otro de los problemas de los sistemas de CVN es que normalmente se define un único producto —es decir, un único tipo de certificado independiente de la tecnología con la que se haya generado—, con lo que sólo existe un precio. Así, por un lado, este precio único sobre-retribuye a las tecnologías más económicas —la rentabilidad que obtendrían sería muy superior a la razonable para su exposición al riesgo—, con la consiguiente ineficiencia para el conjunto del sistema —ineficiencia en el sentido de que, para un precio menor, se desarrollarían las mismas instalaciones—. Y, por otro lado, el precio único no permite el desarrollo de las tecnologías más costosas, pese a que puede ser interesante fomentarlas con el objetivo de alcanzar un parque de energías renovables diversificado —como ocurre en el caso de España, donde el Plan de Fomento apuesta por varias tecnologías con costes sensiblemente diferentes—.

El gráfico 4 se presenta a modo de ejemplo. En él, considerando una demanda  $D$ , el precio del certificado lo marcaría el coste medio de la tecnología B ( $CM_B$ ). Con este precio la tecnología A estaría recibiendo una retribución por encima de sus costes medios, lo cual podría considerarse como ineficiente en el sentido anteriormente descrito. Adicionalmente, si el regulador quisiera que se desarrollara la tecnología C, debería entonces incrementar la demanda ( $D'$ ). Esto provocaría un nuevo precio igual al coste medio de la tecnología C que haría rentable esta tecnología pero sobre-retribuiría a A y a B.

Este tipo de problemas podrían ser solucionados al menos de dos maneras. Una alternativa consistiría en definir certificados específicos para cada tecnología. En este caso, las obligaciones sobre los suministradores serían igualmente establecidas por tipo de tecnología. Al ser cada tipo de certificado un producto diferente, habría un mercado específico para cada tipo y, por tanto, un precio diferente.



**GRÁFICO 4**  
**EFICACIA DE UN INCREMENTO DE LA DEMANDA IMPUESTO POR EL REGULADOR**

FUENTE:  
Elaboración propia

Otra alternativa consistiría en asignar a cada MWh producido con las tecnologías más costosas un número de certificados superior al que se asignarían a las tecnologías más económicas —la relación entre el número de certificados asignados a cada tecnología vendría dada por la relación entre los costes medios esperados de las mismas en el margen—. De esta forma, la obligación sobre los suministradores no se diferenciaría por tecnología y habría un único mercado de certificados con un único precio —esto es posible al ser los certificados un mismo producto independientemente de su origen—. El problema de esta alternativa reside en que la información del regulador respecto a los costes medios de cada tecnología es imperfecta, con lo que se estaría introduciendo una potencial ineficiencia.

Un último problema a destacar es la fijación de la penalización a los suministradores por incumplimiento de sus obligaciones. Teóricamente, para que un sistema de CVN funcione correctamente es necesario que la penalización sea ligeramente superior al coste esperado de los certificados. Esto es fácil de entender considerando lo que sucedería si la penalización fuera inferior al precio esperado de los certificados: para un suministrador sería más económico pagar las penalizaciones que comprar los certificados. En consecuencia, los suministradores comprarían menos certificados que los marcados en sus cuotas, por lo que el objetivo de renovables no se cumpliría —las cuotas sobre los suministradores se corresponden al objetivo de renovables—.

Luego la fijación de la penalización es un elemento fundamental para el correcto funcionamiento de un sistema CVN. Sin embargo, resulta evidente que estimar el precio esperado de los certificados no es en

absoluto sencillo y las consecuencias de un error en el mismo muy significativas:

- ✓ Si el precio se subestima —y por tanto también la penalización—, el objetivo de renovables no se alcanzará —tal y como se explicó en el párrafo anterior—. De hecho, existe un claro riesgo de que el regulador, debido a una idea errónea de defensa del interés del consumidor, limite el valor de la penalización.
- ✓ Si el precio se sobreestima se estaría dando lugar a un sobre coste ineficiente para los consumidores. Esto es debido a que los suministradores internalizarán en sus ofertas a los consumidores el valor esperado de las penalizaciones, las cuales serán innecesariamente elevadas.

**Sistemas de subastas.** Este tipo de sistemas hace un uso intermedio del mecanismo de mercado —mayor que en el caso de las primas, pero menor que en el de los CVN— y, en este sentido, presenta una serie de ventajas en relación con los otros dos marcos, que pueden resumirse en que: (i) permiten al regulador asegurar que no se sobrepasa una determinada cuota de renovables —lo que no ocurre con los sistemas de primas—; (ii) permiten cierto grado de competencia, ya que los generadores compiten en la subasta para lograr los contratos; y (iii) el precio recibido por los generadores se establece en la resolución de la subasta, lo que reduce el riesgo para el generador y para el regulador —a diferencia de los sistemas de CVN, en donde el precio lo establece el mercado y está afectado por el valor de la penalización—. Por tanto, las subastas son aparentemente mecanismos adecuados para la promoción de las energías renovables, ya que pueden limitar el techo de instalación de una determinada capaci-

dad con menos riesgo para los inversores y el regulador.

Paradójicamente, la principal ventaja que normalmente se asocia con las subastas —que llevan a menores costes para el conjunto del sistema que los mecanismos de primas— no está respaldada por la teoría económica. Efectivamente, sería posible considerar dos tipos de subastas: marginalistas y *pay-as-bid*:

✓ En una subasta de tipo marginalista los participantes ofertarían sus costes medios y recibirían —todos ellos— un mismo precio igual al coste medio de la instalación más cara necesaria para satisfacer la cantidad demandada en la subasta.

✓ En una subasta del tipo *pay-as-bid* los participantes no ofertarían sus costes medios, sino su coste de oportunidad, el cual no es otra cosa que la esperanza del coste medio de la instalación más cara necesaria para satisfacer la cantidad demandada en la subasta.

Por tanto, es evidente que de ambos tipos de subasta resultaría teóricamente un mismo precio. Esta conclusión es muchas veces obviada, existiendo una cierta creencia «intuitiva» de que una subasta *pay-as-bid* resultaría un precio inferior al que resultaría de una subasta marginalista. De hecho, éste es el argumento —claramente erróneo— utilizado entre muchos defensores de las subastas *pay-as-bid* como marco de apoyo a las energías renovables.

El precio que resultaría de cualquiera de las dos subastas sería igual al que se fijaría en un sistema de primas en las que éstas hayan sido correctamente calculadas. Esto es así porque las primas reflejarían el coste medio de la instalación más cara necesaria para cubrir la capacidad demandada. Luego el precio resultante de una subasta y el precio correspondiente a un sistema de primas tenderían a ser el mismo (3).

Sin embargo, en la práctica, existen elementos que hacen más elevado el precio resultante de las subastas que las primas. Por un lado, la participación en una subasta conlleva costes administrativos significativos, los cuales son internalizados en las ofertas de los participantes. Por otro lado, en las subastas es común que se introduzcan incentivos al desarrollo en tiempo y forma de las instalaciones.

Estos incentivos son normalmente penalizaciones por incumplimiento. Así, si un agente percibe que existe una probabilidad no nula de incurrir en las mismas, automáticamente las internalizará en su oferta en la subasta. Por tanto, las subastas introducen cos-

tes inexistentes en otros sistemas de apoyo, los cuales serán inevitablemente traspasados a los consumidores.

Adicionalmente, el hecho de que existan costes administrativos significativos se convierte en una barrera de entrada para los pequeños agentes. Esto es debido a que, para éstos, no resultar ganadores en la subasta implica incurrir en unas pérdidas significativas.

Asimismo, un sistema de subastas podría dar lugar a una cierta ineficiencia asignativa, en el sentido de que podrían no desarrollarse en primer lugar aquellas instalaciones potenciales con un menor coste para el conjunto del sistema —por ejemplo, para la energía eólica, que no se desarrollaran en primer lugar aquellas ubicaciones con un mayor número de horas de funcionamiento esperado—. Un agente que ya hubiera obtenido la propiedad/ acceso a un recurso renovable tendría la opción de no participar en la subasta actual y esperar a la subasta siguiente, esperando que en ella el precio fuera mayor —debido a que la última instalación necesaria tendrá en principio un coste medio más elevado—.

Esto sería una clara ineficiencia asignativa que un sistema de subastas no podría resolver. De hecho, ese agente sí participaría en la subasta actual, pero su coste de oportunidad —y por tanto su oferta— no sería el precio esperado en la subasta actual, sino el mayor de los precios esperados en todas las subastas futuras. Claramente supone una desventaja respecto a los sistemas de primas, que sí incentivan que se desarrollen primero aquellas instalaciones con menores costes medios.

En el cuadro 3 se recoge, a modo de resumen, la evaluación de los marcos de apoyo directo anteriormente descritos, en función de los criterios de eficiencia, competencia, riesgo para el regulador y para el productor, eficacia y aplicación.

## EVIDENCIA EMPÍRICA ↓

El trabajo empírico más importante realizado hasta el momento ha sido el llevado a cabo por la Comisión Europea en 2005 y que dio lugar al documento *El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables*. Su origen está en la Directiva 2001 de Energías Renovables (4), que dejaba libertad a los Estados Miembros para elegir los marcos de apoyo, pero establecía que en 2005 la Comisión debía realizar un análisis de los mismos y, a la vista de los resultados, podría proponer la aplicación de un sistema armonizado en todo el territorio de la Unión.

**CUADRO 3**  
**CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS MARCOS DE APOYO**

	Apoyo directo al precio	Certificados verdes negociables	Subastas
<b>Eficiencia</b>	Alta, cuando los niveles tarifarios están bien definidos. Mejor con sistemas en función de las horas de funcionamiento	Con único producto se sobretribuye a las tecnologías más económicas. Mayor coste por mayor prima de riesgo. Problema de definir correctamente la penalización	En teoría elevada; pero no más eficiente que las primeras. En la práctica, los costes administrativos y las penalizaciones generan ineficiencias.
<b>Competencia entre generadores</b>	Intensa para desarrollar los proyectos más eficientes	Muy elevada, pero el riesgo implícito puede desincentivar la participación de agentes pequeños	Sólo antes de la subasta. Los costes administrativos pueden reducir competencia al desincentivar a los agentes pequeños
<b>Riesgo para el regulador</b>	Riesgo reducido en precio. En cantidad, se puede limitar estableciendo límites de potencia a instalar	Riesgo elevado en precio. En cantidad, relacionado principalmente con el nivel de la penalización	Riesgo elevado, tanto en cantidad como en precio
<b>Riesgo para el productor</b>	Reducido, por lo que su prima de riesgo también lo será	Muy elevado —riesgo de exceso de capacidad, de nivel de la penalización, del precio del mercado de energía, entre otros—	Reducido —casi únicamente riesgo de penalizaciones por incumplimiento—
<b>Eficacia</b>	Alta	Media	Reducida
<b>Aplicación</b>	Sencilla	Muy compleja	Compleja

FUENTE: Elaboración propia

El Informe de la Comisión se centra en la evaluación de la eficiencia y eficacia de los diferentes marcos en el periodo 2001-2005 para cada una de las principales tecnologías e incluye una serie de propuestas de cara al futuro.

**Eficiencia.** El análisis realizado pone de manifiesto importantes diferencias en los niveles retributivos de las energías renovables en los Estados Miembros y muestra que, en general, en los países con marcos de certificados verdes negociables las retribuciones son, al día de hoy, considerablemente superiores que en los países con primas.

Así, como puede verse en el gráfico 5, en la página siguiente —en el que se muestran los costes de generación de la energía eólica y su retribución en diferentes países—, el apoyo a esta tecnología varía considerablemente, pero estas diferencias tienen poca relación con los costes medios de generación (5).

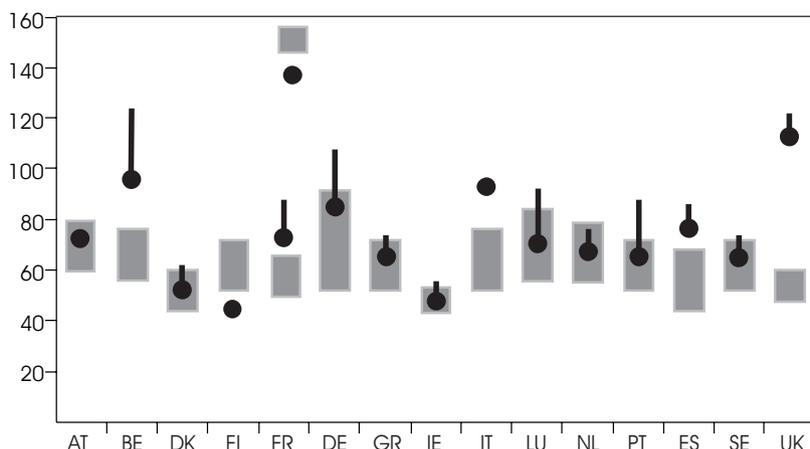
Lo más llamativo es que las mayores retribuciones y las diferencias más importantes entre retribución y costes se encuentran en países con CVN, como el Reino Unido, Italia y Bélgica. Esas mayores retribuciones —o, en último término, coste para el consumidor— pueden deberse, de acuerdo con el estudio, a la prima de riesgo más elevada solicitada por los inversores en este tipo de marcos, a los elevados

costes administrativos y, probablemente, a que estos mercados de CVN todavía no están maduros.

El informe llega a la conclusión de que, aunque la rentabilidad de los proyectos de inversión en energías renovables dependerá de la evolución futura de los precios, parece que el rendimiento del capital es mayor en marcos de CVN que en aquellos con primas, lo que sería indicativo de una cierta ineficiencia de un marco respecto al otro.

En resumen, la realidad europea viene a corroborar el razonamiento presentado en el epígrafe anterior: aunque desde un punto de vista puramente teórico los CVN parecen más eficientes, la experiencia reciente muestra que, por conllevar mayor riesgo y por posibles problemas en su diseño y aplicación, estos sistemas son por el momento, menos eficientes que los sistemas de primas, pues implican mayor coste para el consumidor por MWh producido.

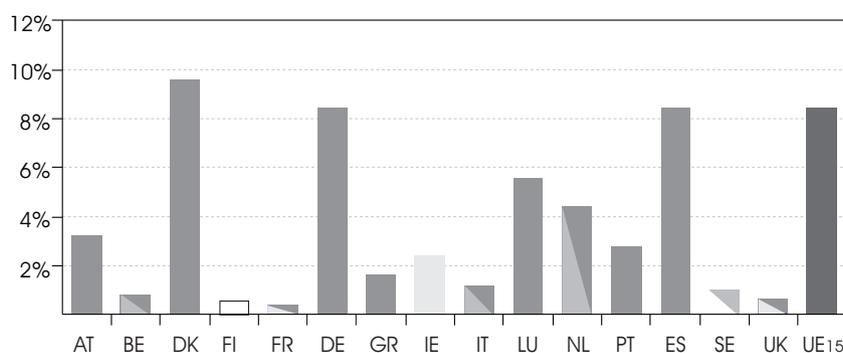
**Eficacia.** En el estudio se define la eficacia como la capacidad del marco para generar renovables adicionales en relación con el potencial restante a 2020. Es decir, la eficacia anual del marco sería el ratio entre la generación adicional de ese año comparada con el potencial restante a 2020. Esto implicaría que un país con un indicador de eficacia anual del 6% durante 4 años habría logrado un 6%



**GRÁFICO 5**  
**COSTES Y APOYO A LA ENERGÍA EÓLICA EN LA UE 15**

■ Coste de generación medio y mínimo (€/MWh)  
● Apoyo medio y máximo (€/MWh)

FUENTE:  
Comisión de las Comunidades Europeas (2005)



**GRÁFICO 6**  
**EFFECTIVIDAD DEL MARCO DE APOYO A LA ENERGÍA EÓLICA EN LA UE 15**

■ Prima en tarifa  
■ Cuota  
■ Subasta

FUENTE:  
Comisión de las Comunidades Europeas (2005)

del potencial cada año y, en el conjunto del periodo, un 24% del potencial restante.

El análisis pone de manifiesto que los sistemas de primas son más eficaces que los CVN y las subastas para la promoción de las energías renovables. Así, como puede verse en el gráfico 6 para el caso de la energía eólica, todos los países cuya eficacia es superior a la media comunitaria utilizan los apoyos directos al precio como herramienta básica para la promoción de esta tecnología.

También destaca que hasta el momento no hay sistemas de CVN que hayan sido efectivos para la promoción de las energías renovables y, en concreto, para el desarrollo de la energía eólica. Sin embargo, es cierto que en la mayor parte de los casos se trata de sistemas nuevos, puestos en marcha hace pocos años y, aunque a corto plazo parecen no ser efectivos, puede que a medio plazo, una vez que los mercados de certificados sean más líquidos y se perfeccionen los sistemas, mejoren en este aspecto.

El análisis de datos de potencia eólica instalada en la UE en 2006 corrobora las afirmaciones anteriores. El 90% de la potencia instalada ha sido en países con primas y únicamente el marco de CVN de Italia y el Reino Unido han sido capaces de promover una inversión de más de 300 MW en dicho año.

Finalmente, el documento de la Comisión pone de manifiesto que las subastas han sido muy poco efectivas, tanto por el mecanismo en sí como por otros factores —como la falta de penalizaciones por incumplimiento de los contratos o el sistema de autorización de las instalaciones—. De hecho, es muy significativo que los países que venían utilizando tradicionalmente las subastas, en los últimos años las han cambiado por sistemas de primas —caso de Francia o Irlanda— o por CVN —Reino Unido—.

En definitiva, a la vista de estos resultados, la Comisión señala que: (i) los marcos de primas son más efectivos y parecen, hasta el momento, más eficientes; no obstante, es necesario esperar a que

los CVN evolucionen para ver sus resultados a medio y largo plazo; y (ii) la coexistencia de diferentes marcos tiene ventajas; por ejemplo, los marcos de apoyo directo al precio por tecnologías benefician a los sistemas de CVN porque fomentan un proceso de aprendizaje tecnológico de las tecnologías menos eficientes, que a su vez, a medio y largo plazo, revierte en precios más bajos para los consumidores, no sólo en marcos de primas sino también en los entornos con CVN.

## EL SISTEMA ESPAÑOL DE APOYO A LA EÓLICA COMO CASO DE ÉXITO ↓

La regulación de apoyo a las energías renovables en España tiene su punto de partida en la Ley 82 de 1980, de Conservación de la Energía, que dio lugar principalmente al fomento de la cogeneración y de centrales hidroeléctricas de pequeña potencia. El régimen de apoyo se basaba en el derecho de venta de la totalidad de energía producida por la instalación y la percepción de un precio «adecuado». El siguiente hito regulatorio es el RD 2366 de 1994, que ampliaba las tecnologías apoyadas a la eólica, la biomasa y la solar, manteniendo las líneas básicas del marco anterior.

En 1997 se aprueba la Ley 54 del Sector Eléctrico, que establece las líneas generales de la liberalización de las actividades eléctricas. Por lo que toca a las energías renovables, la Ley introduce el objetivo de que en 2010 el 12% de la energía primaria fuera de origen renovable. Además, la norma contiene un Régimen Especial de apoyo a estas tecnologías —diferente del Régimen Ordinario de las centrales convencionales—, con dos opciones retributivas: la venta de la energía al distribuidor o la participación directa en el mercado de producción. En el primer caso, el generador recibía el precio medio final de la demanda más una prima. En el segundo, aparte de la prima, el precio horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios.

El Real Decreto 2818 de 1998 vino a desarrollar reglamentariamente el Régimen Especial definido en la Ley y determinando que las primas debían ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros, pero con una formulación que permite una gran discrecionalidad. Además, las actualizaciones anuales afectaban, no sólo a futuras inversiones, sino también a las ya instaladas. En 1999 ve la luz el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que define los objetivos por tecnologías necesarios para alcanzar el 12% global de energías de origen renovable para el 2010 definido en la Ley del Sector.

Después de varios desarrollos normativos orientados a incentivar una mayor participación de las renovables en el mercado —RDL 6/2000 y RD 841/2002—, en marzo de 2004 se aprueba el Real Decreto 436, que establece el marco económico de apoyo a la producción de energía eléctrica en régimen especial y que está actualmente vigente. Dicho marco mantiene dos opciones de retribución para las energías renovables: (i) tarifa fija, independiente del precio del mercado y (ii) precio de mercado, más prima, más incentivo por participación en el mercado. Los productores pueden acogerse a cualquiera de las dos opciones, pero una vez elegida una de ellas, deben mantenerse en la misma al menos durante un año.

La diferencia fundamental de la regulación vigente (RD 436/04) respecto a la regulación anterior (RD 2818/98) es que los conceptos retributivos no se actualizan anualmente de forma discrecional por parte del regulador, sino que existe un mecanismo de actualización consistente en una indexación a la Tarifa Media de Referencia (TMR). La TMR se calcula cada año como el cociente entre el coste anual estimado del sector y la demanda esperada de energía. De esta forma, la TRM refleja el coste medio del sector, con lo que indexar la retribución de las energías renovables a la TRM equivale a tomar como referencia los costes reales de la energía.

Por tanto, bajo el marco actual los inversores en energías renovables asumen riesgos similares a los del resto de agentes del sector: riesgo de precio de la energía en el mercado, de demanda o de costes de las infraestructuras de red, todos ellos internalizados en la evolución de la TMR. Ya no están expuestos, en cambio, a la discrecionalidad del regulador. De esta forma, la retribución que recibiría un potencial inversor podría ser prevista con un nivel de seguridad elevado, al ser la TMR una variable predecible.

En el caso de los parques eólicos, su retribución es, para la opción de tarifa regulada, durante los 5 primeros años el 90% de la TMR, 85% durante los 10 siguientes y 80% a partir de entonces, y para la opción de mercado, la prima es el 40% de la TMR y el incentivo el 10% durante toda la vida de la instalación. En ambos casos, tarifa y mercado, los parques eólicos deben predecir su producción horaria y asumir el coste de los desvíos, aunque de manera diferente. Además, el marco actual define dos complementos retributivos. El primero para aquellos parques eólicos que soporten huecos de tensión —que reciben el 5% de la TMR durante 4 años—, y el segundo por energía reactiva, por el que se obtiene una retribución que varía entre el -4 y +8% de la TMR, en función de la aportación a las necesidades del sistema.

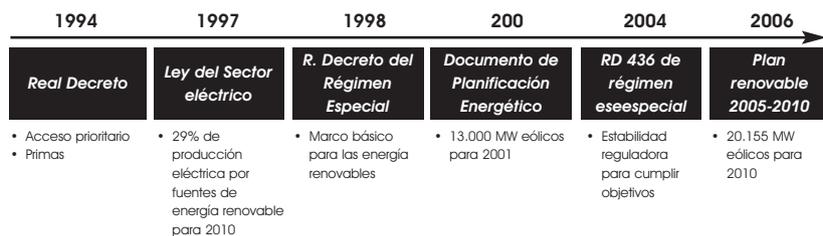
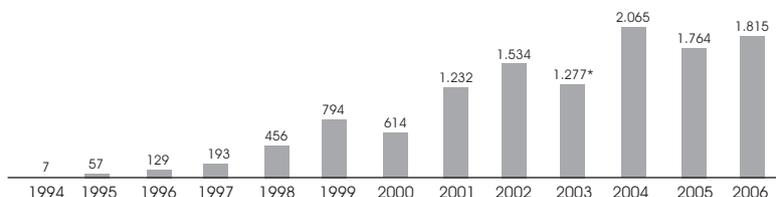


GRÁFICO 7

## EVOLUCIÓN DEL MARCO Y LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA

1994-2006

Capacidad instalada por año 1994-2006 (MW)



\* Menor ratio de inversión debido a incertidumbre de cambios regulatorios

FUENTE:  
Comisión Nacional de Energía,  
European Wind Energy Association  
y elaboración propia

Un factor clave del marco vigente es que plantea revisiones cada cuatro años de los niveles tarifarios en función de los costes de las tecnologías y de la situación del mercado, pero que sólo aplican a las instalaciones que se pongan en funcionamiento a partir de la revisión, no a las instalaciones puestas en marcha con anterioridad, que siguen manteniendo los niveles retributivos iniciales.

Este marco regulatorio puede considerarse como un éxito. Como se puede ver en el gráfico 7, la inversión en energía eólica ha crecido en España de forma sostenida en el periodo, lo que muestra su eficacia. Además, los niveles retributivos han estado próximos a los costes y muy por debajo de los de otros países de la Unión Europea, como se desprende del gráfico 5 —lo que indica su eficiencia relativa—.

Tanto es así que la Comisión Europea, en el documento ya comentado sobre marcos de apoyo, señala al sistema de España como uno de los más efectivos y eficientes y lo propone como uno de los ejemplos a seguir por el resto de países. Otras fuentes de gran prestigio en el sector —como el informe trimestral de Ernst&Young— vienen identificando durante los últimos tres años a España como uno de los países del mundo más atractivos para invertir en energías renovables y, en concreto en potencia eólica, gracias a su marco regulatorio.

Son tres los pilares que pueden explicar el éxito del marco español:

**Predictibilidad**, ya que el marco define la remuneración de las instalaciones a lo largo de su vida de

acuerdo a un mecanismo transparente —indexación a la evolución en el tiempo de la TMR, la cual es una variable a su vez predecible con un margen de seguridad adecuado—.

**Estabilidad**, ya que el marco contempla revisiones de los niveles tarifarios cada cuatro años, pero dichas revisiones son no retroactivas —sólo aplican a las nuevas inversiones, no a las ya acometidas—, lo que otorga la necesaria seguridad económica a la inversión.

**Suficiencia tarifaria**, ya que los niveles tarifarios definidos permiten una rentabilidad razonable de las inversiones.

En el momento de redactar el presente artículo (marzo de 2007) se está abordando una revisión de este marco. A la vista de los resultados obtenidos hasta el presente en términos de eficiencia y eficacia, dicha revisión tendría que servir para mejorar aspectos concretos de la regulación actual que han ido aflorando con el tiempo. Ahora bien, la revisión en ningún caso debería convertirse en un paso atrás respecto a los tres pilares básicos mencionados —predictibilidad, estabilidad y suficiencia—, si no se desea poner en riesgo el éxito logrado hasta la fecha.

## CONCLUSIONES ↓

La adopción de modelos regulatorios de apoyo a las energías renovables es una decisión política de enorme importancia de cara al futuro, dado que

los objetivos de desarrollo de estas energías son cada vez más ambiciosos. Obviamente, es fundamental que estos marcos de apoyo sean eficientes, pero no sólo por lo que respecta al coste del sector eléctrico, sino en el sentido más amplio del bienestar social. Por ello, a la hora de decidir sobre el marco a poner en práctica, se han de considerar también cuestiones tales como el desarrollo económico, el empleo, la seguridad energética o el medio ambiente. Asumiendo este enfoque amplio, de los análisis y consideraciones incluidos en este artículo se desprenderían las siguientes conclusiones.

En primer lugar, es claro que la regulación, más que la mera disponibilidad de recursos naturales —agua, viento, sol—, es el factor determinante para el adecuado desarrollo de las energías renovables.

En segundo lugar, existen tres grandes tipos de marcos regulatorios directos y básicos de fomento de estas energías: apoyo directo al precio o sistema de primas, certificados verdes negociables (CVN) y subastas. Cada modelo conduce a resultados sensiblemente diferentes en términos de eficiencia —coste para los consumidores— y eficacia —consecución de los objetivos de contribución directa y del resto de externalidades positivas de las energías renovables—.

En tercer lugar, los sistemas de primas se están mostrando más adecuados —es decir, más eficaces y eficientes— que los sistemas de CVN o de subastas: no hay hasta el momento ningún sistema de CVN que haya tenido éxito —no obstante, los CVN son sistemas nuevos, por lo que parece razonable ser prudente en su evaluación y esperar a ver cuáles son sus resultados a medio y largo plazo—, y las subastas han demostrado ser muy ineficaces e ineficientes —es significativo que en los últimos años los países que hacían uso de este instrumento están cambiando hacia sistemas de primas y CVN—.

Por último, el marco de apoyo a la energía eólica en España está basado en un sistema de primas y es un caso de éxito internacionalmente reconocido —tanto en términos de eficacia como de eficiencia— en el desarrollo de esta tecnología. Este éxito se ha basado en tres pilares básicos: predictibilidad, estabilidad y suficiencia tarifaria. Por lo tanto, si se pretende consolidar esta trayectoria de crecimiento, las futuras revisiones del marco de apoyo deberían conservar y perfeccionar dichos pilares básicos y, de forma especial, la estabilidad regulatoria.

## NOTAS ↓

- (1) Hipótesis de precios: Petróleo 50\$/barril. Carbón 65\$/Tn. CO<sub>2</sub> 10 €/Tn. Hipótesis de horas funcionamiento: Carbón 6.000h.; Gas: 4.000h.; Fuel: 2.000h.; Energía eólica: 2400h.
- (2) A no ser, como se explica más adelante, que en la regulación se establezca que las retribuciones definidas —entendidas como un sobreprecio o prima respecto al precio de la energía en el mercado— se recibirán hasta que exista una cierta potencia renovable instalada.
- (3) Habría una cierta diferencia entre ambos, debida a la esperable asimetría de información entre agentes y regulador, aunque en un sentido a priori impredecible.
- (4) Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- (5) Para comparar las retribuciones se ha tenido en cuenta la duración del marco de apoyo en cada país: por ejemplo, el marco de CVN en Italia es de 8 años mientras que el sistema de apoyo al precio en Alemania es de 20 años. Los niveles de apoyo que se incluyen en el análisis se han normalizado a una duración común de 15 años considerando un tipo de interés del 6,6%.

## BIBLIOGRAFÍA ↓

- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS (2005): *El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable*, COM/2005/627.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2007): *Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial*.
- EMERGING ENERGY RESEARCH (2007): *Comparative Costs of Energy in Europe 2007*, Clean Generation Advisory ID#CG 725-070110
- EURELECTRIC (2004): *A Quantitative Assessment of Direct Support Schemes for Renewables*, Eurelectric, Bruselas.
- EWEA (2004): *On the future of EU support systems for the promotion of electricity from renewable energy sources*, European Wind Energy Association.
- GUAL, M. y P. DEL RÍO (2004): «The promotion of green electricity in Europe: present and future», *European Environment*, 14(4), 219-234.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007): *World Energy Outlook 2006*, IEA.
- LEWIS, J.I. y R.H. WISER (2007): «Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms», *Energy Policy* 35, 1844-1857.
- LINARES, P. y F. SANTOS (2007): *The joint impact of carbon emissions trading and tradable green certificates on the evolution of liberalized electricity markets: The Spanish case*, Working Paper, IIT-UPCM.
- MENANTEAU, P., D. FINON y M. LAMY (2003): «Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy», *Energy Policy*, 31, 799-812.
- MITCHELL, C., D. BAUKNECHT y P. CONNOR (2006): «Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany», *Energy Policy*, 34, 297-305.
- PALMER, K. y D. BURTRAW (2005): «Cost-effectiveness of renewable electricity policies», *Energy Economics*, 27, 873-894.
- WISER, R., K. PORTER y R. GRACE (2005): «Evaluating experience with renewable portfolio standards in the United States», *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 10, 237-263.

