

# Cómo promover las renovables... y no morir en el intento

**Antonio Baena Martínez**

Socio Director de G-ADVISORY CONSULTORÍA TÉCNICA (GRUPO GARRIGUES)

Durante la última década en este país hemos asistido al proceso de eclosión, explosión y, visto cómo van las cosas, posiblemente también implosión de las energías renovables. El rápido desarrollo de las renovables se ha producido gracias a las políticas de apoyo que han ido diseñando y promulgando sucesivos gobiernos de distinto signo y que han acabado conduciendo a una atmósfera enrarecida de enfrentamiento virulento primero entre las eléctricas tradicionales y los nuevos promotores de energías renovables y, a la postre, a un escenario de todos contra todos; donde cada cual ha tratado de defender su parcela atacando sin piedad al resto que competía por la misma tarta.

La tarta no es otra que los ingresos regulados del sistema eléctrico, los cuales, por decisión política, han devenido del todo insuficientes para hacer frente a los gastos del propio sistema; convirtiendo un déficit que por definición debía ser coyuntural en un déficit estructural que ha acabado poniendo en peligro la estabilidad del propio sistema. Y digo que debía ser por definición coyuntural porque la razón de ser del déficit era inicialmente que el gobierno, cuando fijaba las tarifas y peajes

a principio de cada año, lo hacía conforme a su mejor estimación de una serie de hipótesis que luego, como era natural, experimentaban desviaciones sobre lo previsto y provocaban un cierto descuadre en el balance del sistema que podía ser al alza –resultando un superávit– o a la baja –ocasionando déficit. El mecanismo estaba pensado para funcionar de modo y manera que el gobierno debía corregir el déficit –o superávit– generado en un determinado año a base de ajustar las tarifas del siguiente para permitir recuperar el desfase sufrido en ese año.

Pero el gobierno utilizó este mecanismo como herramienta para realizar determinadas políticas ajenas al sistema eléctrico o para diferir a futuro los problemas económicos derivados de una mala planificación del desarrollo de renovables. Los primeros déficit estructurales conocidos y propiciados ex-ante por el gobierno fueron generados como resultado de la decisión gubernamental de limitar las tarifas eléctricas para contener la inflación de España dentro de unos determinados límites. Posteriormente la generación del déficit de tarifa se complicó hasta los extremos que hoy conocemos como resultado de la combinación de una

pésima planificación del gobierno en el cálculo del coste del apoyo a las renovables en el sistema eléctrico con una senda decreciente y sostenida durante varios años del consumo eléctrico español y, por tanto, de los ingresos del sistema.

Porque el problema del déficit no es atribuible al coste de las renovables, sino a la imprevisión del gobierno y a la ausencia por su parte de una adecuada valoración del coste a futuro que el conjunto del sistema eléctrico podía soportar de forma razonable para apoyar al desarrollo de la energía renovable.

## ¿Lecciones aprendidas?

El encabezamiento de este apartado se corresponde con una expresión que suele utilizarse con cierta recurrencia en el mundo empresarial cuando se quiere resaltar que la principal utilidad de los errores es aprender de los mismos cómo no repetirlos en el futuro. Sin embargo en este artículo me he permitido añadir los interrogantes porque personalmente tengo mis dudas de que en el caso de las renovables los errores hayan servido o estén sirviendo para aprender de ellos.

Después de varios años de lucha encarnizada en los medios de comunicación españoles por parte de los distintos agentes del mercado sobre quién es el culpable y qué es lo que se ha hecho mal, parece quedarnos únicamente en herencia un marasmo de críticas y contrargumentos que no acaban de alumbrar las verdaderas causas de este desajuste. Es por ello que a continuación se tratan de analizar algunos de los errores cometidos en el pasado con la intención de extraer conclusiones que puedan servir de ayuda a quien en el futuro tenga la misión de diseñar esquemas de apoyo a las energías renovables. Cualquier sistema de esta naturaleza debería garantizar la proporcionalidad, equidad, estabilidad y sostenibilidad del mismo.

### **Si cada tecnología es diferente, ¿por qué existe un único marco legal y retributivo para todas ellas?**

A partir de la Ley 54/1997 del Sector eléctrico, toda la regulación que se ha ido generando en España en relación con las energías renovables, cogeneración y residuos se ha ido desarrollando y estructurando, salvo contadas excepciones, mediante disposiciones normativas comunes, a pesar de que existen diferencias significativas entre las mismas que justificarían desarrollos normativos específicos para cada una de ellas.

Por ejemplo, las cogeneraciones emplean, por lo general, combustibles fósiles convencionales y tienen una vinculación y dependencia esencial de una industria anfitriona. Esto condiciona enormemente su perfil de funcionamiento –al depender de las necesidades de calor de la industria anfitriona- y su cuenta de resultados –ya que por una parte obtienen ingresos adicionales por venta de calor y por otra están sujetas a los avatares del precio de los combustibles fósiles.

Por otro lado, las plantas de incineración de residuos son en muchos casos concesiones de servicio público (en consecuencia están afectadas por el mecanismo de “re-equilibrio económico-financiero), que deben funcionar de forma continua (la basura se genera cada día) y que complementan sus ingresos con un canon de tratamiento de residuos que debe ser asumible –y asumido– por entidades locales y, en definitiva, por sus ciudadanos.

Pero más aún, cuando nos fijamos en tecnologías renovables que nos parecen tan asimilables como la eólica y la solar, que basan su funcionamiento en transformar una energía natural dispersa, ya sea el viento o el sol, en energía eléctrica, nos encontramos con diferencias relevantes que aconsejarían el diseño de disposiciones normativas ad-hoc para cada una de ellas. Por poner tan solo un ejemplo al respecto, basta con recordar toda la polémica –y, por qué no decirlo, los rodeos legales que se implementaron- para clasificar dos conjuntos fotovoltaicos adyacentes como dos instalaciones diferenciadas, cada una con su registro de inscripción correspondiente.

Esto condujo a construir un gran número de huertos solares con la apariencia de instalaciones independientes, desde el punto de vista legal, incurriendo en diseños con ciertas inconsistencias técnico-económicas, como instalar un transformador de 100 kW por cada planta. Lo que es peor, al final todo eso no ha valido para nada porque la última hornada de legislación introduce el concepto de agrupación para deshacer lo que era más sencillo haber modulado desde un principio, si tal era la intención final del legislador. En cambio, a nadie parecía preocuparle que dos o tres parques eólicos fueran colindantes y compartieran las mismas infraestructuras de evacuación superando los 50 MW que se habían pensado como límite para el régimen especial.

Hubiera sido más racional, y más coherente para el inversor, explicitar desde el principio que el recurso eólico se concentra en ciertas zonas, y que allá donde se concentra se debería explotar sin límites artificiales de potencia, mientras que el recurso solar se encuentra repartido por una buena parte de nuestra geografía y que, por tanto, era deseo del legislador permitir únicamente plantas más bien pequeñas y muy distribuidas. Tomando este hecho como justificación, se podrían haber desarrollado preceptos diferentes en cuanto a tamaño de instalación y qué se entiende por instalación para la eólica y la fotovoltaica.

En definitiva haber desarrollado reales decretos diferenciados para cada tecnología, aunque hubiera conceptos y partes comunes, hubiera primero permitido acomodar mejor estos a la realidad de cada una de ellas y, luego, que cuando hubiera habido necesidad de cambiar algún aspecto relativo a una sola tecnología, no tener a todo el sector en vilo.

### **No parece justo otorgar la misma prima a instalaciones con rendimientos muy diferentes (ni tampoco lo contrario...)**

Para entender lo que se pretende poner de manifiesto con este enunciado basta con fijarse en el caso de la eólica. Con el RD 661/2007 todos los parques eólicos percibían la misma tarifa o prima, con independencia de que un parque eólico gozase, pongamos por ejemplo, de 2.000 o de 3.500 horas equivalentes.

A pesar de que los costes de inversión son superiores para el parque que funcionará más horas (la máquina debe ser de una clase más robusta y los costes de operación y mantenimiento serán, con toda seguridad, mayores) los ingresos extra derivados de la

mayor producción compensan con creces estos extra-costes y generan un margen adicional considerable.

Dado que uno de los objetivos del regulador debe ser, como tantas veces se ha esgrimido, que la rentabilidad sea razonable y esto, a la postre, no es más que preocuparse de que el consumidor de luz no pague más de lo estrictamente necesario; se podría haber diseñado un sistema que fijase una determinada prima que hiciera viable parques eólicos con unas horas equivalentes mínimas de producción –en el fondo, exigir un rendimiento mínimo– y hacer esta prima decreciente según fueran aumentando las horas equivalentes para ahorrar dinero al sistema.

Tampoco parece justo lo diametralmente opuesto, es decir la alternativa por la que ha optado el gobierno en el RD 413/2014. Este RD reconoce a las instalaciones una retribución tal que hace que todas obtengan la misma rentabilidad, con independencia del rendimiento de cada una de ellas. Esto ocurre prácticamente en todas las tecnologías: fotovoltaica (sean fijas o con seguimiento), eólicas (produzcan más o menos horas equivalentes) o termosolar (tengan o no almacenamiento). Este cambio es especialmente desfavorable para quienes han aumentado sus costes de inversión y de explotación en busca de un mayor rendimiento y, por ende, rentabilidad de su proyecto. Ahora se encuentra con que en el fondo da igual porque no superará el 7,39% antes de financiación e impuestos, por muy eficiente que sea su planta. De alguna manera, el gobierno está desincentivando la eficiencia.

Lo ideal, en mi opinión, hubiera sido diseñar un sistema que permitiera que promotores y sistema eléctrico compartieran los beneficios extra que se derivan bien de que las instalaciones se encuentren en un em-

plazamiento de recurso privilegiado, bien porque el promotor aplique tecnologías más eficientes.

### **El que paga la fiesta es el que debería controlar la lista de invitados... y saber de antemano a cuántos invita**

Hasta la publicación del RD-ley 6/2009 la autoridad competente para autorizar una planta de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración o residuos era la comunidad autónoma correspondiente, salvo ciertas excepciones recogidas en la normativa por razón del tamaño de la instalación o porque el proyecto afectase a más de una comunidad autónoma.

Sin embargo, el encargado de reconocer y, en definitiva, autorizar el derecho a la percepción de la prima era la Administración General del Estado. Este hecho ha provocado una serie de disfunciones que han acabado traducéndose en inseguridad jurídica y perjuicios para los promotores de este tipo de instalaciones.

Para ilustrar los problemas que se pueden derivar de esta bicefalia administrativa, basta recordar dos ejemplos. El primero de ellos es la controversia surgida a partir de las famosas inspecciones llevadas a cabo por la CNE para asegurarse de que las instalaciones fotovoltaicas acogidas al RD 661/2007 que se pusieron en marcha a finales de septiembre del 2008 estaban completamente construidas y conectadas a red con anterioridad a la fecha límite establecida, a pesar de que contasen con las correspondientes actas de puesta en marcha emitidas por el organismo competente de la comunidad autónoma. Todo esto originó un trabajo ímprobo de inspección y de recopilación de documentación para responder a dichas inspecciones además

de generar una sensación generalizada de desconfianza hacia el sector fotovoltaico que hizo mucho daño a su reputación.

El otro ejemplo es el de los famosos concursos autonómicos para licitar el derecho a desarrollar parques eólicos en su territorio, donde muchos promotores hicieron un esfuerzo y una inversión considerable para presentarse a los mismos que al final no ha servido para nada y que ha dejado a administraciones autonómicas y adjudicatarios en un limbo jurídico tras la publicación del RD-ley 6/2009 que establecía el registro estatal de preasignación. De nuevo, costes adicionales e inseguridad jurídica a causa de una bicefalia administrativa.

Además, estos concursos autonómicos parecen poner de manifiesto que quizás el gobierno no había calculado adecuadamente las primas de la eólica. Entre los criterios de valoración de la mayor parte de estos concursos se incluían, y por tanto se requería a los licitadores a considerarlos en su propuesta, los famosos “planes industriales” y otro tipo de beneficios explícitos para la comunidad autónoma o los municipios donde los parques eólicos se fueran a instalar. En definitiva se estaba dando a entender que la prima que otorgaba el gobierno a los parques eólicos y soportaba el sistema eléctrico daba “para pagar otras cosas”, es decir, que era superior a la necesaria para obtener una rentabilidad razonable. Un razonamiento similar podía seguirse para los sucesivos cánones y tasas que se han ido generando para este tipo de instalaciones a nivel autonómico y local.

Más grave para el sistema ha sido la segunda parte del encabezamiento de este epígrafe, el que hace referencia a limitar la gente que se está invitando a la fiesta. La política española de incentivos a las renovables, cogeneración y residuos se ha basado

en ofrecer un régimen primado a este tipo de instalaciones y establecer unos objetivos de potencia instalada por tecnología, los cuales se pretendían alcanzar con dicha política de incentivos. Sin embargo estos objetivos no han funcionado en la práctica como un techo real y los mecanismos diseñados para evitar que se superen los mismos se han demostrado insuficientes e ineficientes y en ciertas tecnologías se ha sobrepasado con creces la potencia objetivo a instalar.

Teniendo en cuenta que se había prometido un régimen primado durante una serie de años, se está asumiendo la obligación para el sistema eléctrico durante todos estos años de generar los ingresos suficientes que permitan remunerar estos costes. En la práctica esto solo es posible si se incrementan los ingresos regulados, esto es las tarifas y peajes, y al no haber querido hacerlo el gobierno ha incrementado el problema del déficit de tarifa. El gobierno debería haber elaborado sus correspondientes proyecciones económicas, con sus análisis de sensibilidad (por ejemplo: exceso de potencia instalada, una bajada de la demanda eléctrica, alteración de los precios internacionales de la energía, etc.), para garantizar que el sistema eléctrico era capaz de soportar estos costes regulados a corto, medio y largo plazo y, por otra parte, haber sido más enérgico y eficaz a la hora de controlar y limitar las primas o la capacidad instalada.

Cabe aquí recordar la ya olvidada fe de erratas publicada en un BOE de julio de 2007 que reducía el plazo para finalizar y conectar las instalaciones fotovoltaicas que quisieran acogerse al RD 661/2007 una vez alcanzado el 85% del objetivo a seis meses en lugar del año previsto originalmente. Fue tal el revuelo que organizó esa disposición, que el gobierno acabó retirándola. Aun admitiendo de que se trataba de una técnica

jurídica más que cuestionable, visto todo lo ocurrido posteriormente, a lo mejor hubiera sido más sensato cerrar entonces el grifo que dejarlo abierto para no ser luego capaz de pagar el precio prometido por el agua.

### **Si el gobierno no se dedica a promover renovables, ¿por qué tiene que conocer cuáles son los costes de inversión y explotación de cada tecnología?**

Las políticas de incentivos basadas en lo que se ha venido a denominar *feed in tariff* (FIT) han sido ampliamente desarrolladas como mecanismo para promover las energías renovables. Las principales ventajas que se apuntan cuando se quieren defender los esquemas FIT es la visibilidad a largo plazo que ofrecen -lo que permite tomar decisiones de inversión y facilitan encontrar financiación externa para acometer los proyectos- y la eficacia que han demostrado a la hora de impulsar de forma rápida el desarrollo de las renovables.

Estando en principio de acuerdo con ambos argumentos, conviene no obstante analizar con más detalle la principal dificultad intrínseca cuando se trata de diseñar políticas basadas en FIT. Esta no es otra que la necesidad de que el gobierno que desee implantar un esquema FIT disponga de un conocimiento profundo del modelo de negocio y los costes de inversión y de explotación de las tecnologías que se deseen promover. Lo cual no es fácil, porque quien tiene ese conocimiento son los promotores y fabricantes y al final el gobierno se ve obligado a preguntarles por los mismos para poder establecer un sistema FIT proporcional, equitativo y sostenible. Y es entonces cuando se cae en el riesgo de que el regulado sepa más que el regulador, lo que dificulta que el regulador sea capaz de regular adecuadamente al regulado. Parece

un trabalenguas pero es en realidad uno de los problemas consustanciales al sector eléctrico.

En definitiva, si el regulador no acierta a la hora de fijar las primas pueden ocurrir dos cosas: o que se quede corto a la hora de establecerlas, lo que conducirá a que la tecnología en cuestión no se desarrolle, o que se exceda al cuantificar la prima, lo cual se traduce en que los costes soportados por el sistema serán superiores a los estrictamente necesarios y, lo que es peor, puede darse el riesgo de que se disparen los MW instalados por encima del objetivo, si no se ha puesto un techo y este además se controla adecuadamente.

Además resulta por lo general difícil establecer un sistema de primas de modo y manera que los precios regulados no afecten al equilibrio de mercado derivado del mecanismo de oferta y demanda. De nuevo se puede poner un ejemplo de ello. El precio de los módulos fotovoltaicos experimentó un considerable incremento en el mercado español en los meses anteriores a septiembre de 2008, cuando vencía el plazo para acogerse al RD 661/2007. Debido a que la prima era probablemente más generosa de lo necesario y a que había que terminar de construir la planta y conectarla antes de finales de septiembre de 2008, se produjo un incremento artificial del precio de mercado de los módulos porque la demanda superaba con creces a la oferta y había gente dispuesta a comprar módulos casi a cualquier precio para su planta. Fabricantes de todo el mundo, pero fundamentalmente chinos y coreanos, hicieron un buen negocio a costa del sistema FIT español. Hubiera sido mejor ir dosificando la instalación de MW fotovoltaicos desde el principio mediante cupos anuales, tal y como se hizo después de expirar el RD 661/2007, y dejar que el mercado, mediante un sistema de concursos, fuese fijando el precio del MW a instalar.

	Actúan sobre el precio	Actúan sobre la cantidad
Apoyo a la inversión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Subvenciones</li> <li>• Incentivos fiscales</li> </ul>	
Apoyo a la producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feed-in tariff (FIT)</li> <li>• Incentivos fiscales</li> <li>• Reducciones certificadas de emisiones (RCE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Subastas o concursos públicos</li> <li>• Certificados verdes con cuotas (Renewable Portfolio Standards, RPS)</li> </ul>

### Políticas de apoyo a las energías renovables

Además del FIT, existen otros mecanismos para apoyar el desarrollo de las energías renovables en un país. En general, las políticas de promoción de las energías renovables pueden clasificarse en los siguientes bloques atendiendo a si se basan en regular precio o cantidad de energía renovable, o si apoyan la inversión o a la producción:

Como ya hemos visto, el esquema FIT se basa en que el gobierno fija unos incentivos, que pueden establecerse por MWh generado o mediante otras fórmulas, que garantizan a los generadores la compra de la energía generada a un precio fijado regulatoriamente en su totalidad (tarifa fija) o como complemento al precio de mercado que reciben las instalaciones (prima).

Los certificados verdes con cuotas (RPS) se basan en imponer a las comercializadoras la obligación de que una determinada cantidad de la energía que venden al consumidor final proceda de fuentes renovables. Si no cumplen con esta obligación se exponen a una multa de un importe determinado por cada MWh renovable que no hayan suministrado. Para ayudar a las comercia-

lizadoras a cumplir con esta obligación se crea una commodity, el certificado verde, que se genera con cada MWh producido con fuentes renovables. Estos certificados pueden comprarse y venderse en el mercado para facilitar el cumplimiento de la cuota de renovables impuesta.

Las subastas o concurso públicos son un mecanismo basado en la licitación pública de una determinada capacidad de energía renovable a construir y explotar por promotores privados. Los criterios de adjudicación pueden ser de tipo estrictamente económico (menor precio por kWh generado) o englobar otros aspectos, tales como tipo de tecnología, tamaños máximos de planta, componente de fabricación local de equipos, aspectos ambientales, etc.

Los incentivos fiscales son mecanismos orientados a reducir la contribución fiscal de aquellos agentes del sector (promotores, fabricantes, consumidores de electricidad, etc.) que participan en el desarrollo de las energías renovables y pueden adoptar distintas fórmulas: deducciones o créditos fiscales, vacaciones fiscales, reducción de aranceles, depreciaciones aceleradas, etc. Generalmente se diseñan como complemento a otras políticas de apoyo a las

renovables, ya que por sí solas suelen ser insuficientes para permitir el desarrollo de las renovables.

Finalmente las subvenciones son ayudas directas de los gobiernos, bien a los costes de inversión, bien al coste de generación de cada kWh renovable o bien a los consumidores de energías renovables.

A nivel internacional existe experiencia con todos ellos, tanto en países desarrollados como en vías de desarrollo. A continuación se indican algunos ejemplos de países que han adoptado distintos sistemas de apoyo a las renovables:

- FIT: Alemania, España, Italia, Francia, Austria, Irlanda, Indonesia, Nigeria.
- Subastas o concursos públicos: Brasil, Perú, Sudáfrica, Francia (para eólica offshore), Marruecos, Arabia Saudita.
- RPS y certificados verdes: Polonia, Italia, Australia, Chile, Noruega, Suecia, algunos estados de Estados Unidos (Delaware, New Hampshire, New Jersey).
- Incentivos fiscales: Estados Unidos, México, India, Irlanda.
- Subvenciones: Australia, Chipre, China, Escocia, Irán.

## Conclusiones

Todos los sistemas tienen sus ventajas e inconvenientes y ninguno de ellos es perfecto. No haremos aquí un análisis de las ventajas e inconvenientes de cada uno de los sistemas ya que eso daría en sí mismo para un nuevo artículo. Los sistemas FIT, los esquemas de certificados verdes con cuotas y los concursos públicos de capacidad renovable son los que se cuenta con más experiencia a nivel internacional.

A la hora de inclinarse por uno u otro, y antes de tomar una decisión al respecto, cada país debería analizar muy cuidadosamente ventajas e inconvenientes de cada esquema ponderando los clásicos tres factores clave de todo sistema eléctrico –seguridad de suministro, eficiencia económica y protección del medio ambiente– con la disponibilidad de recursos naturales (viento, sol, biomasa, etc.) y la política industrial y de desarrollo económico del país.

Tradicionalmente los sistemas FIT han sido los más valorados por los promotores de energías renovables, pero los vaivenes sufridos últimamente, en particular en España, han hecho que dos de las cualidades más apreciadas de los mismos, la seguridad regulatoria y la visibilidad a largo plazo de los ingresos, estén más que cuestionadas. Por otra parte, la ausencia de un control eficaz de la potencia total que se deseaba instalar por tecnología y algunos errores cometidos al fijar la retribución han derivado en una situación de enconamiento, tanto en los medios de comunicación como en los tribunales, que han dañado la reputación global del sector.

En particular y en relación con este último aspecto, la experiencia tiende a indicar que parece mejor opción que el mercado fije el precio que se debe pagar por cada MWh renovable, en función de la tecnología aplicada, en lugar de hacerlo el gobierno; ya que como se ha puesto de manifiesto en el pasado el gobierno no suele tener la mejor información para ello y se puede equivocar. Así las cosas, un sistema FIT puede resultar adecuado para lanzar tecnologías que se encuentran al principio de su curva de aprendizaje, y en consecuencia todavía lejos de que haya un mercado con competencia suficiente para se puedan fijar precios, pero siempre acotando y controlando de forma cuidadosa la potencia que va teniendo derecho en cada periodo a la retribución primada.

Una vez que las tecnologías van progresando a lo largo de su curva de aprendizaje y los precios van convergiendo hacia los costes de tecnologías convencionales, resulta más eficaz y eficiente dejar al mercado que regule el precio que ha de pagarse por alcanzar los objetivos de penetración de renovables que el gobierno quiera alcanzar, es decir, acudir al mecanismo de licitaciones públicas de capacidad de generación renovable.

El sistema de certificados verdes con cuotas puede ser también una opción, pero en general los costes de gestión y transacción aumentan y el mercado de los certificados verdes no deja de ser un mercado regulado artificialmente creado. Yo personalmente sigo siendo partidario de mercados lo menos regulados posible. La reciente experiencia de otro mercado regulado de certificados similar, el del CO<sub>2</sub>, también nos ofrece interesantes precedentes para el análisis y la reflexión antes de optar por los certificados verdes.

Además la experiencia demuestra que hay dos axiomas que suelen cumplirse y que deben ser tenidos en cuenta por el promotor de renovables: (i) cuanto mayor es el incentivo que la tecnología necesita para ser rentable, mayor es el riesgo asociado al proyecto y (ii) cuánto más artificial es el mecanismo de apoyo a la tecnología renovable, mayor es el riesgo soportado por el promotor. ■