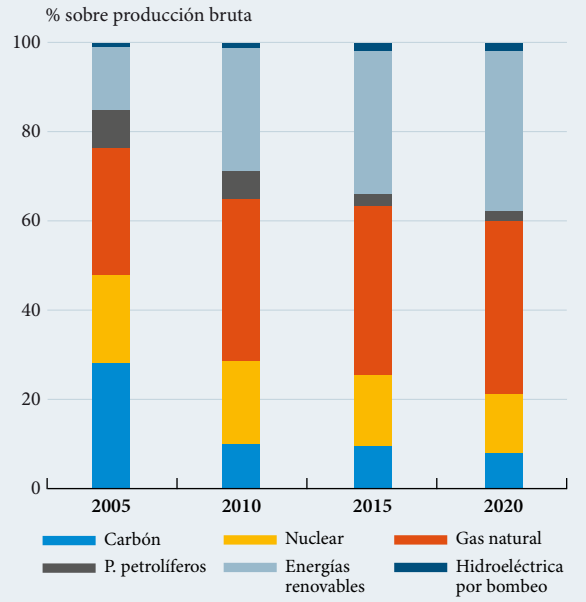
Objetivo renovables 2020: un *mix* complicado de regular

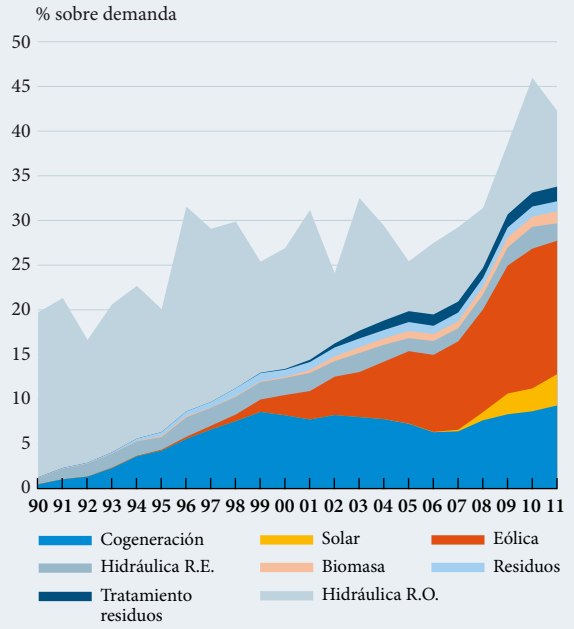
La regulación del sector eléctrico español lleva años siendo materia de discusión, principalmente por cómo se ha llevado a cabo la transición, desde un mercado monopolístico integrado verticalmente, a otro modelo en el que coexisten segmentos regulados (transmisión y distribución) con segmentos más competitivos (generación y comercialización). Al problema de asegurar el suministro de electricidad a precios asequibles para consumidores y empresas, se añade en los últimos años la necesidad de minimizar el impacto medioambiental negativo de la generación de energía. España, siguiendo la estrategia acordada con el resto de países europeos, ha decidido que

EVOLUCIÓN DEL *MIX* DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Objetivos del PANER 2011-2020



Producción de las energías renovables 1990-2011



FUENTES: PANER 2011-2020 y CNE (Informe mensual de ventas de energía en régimen especial).

la reducción de la dependencia energética y de las emisiones contaminantes pase por una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica, fijando un objetivo del 38,2% en 2020.(1) En su fijación se ha tenido en cuenta, no solo el gran potencial de aprovechamiento de recursos renovables que tiene España, sino también consideraciones de política industrial como los beneficios que podrían derivarse de liderar la investigación en unos sectores vitales para el futuro. Sin embargo, satisfacer este objetivo representa un cambio significativo en el *mix* de generación del mercado español cosa que, lejos de relajar la polémica, plantea mayores retos para la política regulatoria del sector en los próximos años.

El primero de estos retos viene dado por el método escogido para incentivar la inversión en estas tecnologías. Como en la mayoría de países de la Unión Europea, España ha optado por asegurar un retorno adecuado para estas inversiones fijando el precio de venta mayorista de la energía que produzcan. Más específicamente, las generadoras pueden escoger entre vender a una tarifa regulada, distinta para cada tecnología, o bien vender al precio libre en el mercado mayorista más una prima, variable en función de la tecnología y el nivel de precios horarios del mercado. Teniendo en cuenta que en la actualidad se apuesta por unas 7 tecnologías renovables, la tarea de fijar su remuneración de manera que se consigan los objetivos de generación deseados al mínimo coste posible resulta ciertamente compleja.

Por un lado, debe tenerse en cuenta que sus costes actualmente elevados se irán reduciendo cada año conforme la experiencia adquirida con la producción de electricidad permita mejorar la tecnología. Por tanto, para garantizar que su fomento se realiza al menor coste posible, el regulador debe determinar la trayectoria óptima de producción anual, y consecuentemente el volumen de primas necesario para conseguirla, en función de sus expectativas sobre esta curva de aprendizaje y sobre la evolución del precio de los *inputs* del resto de generadores no renovables (petróleo, gas y derechos de emisión de CO_2). Por otro lado, el hecho de fijar tarifas y primas para cada tecnología renovable supone realizar un juicio implícito sobre cuál es la mejor combinación de estas tecnologías. Así pues, cualquier error en las previsiones de las variables relevantes no solo puede resultar en un coste excesivo del fomento a las renovables sino que, además, puede inducir a la sobreinversión en alguna de ellas de manera que el *mix* de renovables resultante no sea el más eficiente.

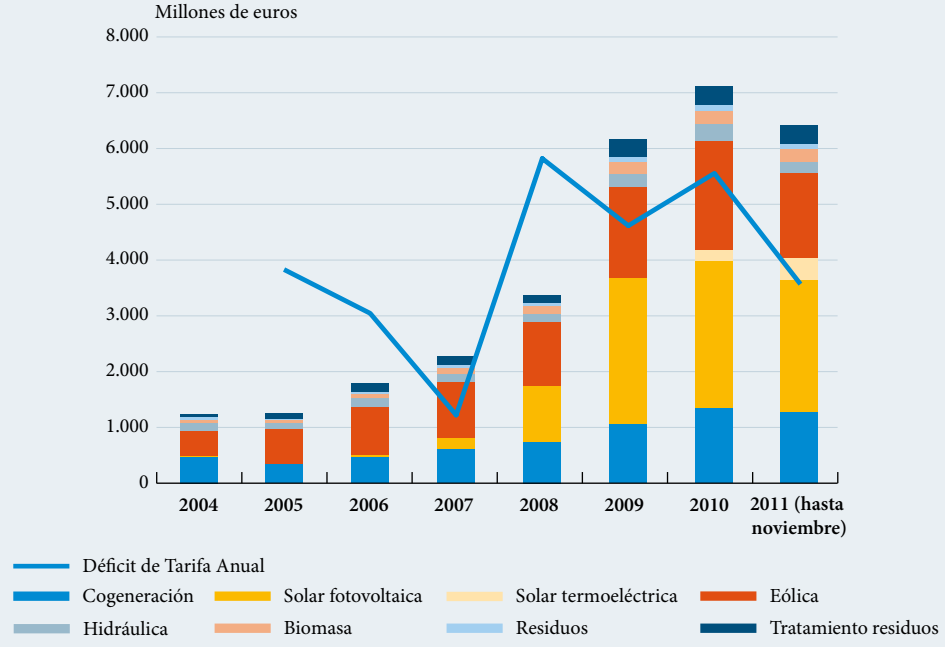
Un estudio reciente de IESE(2) sugiere que estos errores pueden haber sido cometidos en el caso español en el régimen vigente hasta 2009, agravados por el hecho de que este no establecía límite alguno a la producción renovable que anualmente podía acogerse al sistema de tarifas y primas. Así, como se observa en el gráfico siguiente, la prima equivalente –la suma de las compensaciones recibidas vía tarifa y vía prima– ha crecido exponencialmente entre 2008 y 2010. Ello se debe, principalmente, a la elevada remuneración establecida en 2007 para la tecnología solar fotovoltaica y a la inesperada caída del precio mayorista, fruto de la baja demanda de electricidad desde la crisis. El estudio estima que estas primas suponen valorar las emisiones de CO_2 que se evitaron en 2009 gracias a las renovables en unos 250 euros/tonelada, cuando actualmente los derechos de emisión cotizan a 15 euros/tonelada y se estima que permanezcan entre 30 y 50 euros/tonelada en 2020. Es cierto que el precio del CO_2 resulta demasiado bajo, por problemas en el funcionamiento del mercado de derechos, y que seguramente no mide bien los costes medioambientales. Sin embargo, la fuerte entrada de empresas fotovoltaicas en los últimos años, muy por encima de los objetivos fijados, sí indica que estos podrían haberse cubierto ofreciendo primas más reducidas.

(1) El objetivo es del 38% de la producción bruta de electricidad según el Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020) y del 36% según el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER 2011-2020).
(2) Federico, G. (2010), «The Spanish Gas and Electricity Sector: Regulation, Markets and Environmental Policies», Reports of the Public-Private Sector Research Center, IESE Business School.

Pese a que distintos reales decretos aprobados desde 2009 intentan corregir el diseño del régimen para las renovables, el problema del probable sobrecoste incurrido es de difícil solución sin crear cierta inseguridad jurídica por la larga duración de las primas comprometidas (entre 20 y 25 años). A ello hay que añadir el hecho de que, *a priori*, el coste de fomentar las renovables debería ser repercutido sobre el consumidor final mediante las tarifas de acceso y de último recurso establecidas. Sin embargo, estas resultan insuficientes para, una vez satisfecho este volumen de primas, cubrir los costes de transmisión y distribución del sistema. Se incrementa, pues, el déficit de tarifa que vienen soportando las distribuidoras de electricidad y que aumenta la deuda que debe emitir el Estado a través del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico.

Otro de los retos que se plantean es la interacción del fomento a las renovables con las políticas de ayudas al carbón autóctono. La baja demanda desde la crisis y la creciente aportación de estas tecnologías al mercado mayorista están desplazando a las centrales de carbón, normalmente las menos competitivas, fuera del mercado. Este hecho, pese a ser coherente con los objetivos medioambientales del regulador, es contrario a los objetivos de ayuda a regiones desfavorecidas o sectores en reconversión y que, curiosamente, se están instrumentando mediante la intervención en el mercado eléctrico. Así, el RD 134/2010 ha venido a modificar el orden de mérito económico con el que se establece el precio de la electricidad en el mercado mayorista, sustituyendo la producción de otras centrales de combustible fósil más eficientes por la producción de las centrales de carbón autóctono. Además, se establecen cantidades mínimas de carbón que las centrales deben adquirir a un precio también regulado. El resultado es la distorsión de la correcta formación de precios en el mercado mayorista, con lo que se dan señales erróneas para la inversión en tecnologías de generación lo suficientemente flexibles (como las de ciclos combinados) que resultarán necesarias con el crecimiento de las renovables.

EVOLUCIÓN DE LAS PRIMAS AL RÉGIMEN ESPECIAL POR TECNOLOGÍAS



FUENTES: CNE y elaboración propia.

Precisamente este último punto es otro de los retos al que se enfrenta el regulador. El relativamente bajo coste variable de muchas de las tecnologías renovables las hace idóneas para proporcionar capacidad de base al sistema. Sin embargo, el carácter intermitente de su producción, sujeta a las condiciones meteorológicas, les impide satisfacer picos de demanda «inoportunos». Estos tendrán que ser satisfechos por centrales con tecnologías flexibles, cuyo coste variable es mayor y con escasas posibilidades de participar en el mercado en periodos normales. Puesto que estas centrales deben igualmente recuperar sus costes fijos y obtener un retorno razonable, el regulador deberá adecuar los pagos por capacidad para mantener los incentivos de estas empresas. De no hacerlo, deberá enfrentarse al riesgo de precios finales elevados durante los picos o de comportamientos abusivos por parte de estas centrales flexibles. Para minimizarlo, y como medida complementaria, se hace imprescindible asegurar la existencia de mecanismos alternativos para satisfacer estos picos de demanda. Entre ellos se encuentran las tecnologías de almacenamiento de energía o la mejora de los sistemas de gestión y predicción de las renovables para su mejor funcionamiento combinado.

Muchas son, pues, las variables que debe tener en cuenta el regulador para no equivocar la política en el sector eléctrico. Sería razonable entonces plantearse si no se podría haber adoptado otro mecanismo menos intensivo en información para fomentar las renovables. Sea como fuere, lo que sí resulta necesario es eliminar distorsiones y complicaciones añadidas por objetivos que no responden puramente a motivos medioambientales, de eficiencia o de seguridad energética. El reto de la regulación del sector será menor si se buscan mecanismos alternativos para satisfacerlos.

Este recuadro ha sido elaborado por Sandra Jódar Rosell
Departamento de Análisis Económico, Área de Estudios y Análisis Económico, "la Caixa"