

La retribución de las energías renovables: retos e incertidumbres

Arturo Rojas y Belén Tubío*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (el anterior Régimen Especial) han supuesto un cambio radical en el mecanismo de retribución para este tipo de energías y una reducción importante en la rentabilidad de la mayoría de las instalaciones de energías renovables. La seguridad y el nivel de los ingresos futuros que establecía el marco retributivo anterior impulsó el desarrollo de las energías renovables en España hasta alcanzar el 42,8% de la producción total en 2014, según Red Eléctrica de España. Esto nos permitió situarnos como el cuarto país del mundo en capacidad instalada eólica y el primero en termosolar, de acuerdo con el informe de IRENA *Renewable Energy Generation Costs* de enero de 2015. Con el actual marco retributivo, las energías renovables ya no cuentan con una tarifa predeterminada a largo plazo, ya que su retribución es revisable cada seis años. Estos cambios vendrán forzados por los posibles desequilibrios entre los ingresos y los costes regulados del sistema.

Desequilibrio del sistema eléctrico

El gran desarrollo de las energías renovables supuso un aumento de los costes para el sistema eléctrico, y por tanto una mayor presión sobre la situación deficitaria de ingresos del sistema. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Ministerio de Industria) trasladó una parte del incremento en los costes a la tarifa, que aumentó un 63% entre 2003 y 2011, y otra parte al sistema regu-

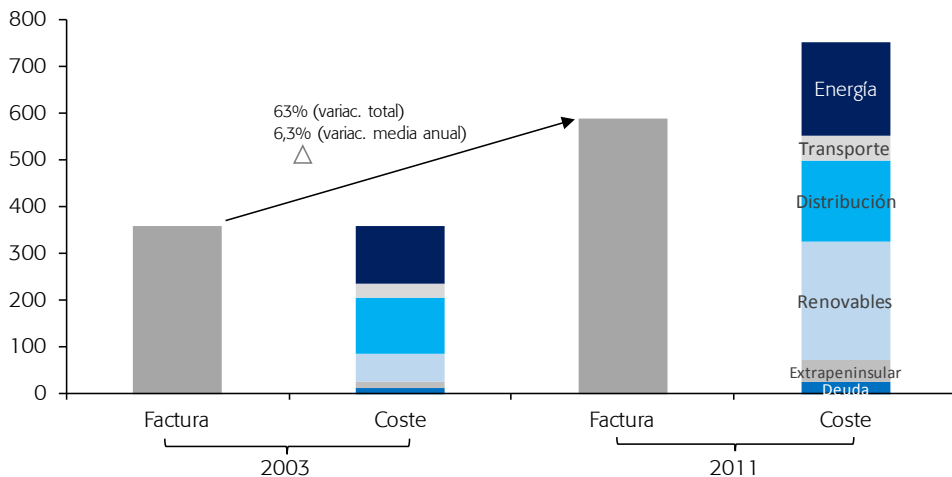
lado, mediante una reducción de su retribución, entre otras a las energías renovables.

El Ministerio de Industria adoptó desde 2012 diversas medidas para reducir los costes del sector, algunas de las cuales afectaron directamente a la retribución de las energías renovables: reducción de horas de funcionamiento a la solar fotovoltaica, eliminación de la opción de venta de energía a precio de *pool* más prima, y supresión de incen-

* Afi - Analistas Financieros Internacionales, S.A..

Gráfico 1

Factura anual de un consumidor medio (€/MWh)



	Coste	2003	2011	Incram.	Incram. medio anual
Deuda		12	24	100%	9,1%
Extrapeninsular		12	47	292%	18,6%
Renovables		60	253	322%	19,7%
Distribución		120	176	47%	4,9%
Transporte		31	52	68%	6,7%
Energía		125	199	59%	6,0%
Total		360	751	109%	9,6%

Fuente: Afi a partir de Ministerio de Industria.

tivos para la construcción de las instalaciones en Régimen Especial (RD 1/2012).

La corrección del déficit anual se alcanzó en 2014 con la aplicación de la Ley 24/2013, que tenía precisamente como objetivo dar sostenibilidad económica al sistema. Frente al déficit de tarifa de 3.540 millones de euros registrado en 2013, el último dato conocido (Liquidación 11/2014 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia –CNMC–) sitúa el déficit de 2014 en 369 millones de euros, motivado principalmente por una demanda eléctrica por debajo de lo previsto en el cálculo de la parte regulada de la tarifa (peajes).

Marco regulatorio actual

La retribución de las instalaciones renovables gira sobre la base del concepto de “Rentabilidad Razonable”, que se aplica sobre una “Inversión Ini-

cial” teórica y que se calcula desde el momento en que la instalación entró en explotación. A cada tipo de tecnología se le asigna una Vida Útil Regulatoria, durante la cual podrán percibir un complemento de remuneración sobre la inversión, adicional a los ingresos que obtengan por la venta de energía al precio de mercado. Dicho complemento permite alcanzar la denominada “Rentabilidad Razonable”.

Para tecnologías con costes de operación más elevados (principalmente fotovoltaica, termosolar y cogeneración), la regulación también incluye una Retribución a la Operación por aquella parte de los costes de explotación que no se pueden recuperar a través de la venta de energía en el mercado.

Las instalaciones más penalizadas por el cambio de regulación, en comparación con el último Real Decreto impulsor de las energías renovables (RD 661/2007), han sido, por un lado, los parques eólicos más eficientes, aquellos con mayor

producción por MW instalado, ya que se retribuye la Inversión Inicial con la misma Rentabilidad Razonable independientemente de las horas reales de funcionamiento. Y por otro lado, los parques eólicos más antiguos, previos a 2005, ya que al haber disfrutado más años de la retribución anterior no precisan complemento de retribución para alcanzar la Rentabilidad Razonable desde que entraron en explotación hasta el final de su Vida Útil Regulatoria. Estas instalaciones no cuentan ahora con el componente de retribución a la inversión y, por tanto, su retribución se basa exclusivamente en la venta de energía al precio de mercado. Para estos parques, la caída en los ingresos ha llegado incluso a superar el 50%.

La regulación actual introduce otro riesgo en cuanto a la rentabilidad que perciben las instalaciones, derivado del perfil horario concreto de su producción. Para calcular la inversión regulada pendiente de recuperar o Valor Neto del Activo, el precio medio del mercado se ajusta por un "coeficiente de apuntamiento" único para cada tecnología. El coeficiente de apuntamiento refleja la diferencia entre el precio medio del mercado y los precios horarios efectivamente cobrados por las instalaciones.

Por ejemplo, este coeficiente en el caso de la eólica es menor a 1 (0,8889) ya que estas insta-

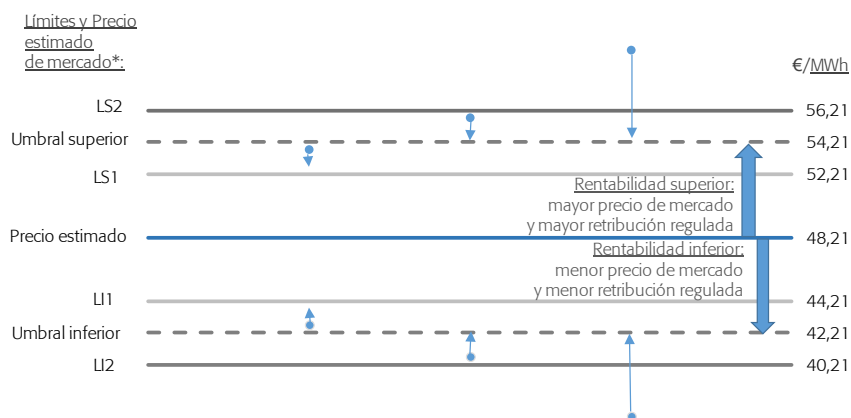
laciones producen en horas en las que el precio de mercado está por debajo de la media, en parte precisamente por la presión a la baja en los precios del mercado que ejerce la producción eólica. Sin embargo, el coeficiente de apuntamiento real no depende solo del tipo de tecnología sino también del emplazamiento, y por tanto, hay plantas que se ven beneficiadas y otras perjudicadas por utilizar un único coeficiente, lo cual afecta directamente a su rentabilidad.

La retribución regulada se revisa cada tres años de acuerdo a las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio medio anual del mercado diario e intradiario, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento. Cuanto más alto sea el precio estimado de la energía en el mercado, la retribución regulada que reciben las energías renovables será menor, ya que con precios de mercado más altos se reduce la parte de la inversión que las instalaciones no pueden recuperar vía venta en el mercado.

Parte de la diferencia *ex post* entre el precio de mercado estimado y el precio real se ajusta en la retribución futura. Para cuantificar el ajuste, el Ministerio de Industria establece unos límites superiores (LS1 y LS2) e inferiores (LI1 y LI2) alrededor del precio estimado. Si el precio real supera

Gráfico 2

Mecanismo de ajuste de precios



Nota: (*) Definidos para cada semiperiodo regulatorio.
Fuente: Afi a partir de RD 413/2014.

al alza o la baja los límites interiores (LS1 y LI1), se origina un valor de ajuste que será compensado en la retribución regulada de la instalación para el resto de la vida regulatoria, tal y como se muestra en el gráfico 2.

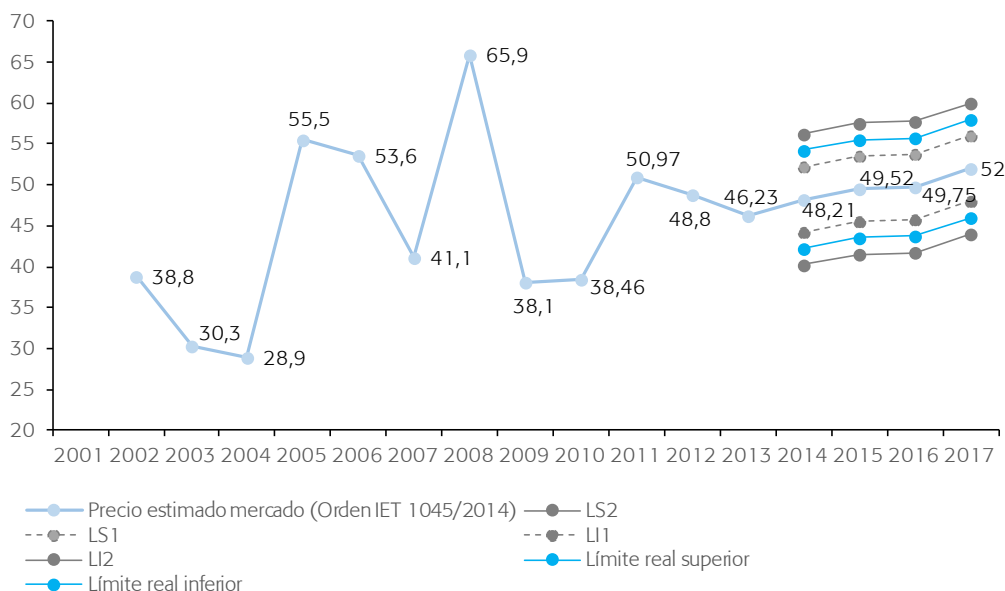
Las instalaciones más penalizadas por el cambio de regulación han sido, por un lado, los parques eólicos más eficientes, ya que se retribuye la inversión inicial con la misma rentabilidad razonable con independencia de las horas de funcionamiento, y por otro, los parques eólicos más antiguos, ya que no precisan complemento de retribución para alcanzar la rentabilidad razonable, por haber disfrutado más años de la retribución anterior.

De acuerdo con el precio estimado y los límites que se han fijado para el período 2014 a 2016, el riesgo de variación de precios que asume la instalación queda limitado a un máximo del 12% al alza o a la baja sobre el precio estimado. No obstante,

el ajuste para desviaciones superiores o inferiores al 12% es asimétrico en términos de liquidez, ya que el ajuste se lamina a lo largo de toda la vida útil regulada pendiente. Si el precio del mercado se sitúa por encima del estimado, la instalación percibe todo el valor de mercado de su energía, y el ajuste se traduce en un menor valor de la inversión regulada pendiente de recuperar (Valor Neto de Activo). Por el contrario, si el precio de mercado se sitúa por debajo del estimado, las instalaciones reciben menos ingresos, aunque dispondrán de un mayor valor de la inversión por la parte que no han recibido del mercado, por encima de la franquicia del 12%.

Si la regulación anterior aislaba a las energías renovables de las variaciones en el precio de mercado, ahora las energías renovables están expuestas a la tendencia en el precio de mercado. Por ejemplo, en 2014, el precio medio del mercado diario se ha situado en 42,13 €/MWh, inferior en 6,38 €/MWh al previsto por la CNMC para el ejercicio 2014, con lo que se reducen los ingresos previstos en el corto plazo, provocando tensión en la liquidez. A partir del próximo semiperíodo regu-

Gráfico 3
Precio medio de mercado diario e intradiario histórico, precio estimado y límites definidos en la Orden IET/1045/2014
 (euros/MWh)



Fuentes: Afi a partir de OMEI y Orden IET 1045/2014.

latorio (que empieza en 2017) se comenzará a practicar el ajuste correspondiente hasta el final de la Vida Útil de las instalaciones.

Los precios estimados están en la media de los observados en el mercado en los últimos años.

Estancamiento en la potencia instalada

La entrada en vigor del RD 1/2012, suprimió los incentivos económicos para nuevas plantas renovables, cogeneradoras y residuos, y se suspendió el proceso de preasignación. El resultado fue la finalización del proceso inversor en nuevas instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos, cuya capacidad instalada había estado creciendo a un ritmo promedio anual de 14% desde 2004.

En el futuro, el otorgamiento del actual régimen retributivo específico se establecerá mediante un procedimiento de concurrencia competitiva (RD 413/2014 y Ley 24/2013). No obstante, exis-

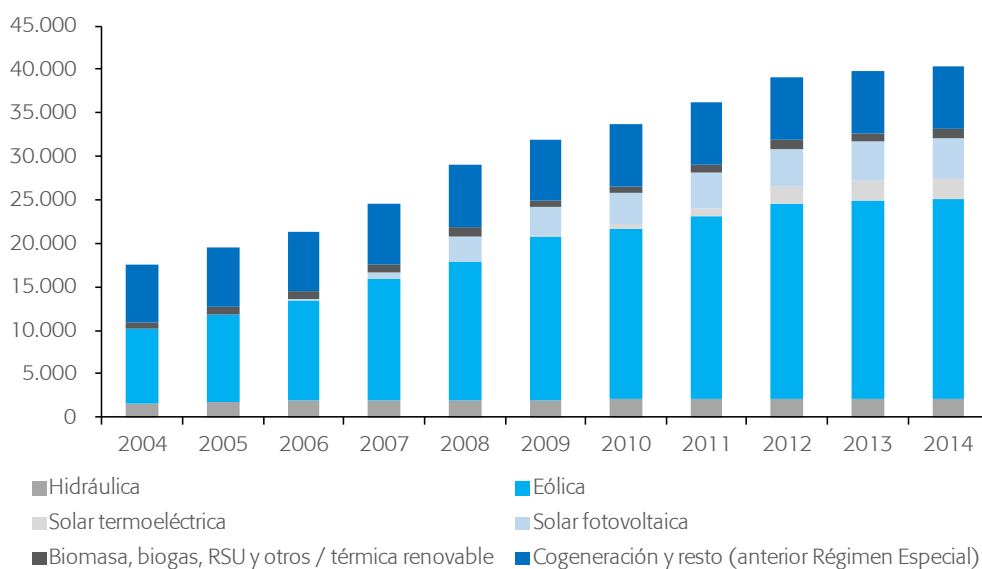
ten ciertas excepciones recogidas en la actual legislación: un cupo de 120MW disponible para instalaciones diferentes a la eólica y solar (principalmente cogeneración) y una convocatoria para parques eólicos por una potencia total de 450MW en territorio canario.

En el futuro, el otorgamiento de incentivos a energías renovables se realizará mediante concurrencia competitiva, lo que facilitará la reducción de costes de generación. De hecho, los costes de generación de las renovables se han reducido en los últimos cuatro años hasta situarse en niveles cercanos a los de las energías convencionales.

Para cumplir con el compromiso energético fijado por la Directiva 2012/27 de la Unión Europea, para 2020 se necesitarían instalar en España entre 6.600MW y 8.500MW de energías renovables, 76% eólica y 16% fotovoltaica que, junto con otras medidas de mejora en la eficiencia energética, permitieran reducir la intensidad energética

Gráfico 4

Evolución de la potencia instalada de energías de fuentes renovables y cogeneración



Fuente: Afi a partir de Red Eléctrica de España *Informe Anual*.

final en un 1,6%, según el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 de Ministerio de Industria de noviembre de 2014.

El coste para el sistema de la introducción de esa nueva capacidad no debería implicar un incremento tan sustancial como en la experiencia anterior, en la medida en que el coste de generación de la mayor parte de las energías renovables (*Levelized Cost of Energy*) se ha reducido sobre todo en los últimos cuatro años, hasta situarse en niveles mucho más competitivos, esto es, más cercanos a los costes de generación convencionales. Según el estudio realizado por IRENA *Renewable Energy Generation Costs* de enero 2015, el gran desarrollo e instalación de capacidad de las distintas tecnologías renovables ha ayudado a reducir sus costes de generación significativamente en el período 2010-2014.

Con una capacidad instalada mundial mayor a 179 GW, el coste de la energía fotovoltaica a gran escala ha caído a la mitad desde 2009, hasta

situarse en 100-255 €/MWh, dependiendo de la ubicación (tipo de cambio USD/Eur 1,1x), gracias a una reducción tanto del coste de los módulos en un 75%, como de los costes de instalación. Con una capacidad instalada mayor a 350 GW en todo el mundo, el coste de generación de la energía eólica ha caído entre un 7% y un 12%, situándose entre 55-82 €/MWh. La tecnología termosolar aún se encuentra en un estado de desarrollo menos avanzado que las anteriores, con una capacidad de 5GW instalados en todo el mundo. Al igual que ha ocurrido con la eólica y la fotovoltaica, se espera que su coste de generación siga cayendo en la medida en que se acelere su desarrollo.

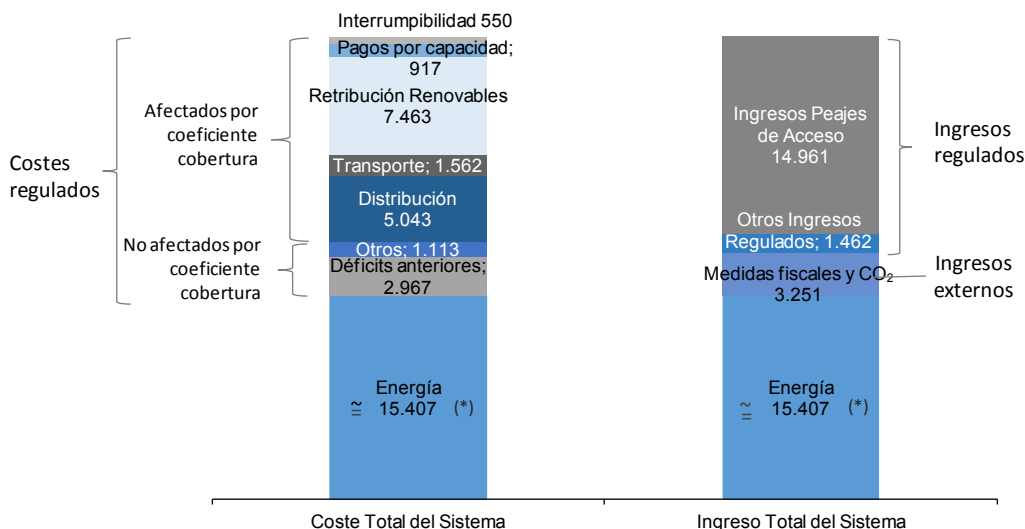
Sostenibilidad del sistema: equilibrio entre ingresos y costes

La continuidad del modelo retributivo actual depende en gran medida de que no vuelvan a producirse déficits de tarifa. Los ingresos del sistema se componen de la tarifa eléctrica y de ingresos

Gráfico 5

Ingresos y costes regulados del sistema, 2014

(millones de euros)



Nota: (*) Considerando precio final según OMEI 57,7€/MWh (fuente OMEI) y generación eléctrica de 267,012GWh (fuente REE), 2014. Fuentes: Afi a partir de datos de CNMC *Previsión de la Liquidación 2014*, OMEI y REE.

externos (medidas fiscales en apoyo de los ingresos del sistema), y han de ser suficientes para cubrir los costes del sistema eléctrico (coste de la energía y los costes regulados).

La actual normativa establece mecanismos para equilibrar los desvíos que afectarán a la retribución de las energías renovables:

Coefficiente de cobertura. La novedad más relevante de la Ley 24/2013 ha sido la supresión de la distinción entre las energías en Régimen Especial y las del Régimen Ordinario de las empresas eléctricas tradicionales. El Régimen Especial ha perdido la protección de ingresos y el trato diferencial en cuanto a la financiación de desvíos de ingresos, aunque siguen manteniendo prioridad de despacho (en el orden de prelación de vertido de la energía).

Cuando los ingresos regulados no son suficientes para pagar todos los costes del sistema, se establece un coeficiente de cobertura que se define como la relación entre costes e ingresos del sistema regulado.

El coeficiente de cobertura minorará los cobros de las actividades reguladas (incluida la retribución de las energías renovables). El desvío podrá ser de carácter intra-anual o persistir al cierre del ejercicio. De persistir estas diferencias al cierre del ejercicio, se originan derechos de cobro futuros que se deberán devolver en los siguientes cinco años. Como mitigante, ese déficit financiado por los sujetos del sistema tiene un límite. No podrá suponer más del 2% de la retribución anual y su deuda no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. En caso que se sobrepasaran esos límites, se deberán revisar los peajes o cargos que correspondan al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen los citados límites. La reducción de los ingresos que supondrá la aplicación del coeficiente de cobertura pone presión sobre la liquidez de los operadores de las energías renovables, quienes no están pudiendo financiarlos ya que no cuentan con certificación que dé lugar a los mencionados derechos de cobro.

Modificación de la retribución de las energías renovables. El Ministerio de Industria podrá ajustar la retribución de las renovables de acuerdo con “la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades (art 14.4 Ley 24/2013)”, para lo cual puede modificar todos los parámetros de retribución salvo el valor de la Inversión Inicial y la Vida Útil.

Actualmente la Rentabilidad Razonable es el 7,389% para instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado. Este nivel se ha definido como 300 puntos básicos por encima de la rentabilidad de los últimos diez años, de las obligaciones del Estado a diez años. La Rentabilidad Razonable se podrá revisar para cada período regulatorio de seis años en base a la rentabilidad de dichas Obligaciones del Estado durante los veinticuatro meses anteriores al mes de mayo previo al comienzo del nuevo período regulatorio.

Para el próximo período regulatorio, de mantenerse el diferencial en 300 puntos básicos, la Rentabilidad Razonable podría caer hasta el 5,2%, considerando los tipos *forward* de las obligaciones del Estado a diez años correspondientes (2,2% para el siguiente período regulatorio que empieza en 2020 y de 2,7% para el período regulatorio que empieza en 2026).

Actualmente, la rentabilidad razonable es el 7,4%: 300 puntos básicos por encima de la rentabilidad de las obligaciones del Estado de los últimos diez años. Para el próximo período regulatorio, de mantenerse el diferencial de 300 puntos básicos, podría caer hasta el 5,2%, considerando los tipos forward de esos mismos títulos.

Riesgos de la retribución de las energías renovables

Riesgo a variaciones en el precio del pool. Una subida en los precios del mercado eléctrico por

encima de los precios estimados en el cálculo de la retribución regulada (49,5 €/MWh en 2015) supone directamente un aumento en los ingresos de las instalaciones de energías renovables. Una parte de la subida (al menos aquella que supere el 12%) se compensará a futuro mediante una reducción del Valor Neto de Activo.

Una subida intensa y prolongada en los precios del mercado eléctrico ejerce presión en el sistema, principalmente en la medida en que dicha subida venga ocasionada por un *shock* externo (y no por un aumento en la demanda eléctrica), al obligar a encarecer el coste para los consumidores. Existe el riesgo de que falte voluntad política para trasladar la subida del precio de mercado íntegramente a los consumidores. En este escenario entraría en juego, en primer lugar, el coeficiente de cobertura,

El nivel de la retribución de las instalaciones de energías renovables ya no está aislado de la situación del mercado. Las tecnologías más competitivas, como es el caso de la eólica, están más afectadas por variaciones en el precio del pool, debido a que sus ingresos dependen en mayor medida de la venta en el mercado.

que reparte la financiación del déficit entre todos los agentes con una reducción de hasta el 2% de sus ingresos; y en segundo lugar, el déficit de ingresos obligaría a una revisión a la baja de los costes del sistema, incluida probablemente una bajada en la retribución de las energías renovables.

Una subida de precios provocada por un aumento en la demanda, no pondría necesariamente presión sobre la tarifa, debido a que los ingresos del sistema aumentarían por este motivo, aliviando el riesgo de desvío entre ingresos y costes.

El escenario más favorable para las instalaciones de energías renovables es una subida moderada de los precios del *pool*, que los sitúe en la banda en los que la subida del precio de mercado no está afectada por el mecanismo de ajuste, y además no supone una presión excesiva sobre la tarifa eléctrica.

Las tecnologías más competitivas son las que más se benefician por el aumento en el precio de mercado, ya que su retribución depende en mayor medida de este último y por tanto están menos expuestas al riesgo regulatorio y político mencionado.

De hecho, si el aumento en el precio fuera lo suficientemente elevado, algunas tecnologías dejarían de necesitar retribución adicional a la de mercado, ya que podrían cubrir sus costes de explotación y la inversión con ingresos por venta de energía a mercado. En ningún caso el aumento de la retribución de mercado, hasta el punto de perder la retribución regulada, puede resultar en que la instalación tenga que devolver la retribución recibida.

Por el contrario, una caída en los precios del *pool* provocaría una reducción directa en los ingre-

Cuadro 1

Contribución de ingresos del mercado y de la retribución regulada a la Retribución Total (*)

(porcentaje)

Tecnología	Eólica		Solar	
	Más antiguas (hasta 2003)	Más nuevas (a partir de 2008)	Fotovoltaica	Termosolar
Ingresos por venta de energía a mercado	100	<50	13	17
Retribución a la inversión	0	>50	81	70
Retribución a la operación	0	0	6	13
	100	100	100	100

Nota: (*) Porcentajes medios calculados para la retribución de 2014 tomando el precio estimado de mercado.

Fuente: Orden IET 1045/2014.

sos de las instalaciones, con las consiguientes tensiones de liquidez para la instalación renovable, aunque a largo plazo se compense parcialmente en el reconocimiento de un mayor valor neto actual de la inversión. Las tecnologías menos competitivas se encontrarían en mejor situación, porque dependen en menor medida del precio de mercado.

Caída de la demanda eléctrica. Las energías renovables, cogeneración y residuos cuentan con prioridad de despacho, lo cual implica que toda la energía que pueden producir la venden a mercado. No obstante, en el marco regulatorio actual las instalaciones de energías renovables están expuestas al riesgo de demanda. Una caída en la demanda eléctrica reduce los ingresos del sistema (peajes y cargos), mientras que los costes se mantienen en gran parte constantes, por lo que se generaría un déficit. Dicho desajuste en el corto plazo se financiaría por los sujetos del sistema, en principio, respetando los límites mencionados (del 2% y 5%), superados los cuales se debería proceder a modificar las tarifas de acceso. Debido a la posible reticencia de hacerlo, cabría otra vez la posibilidad de una disminución de la retribución de las energías renovables, vía reducción en la Rentabilidad Razonable.

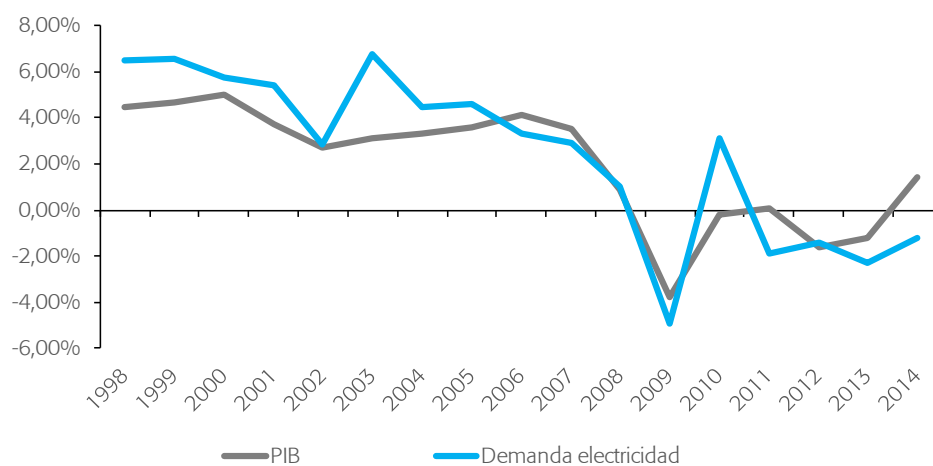
Una caída en la demanda podría venir acompañada de un descenso en el precio de mercado, reduciendo los ingresos de las instalaciones por doble vía, tal y como ocurrió en 2014, aunque de forma moderada. En el caso particular de 2014, los ingresos de las instalaciones de energías renovables no se han visto especialmente afectados, ya que excepcionalmente habían estado cobrando unas primas correspondientes al marco regulatorio anterior, que se han estado devolviendo en 2014. Con esta liquidez excedentaria, no han sufrido la restricción en sus ingresos provocada la caída en la demanda y precios de 2014.

El crecimiento previsto en el PIB para 2015 debería impulsar una recuperación de la demanda de energía eléctrica. Antes de la crisis de 2008, los aumentos en el PIB venían acompañados por aumentos aún mayores en la demanda energética (elasticidad > 1). De igual manera, durante los últimos años la reacción de la demanda ha sido inferior al movimiento del PIB (gráfico 6). A largo plazo, la elasticidad de la demanda de electricidad al PIB podría situarse por debajo de la unidad, en sintonía con el resto de la UE, debido a una mejora en la eficiencia energética y/o a un cambio en la estructura productiva, hacia un *mix* menos intensivo en consumo energético, esto es, menos

Gráfico 6

Demanda eléctrica y PIB

(tasa de crecimiento anual)



Fuente: Red Eléctrica de España.

dependiente en industria, construcción y transporte, y más dependiente en servicios.

El PIB creció un 1,4% en 2014, mientras que la demanda eléctrica cayó un 1,2% (-0,2%, corregida por los efectos de la laboralidad y la temperatura, según Red Eléctrica de España). La evolución de la demanda en 2015, con un crecimiento más asentado de la actividad, servirá para confirmar el posible cambio en la estructura de la demanda. Cabe destacar que en enero de 2015, la demanda ha crecido en 2,8% respecto de enero de 2014, apuntando otra vez a una elasticidad superior a la unidad.

Apetito inversor

El nuevo marco regulatorio deja algunas incertidumbres en lo que se refiere al nivel de la retribución que, aunque se puedan considerar acotadas, exigirían una rentabilidad algo superior a la Rentabilidad Razonable.

El caso de la reciente salida a bolsa de Saeta Yield, S.A. sirve como referencia del nivel de rentabilidad que los inversores exigen para este tipo de activos regulados. El 16 de enero de 2015, ACS sacó a bolsa el 51% de una cartera de 538,5MMW de parques eólicos y 149,8MMW de termosolares en explotación, todas beneficiadas por el actual régimen retributivo específico para instalaciones

de energías renovables. Al precio de salida, el valor de la capitalización bursátil y la deuda financiera neta, por un total de 1.961 millones de euros, fue superior a la valoración de sus activos de acuerdo con la retribución (Valor Neto de los Activos de 1.560 millones de euros). De mantenerse la regulación actual, los inversores tendrían una expectativa de rentabilidad al precio de salida a bolsa, de un 6,3%, más la rentabilidad que se pueda obtener de la instalación con los precios de mercado una vez agotada la vida útil regulatoria (cuadro 2).

Conclusiones

Los incentivos económicos de marcos regulatorios anteriores impulsaron el desarrollo de las energías renovables en España. Una vez que las instalaciones eléctricas de fuentes renovables han pasado a generar más del 40% de la energía demandada, su retribución no se ha podido mantener aislada de la situación del mercado eléctrico.

El marco retributivo actual deja abiertas variables de ajuste en la retribución a la situación del sector: el mecanismo de ajuste de precios, la financiación de posibles desvíos a través del coeficiente de cobertura y la modificación de los niveles de rentabilidad.

La financiación de nuevas instalaciones podrá estructurarse teniendo en cuenta los flujos de caja actuales, pero habrá que aplicar ratios de cobertura del servicio de la deuda que puedan encajar en escenario de revisiones a la baja en la retribución.

En cuanto a la capacidad ya instalada, el margen de maniobra es escaso, más allá de estrategias de integración de instalaciones para conseguir ahorros de costes por un mayor volumen.

El actual contexto de bajos tipos de interés favorece que exista interés inversor por activos regulados que ofrecen un razonable grado de previsibilidad en su generación de caja, y que en escenarios de estabilidad en el sector eléctrico, propiciados por una recuperación de la demanda de electricidad, ofrecerán una rentabilidad a largo plazo sobre la inversión reconocida superior al 5%.

Cuadro 2

Salida a bolsa SAETA y expectativa de rentabilidad

Capitalización bursátil	852
Deuda financiera*	1.108
Valor empresa (millones de euros)	1.961
Valor regulatorio (VNA) (millones de euros)	1.560
Rentabilidad razonable de valor regulatorio	7,398%
Rentabilidad razonable x VNA/ (Capitalización+Deuda):	5,9%
Coste de capital implícito (Estimación Afi)	
Coste de la deuda (promedio actual)	4,5%
Coste Fondos Propios antes de impuestos	7,8%
Coste Fondos Propios después de impuestos	6,3%
Coste ponderado de capital antes de impuestos	5,9%

Nota: * Considerando reducción de deuda según notificación a CNMV del 12/02/15 y la información del folleto del 30/1/2015.

Fuente: Estimación Afi.