

La reforma del sector eléctrico español

Arturo Rojas y Pablo Mañueco*

El déficit de ingresos del sector eléctrico en el año 2013 se acercará a los 4.500 millones de euros, que está algo por debajo de los 5.600 millones de déficit en 2012. Esta reducción ha sido gracias a los impuestos sobre la energía en vigor desde el 1 de enero de 2013. Con ello, el importe de deuda acumulado supera claramente los 30.000 millones de euros.

En este artículo se analizan las medidas que introduce el proyecto de Real Decreto elaborado por el Ministerio de Industria, actualmente en fase de borrador, con el objeto de terminar con el déficit de ingresos del sector eléctrico español, es decir, la diferencia entre los derechos de cobro reconocidos a las compañías eléctricas y lo ingresado a través de las tarifas eléctricas, que recaen principalmente en una reforma del régimen de retribución de las energías renovables y la introducción de un peaje al autoconsumo. La nueva norma se aprovecharía, asimismo, para modificar el sistema de subastas para la determinación del coste de la electricidad para los consumidores.

El sector eléctrico sufrió en 2013 una caída en la demanda del 2,3%, que se añade al descenso del 1,5% de 2012 (ver cuadro 1). La vinculación de la demanda al consumo industrial explica la mayor caída de la demanda de electricidad en relación al PIB, circunstancia que no se producía desde el año 2009. La caída en la demanda tiene consecuencias adversas en la sostenibilidad financiera del sistema en la medida en que más de la mitad de los costes del sector son fijos. Es preocupante que en los dos primeros meses de 2014 se mantenga la

contracción de la demanda, con una caída de un 0,8% ajustada de los efectos del calendario y las temperaturas. La producción del Régimen Especial (las energías renovables, la cogeneración y las centrales de residuos), aumentó un 8,1%, con lo que su cuota sobre la producción se incrementó hasta el 30,2%, frente al 25,5% de aportación en el año 2012. La producción de las energías estrictamente renovables aumentó un 14,3%, gracias sobre todo a las condiciones meteorológicas, ya que la potencia instalada solo aumentó un 2% en 2013.

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

Cuadro 1

Balance eléctrico anual peninsular

<i>GWh</i>	2013	% 13/12	2012	% 12/11	2011
Hidráulica	34.205	75,8	19.455	-29,4	27.571
Nuclear	56.378	-8,3	61.470	6,5	57.731
Carbón	39.792	-27,3	54.721	25,8	43.488
Ciclo combinado	25.409	-34,2	38.593	-23,9	50.734
Régimen ordinario	155.785	-10,6	174.240	-2,9	179.525
Consumo en generación	-6.241	-20,9	-7.889	8,9	-7.247
Hidráulica	7.095	53,1	4.633	-12,5	5.294
Eólica	53.926	12,0	48.103	14,2	42.105
Solar fotovoltaica	7.982	2,3	7.803	10,0	7.092
Solar termoeléctrica	4.554	32,3	3.443	87,9	1.832
Térmica renovable	5.011	5,6	4.729	10,4	4.285
Térmica no renovable	32.048	-4,3	33.442	4,3	32.051
Régimen especial	110.616	8,1	102.152	10,2	92.660
Generación neta	260.160	-3,1	268.503	1,3	264.938
Consumo bombeo	-5.769	14,9	-5.023	56,2	-3.215
Enlace Península-Baleares	-1.266		-570		-0,5
Intercambios internacionales	-6.958	-37,9	-11.200	83,9	-6.090
Demanda (b.c.)	246.166	-2,3	251.710	-1,5	255.633

Fuente: Red Eléctrica.

Cuadro 2

Evolución anual del PIB nominal y de la demanda de energía eléctrica peninsular

<i>Año</i>	<i>PIB</i>	<i>Demanda eléctrica</i>
2008	0,9	1,1
2009	-3,7	-4,7
2010	-0,3	3,1
2011	0,4	1,9
2012	-1,4	-1,5
2013	-1,2	-2,3

Fuentes: INE y REE.

Teniendo en cuenta que el 61% de la producción de energía renovable es eólica, y por tanto

con una previsibilidad y regularidad escasa, el sistema está próximo al límite de capacidad de absorción de energías renovables. De hecho en 2013, Red Eléctrica tuvo que gestionar horas en las que coincidió una alta producción eólica e hidráulica con una demanda extremadamente baja, lo que obligó a reducir la producción incluso de centrales nucleares.

El excelente año de lluvia en 2013 ha desplazado la producción térmica de carbón y de gas natural, que registran una caída de producción del 27% y del 34%. Con una utilización tan baja, la situación de las centrales de ciclo combinado es dramática. Hay que remontarse diez años atrás para encontrar una producción inferior de los ciclos combinados, y entonces la potencia instalada era solo un 17% de la actual. La utilización media en 2013 a plena carga de 1.000 horas de las centrales de ciclo combinado, frente a las 4.280 horas

en 2008 y las 5.000 horas para las que fueron diseñadas, es absolutamente insuficiente para rentabilizar la inversión en los 25 años de vida útil. Ni siquiera los pagos por capacidad, que se perciben con independencia de la producción, pueden compensar una infrautilización tan severa de los 25.353 MW de ciclos combinados, todos ellos construidos a partir de 2001.

Las centrales nucleares registraron en 2013 una caída del 8,3%, y fue la producción más baja desde 2009. La tecnología nuclear es la única que no recibe pagos por capacidad, por lo que la caída en producción se traslada íntegramente a los ingresos. Igualmente, los ingresos de la energía nuclear se han reducido como consecuencia de los nuevos impuestos que introdujo la Ley 15/2012, de medidas fiscales, que entró en vigor el 1 de enero de 2013: el impuesto sobre el valor de la producción (equivalente al 7% de los ingresos) y dos nuevos impuestos sobre la producción y almacenamiento de combustible nuclear gastado y otros residuos radiactivos.

El déficit de ingresos del año 2013 se acercará a los 4.500 millones de euros previstos, pero quedará por debajo de los 5.600 millones de déficit en 2012. En 2013 la reducción del déficit ha sido posible gracias a los impuestos sobre la energía que se establecieron a partir del 1 de enero de 2013, y cuyo objetivo es precisamente reducir el déficit trayendo ingresos de la actividad de generación. El déficit de 2013 se sumará a importe de deuda acumulado de 26.062,5 millones de euros a 10 de mayo de 2013 que reconocía la Comisión Nacional de la Energía. Solo la eliminación del déficit anual exigiría un aumento del precio de la electricidad, lineal para todos los consumidores, del 10%. Sobre los peajes de acceso, que es parte de la tarifa determinada por el Ministerio de Industria, equilibrar los ingresos con los costes del sector exigiría una subida de algo más de un 30%, incremento que se acumularía al aumento del 22% que han experimentado los peajes desde 2004 a 2012, y que ha situado el precio de la electricidad en España muy por encima de la media de la Unión Europea. Para empezar a amortizar el déficit acumulado será necesario que la demanda de energía eléctrica se recupere.

La Ley 24/2013 del sector eléctrico

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, reconoce la incapacidad de las medidas anteriores para terminar con el déficit de ingresos. El equilibrio financiero del sector se va a alcanzar de una vez por todas dotando de flexibilidad a la retribución de las actividades reguladas, especialmente las energías renovables, para adaptarse a los cambios en el sistema eléctrico, y especialmente a la evolución de la economía. Pasamos pues de un régimen económico y jurídico sólido, estable y predecible a largo plazo, a un modelo flexible que se revisará cada tres años.

Pasamos de un régimen económico y jurídico sólido, estable y predecible a largo plazo, a un modelo flexible que se revisará cada tres años.

La Ley 24/2013 establece que los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico, y se autoimpone el equilibrio presupuestario en el sentido que toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Para ello busca automatismos en la revisión de los peajes que corrijan los déficits que puedan producirse.

Peajes al autoconsumo

Un aspecto polémico de la Ley 24/2013 es el relativo al autoconsumo de los clientes conectados a la red eléctrica, a los que se impone la obligación de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. Es decir, el kWh producido por el propio consumidor devengará el mismo pago por peajes que el kWh adquirido a la red. Sobre los peajes al autoconsumo se pronunciaron en contra tanto la Comisión Nacional de la Energía como la Comisión Nacional de Competen-

cia, pero el Ministerio de Industria ha optado por evitar la fuga de demanda que provocaría entre los consumidores el incentivo de ahorrarse los peajes. Solo en torno a un 40% del coste de la electricidad corresponde con el coste de generación de mercado, por lo que si no hubiera que pagar peajes el ahorro de autoconsumo sería considerable. Para el Ministerio de Industria, la carga económica que suponen las anualidades del déficit de tarifa y las ayudas a las energías renovables debe ser soportada por todos los consumidores conectados a la red y en función de su consumo eléctrico, con independencia del componente de autoconsumo. Si a la caída de demanda de electricidad por la crisis económica, se sumara la caída de demanda por autoconsumo, el equilibrio de ingresos y costes del sector sería inalcanzable sin exigir un mayor esfuerzo a los consumidores, lo cual incentivaría todavía más el autoconsumo.

El precio voluntario para el pequeño consumidor

La Ley 24/2013 crea el precio voluntario para el pequeño consumidor que sustituye a la antigua tarifa de último recurso, salvo para los consumidores que tengan la consideración de vulnerables, que podrán beneficiarse del bono social, o para aquellos clientes que excepcionalmente no tengan un contrato de suministro en vigor con un comercializador.

La tarifa de último recurso (TUR) es el precio máximo que pueden cobrar los comercializadores designados como suministradores de último recurso a los consumidores con derecho a acogerse a la misma. Hasta 2013, la TUR se determinaba de forma aditiva con el coste estimado de la energía eléctrica a través de las subastas Cesur (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso), el coste de comercialización y los peajes de acceso.

La anulación en diciembre de 2013 de la subasta Cesur puso de manifiesto el sobrecoste que el sistema de subasta incorporaba a la TUR, de manera que los consumidores pueden obte-

ner un ahorro si acuden directamente al mercado liberalizado.

El cambio de denominación y conceptual que introduce la Ley 24/2013 en relación a la TUR es positivo ya que un precio regulado siempre supone una barrera para la liberalización de mercado, por lo que la protección de un precio de referencia mínimo debe aplicarse fundamentalmente a los clientes vulnerables. Pero a su vez hay que establecer mecanismos para que los comercializadores tengan incentivos para comprar la energía al menor precio posible, y que ese precio se traslade a los clientes. Precisamente uno de los problemas de las subastas Cesur era que la compra de energía a plazo se realizaba por intermediarios.

Los precios voluntarios para el pequeño consumidor serán únicos en todo el territorio tanto peninsular como extra peninsular, por lo que implícitamente mantendrán la subvención en los archipiélagos, cuyo coste de producción es mayor que el peninsular. Los precios se fijarán por el Ministerio de Industria, pero su cálculo respetará el principio de suficiencia de ingresos y la aditividad de costes, y se vigilará que no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado. El precio voluntario para el pequeño consumidor incluirá de forma aditiva en su estructura los siguientes conceptos:

- El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción durante el período que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente al del resto de conceptos.
- Los peajes de acceso y cargos que correspondan.
- Los costes de comercialización que correspondan.

El Ministerio de Industria tendrá que definir el nuevo el mecanismo de cálculo del coste de producción, una vez descartado el modelo anterior de subasta Cesur. Por un lado, se trata de minimizar el impacto de las fluctuaciones del mercado,

pero a su vez hay que asegurar que el coste de la energía refleje adecuadamente los costes del periodo que se establezca. Si el horizonte temporal es largo –por ejemplo, los tres meses que se fijaron para la subasta Cesur–, mayor será el riesgo de volumen de demanda en el que incurrirán los comercializadores de referencia, y por tanto habrá que compensar dicho coste. Una alternativa para un período trimestral, puede ser combinar varias subastas con las cotizaciones a plazo del Operador del Mercado Ibérico a Plazo (OMIP). Una única subasta trimestral, como era la subasta Cesur, no es recomendable dado que, como sucedió en diciembre de 2013, el resultado de la subasta puede quedar afectado por circunstancias atípicas que distorsionen al alza el precio. Con tres subastas a plazo mensual realizadas el trimestre anterior se evita vincular todo el precio de generación de trimestre a las condiciones de mercado de un solo día. El mercado a plazo también es una referencia útil de coste de generación a imputar al precio voluntario. Los mercados de electricidad a plazo en España, tanto en OTC (*over the counter*) como OMIP, funcionan con un alto grado de liquidez, y es un mecanismo que sería accesible a todos los comercializadores.

Al igual que sucedía con la tarifa de último recurso, en el precio voluntario habrá que establecer en el coste de la energía, el ajuste por el diferente perfil horario de consumo y el coste de los servicios de ajuste.

El mecanismo de las subastas permite cubrir el riesgo de precio de mercado para los comercializadores, ya que los vendedores a precio fijo asumen dicho riesgo. Si el precio del mercado diario es inferior al precio de la subasta, los vendedores perciben la diferencia, y a la inversa, si el precio de mercado durante el periodo es superior al precio de la subasta, el vendedor se hace cargo de la diferencia.

Retribución de las energías renovables

En la regulación de las energías renovables se puede identificar un primer período impulsor de

dichas energías, desde la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, hasta el Real Decreto 661/2007, y un segundo período a partir de 2009 en el que la caída de la demanda de electricidad en el territorio peninsular del 4,7% pone de manifiesto la necesidad de frenar el incremento de capacidad.

La reforma del sector eléctrico que actualmente está planteando el Gobierno tiene uno de sus ejes en la reformulación de la retribución a las energías renovables.

Desde 1998 y hasta 2008, es decir en los diez años anteriores a la crisis económica, la capacidad instalada del Régimen Especial, que incluye las energías renovables y la cogeneración, aumentó un 17% en media anual acumulada. En ese mismo período, la demanda eléctrica peninsular se incrementó a un ritmo medio del 4% anual. A partir del 2008 y hasta 2012, con un marco regulatorio menos favorable, la capacidad del Régimen Especial moderó su ritmo de crecimiento medio hasta el 7% anual, pero la demanda de electricidad se contrajo un 1,3% de media cada año.

Las primas sobre precio de mercado a las energías renovables y a la cogeneración y residuos alcanzaron aproximadamente los 9.000 millones de euros en 2013. Aunque dicho importe supone una ralentización del crecimiento hasta el 5,5% frente al 24,2% en 2012, el Ministerio considera que para el reequilibrio de los ingresos y costes del sector eléctrico es inevitable una reducción drástica de las ayudas a estas energías.

Tras las medidas fiscales de impuestos sobre la energía introducidas en 2013, que tuvieron su mayor impacto en las energías convencionales, y la revisión a la baja en 2012 de la retribución a la actividad de distribución, el mayor ajuste de la nueva normativa para 2014 de localiza en el Régimen Especial.

El borrador de proyecto de Real Decreto ha desvelado la nueva orientación que determinará

los ingresos de las instalaciones, y que supone un cambio radical frente a la regulación anterior. Una de las críticas recurrentes al modelo de renovables español era que determinaba una misma retribución para todas las instalaciones de la misma tecnología, tanto eólica como solar, con independencia de que los rendimientos eran muy distintos, especialmente en el caso eólico. Un buen emplazamiento eólico puede superar las 3.000 horas de producción anual, mientras que la producción media del conjunto de las instalaciones peninsulares se situó en 2013 en 2.380 horas. La misma retribución por kWh para todos los parques eólicos, cualquiera que fuera su producción, suponía un incentivo a los promotores a buscar los mejores emplazamientos, y no cabe duda que el fuerte crecimiento de las instalaciones eólicas y solares no habría sido de tanta intensidad sin el incentivo de capitalizar en mayores ingresos los emplazamientos más atractivos.

El liderazgo de España en el desarrollo de determinadas tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables fue posible gracias a la existencia de un régimen económico y jurídico de respaldo sólido y estable y, sobre todo, predecible, ya que se establecía el precio de venta de energía para toda la vida de la instalación, es decir entre 20 y 25 años, a partir de un precio inicial que se actualizaría con el IPC menos 0,25% inicialmente, y menos 0,50% a partir de 2012.

Tras la fuerte caída en la demanda de electricidad de 2009, el Real Decreto 1614/2010 estableció la primera limitación al número de horas de producción con derecho a prima. Para las instalaciones eólicas se fijó un máximo de 2.589 horas/año, siempre y cuando la media del conjunto del sistema superase las 2.350 horas. Pero a finales de 2010, ya estaba en funcionamiento el 86% de las instalaciones actuales, por lo que la limitación en el número de horas no pudo ser una variable relevante en la decisión de inversión.

Precisamente, la certeza en los precios a muy largo plazo a los que se iba a poder vender el kWh de energía renovable permitía que, tras algunos

años de explotación que confirmaran la producción media, se realizaran transacciones en la que el vendedor obtenía una importante plusvalía.

En lugar de un precio garantizado que se revisaba anualmente según la inflación menos 0,5%, la nueva norma garantiza una rentabilidad razonable antes de impuestos en toda la vida útil regulatoria del proyecto. El año de autorización de la explotación es una variable relevante, ya que la rentabilidad razonable se calcula desde dicha fecha.

La rentabilidad razonable antes de impuestos se fija en el 7,398%, que es el rendimiento medio de julio 2003 a junio 2013 de las obligaciones del Estado a diez años más 300 puntos básicos.

Cuando se apruebe la nueva normativa, la retribución de las energías renovables se compondrá del precio de mercado de la energía más un término por unidad de potencia instalada que cubra los costes de inversión que no pueden ser recuperados con el precio de mercado, y un término de operación que cubra los costes de operación no recuperable en mercado. Los costes de inversión se determinarán por tipo de instalación a partir de un valor estándar de la inversión inicial correspondiente a una empresa eficiente y bien gestionada.

La nueva normativa declara explícitamente su objetivo de aumentar la seguridad jurídica sobre el concepto de rentabilidad razonable, pero no extiende la misma seguridad a la previsibilidad de los flujos de caja, ya que el borrador de Real Decreto no garantiza ninguna certeza sobre los precios a largo plazo puesto que los parámetros se revisaran periódicamente. Para las revisiones se establecen periodos regulatorios de seis años, el primero de los cuales terminará el 31 de diciembre de 2019, que a su vez se dividen en semiperiodos de tres años. Es decir, en 2017 los parámetros sobre los que se calculan los ingresos pueden experimentar cambios.

Los únicos parámetros que quedan definidos sin posibilidad de revisión en los periodos regulatorios son la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial. Es por tanto posible que, a

largo plazo, si mejoran las condiciones del sector pueda darse una revisión al alza en la rentabilidad razonable.

Para la actualización de los costes de explotación a partir de 2014, en lugar del IPC o, desde 2013 la inflación subyacente (que no incluye la variación de los precios de los alimentos no elaborados y los combustibles de uso domésticos) menos un factor de eficiencia, se utilizará un 1%, salvo para aquellas partidas cuya evolución ya esté regulada (peajes, impuesto del 7% de la facturación que se estableció a partir de 2013).

Si la regulación anterior fijaba una retribución global para cada tipo de energía renovable (eólica, fotovoltaica, solar térmica), la nueva norma asigna a las instalaciones diferentes ingresos en función de características específicas. A modo de ejemplo, en las instalaciones fotovoltaicas acogidas al Real Decreto 661/2007, la nueva norma tendrá en cuenta la tecnología específica instalada (paneles fijos o de seguimiento con uno o dos ejes), circunstancia que era irrelevante en la regulación de 2007. Para las instalaciones fotovoltaicas acogidas al Real Decreto 1578/2008, se tendrá en cuenta la tecnología y la zona geográfica según la radiación solar.

Los ingresos para obtener la rentabilidad razonable no tendrán en cuenta los impuestos regionales. En la actualidad, tres comunidades autónomas –Castilla-La Mancha, Castilla y León y Galicia– gravan la producción eólica con un canon.

La nueva norma, en caso de aprobarse, asignará a las instalaciones diferentes ingresos en función de características específicas (tipo de energía, tecnología utilizada, ubicación). Esto dará lugar a 1.276 tipologías de instalaciones, cada una de ellas con una retribución diferente.

Otra novedad es la elevación a 30 años de la vida útil regulatoria de las centrales fotovoltaicas, en lugar de mantener los 25 años en los que se garantizaba la retribución más alta en la norma-

tiva inicial (Real Decreto 661/2007), o los 28 años en los que se situó a partir de 2011 (Real Decreto-ley 14/2010). Al aumentar el número de años se reduce el componente de amortización de la inversión reconocida y se reducen sus ingresos nominales, a cambio de mantener el flujo de ingresos durante cinco años más. Para las centrales termosolares y los parques eólicos se mantiene la vida útil en el mismo plazo de los mayores ingresos de la regulación anterior, de 25 y 20 años respectivamente.

La combinación de las diferentes categorías de renovables (cogeneración, eólica, solar, hidroeléctricas, biomasa, residuos) con las características de cada instalación (tecnología específica, año de puesta en marcha, convocatoria, zona climática, horas de funcionamiento), da como resultado 1.276 tipos de instalaciones, cada una de ellas con una retribución específica para obtener su rentabilidad razonable.

El detalle en el tipo de instalación renovable que introduce la nueva norma es uno de sus puntos débiles, ya que ignora que los inversores actuales, en la gran mayoría de los casos, no son los inversores que realizaron la inversión inicial. Las transacciones entre inversores se realizaron en función de las características y los rendimientos específicos de cada instalación, de manera que por las instalaciones más rentables sobre la inversión inicial el comprador pagó un precio más alto. Sobre el importe de dicha inversión financiera no se garantiza ninguna rentabilidad, de manera que los inversores que adquirieron las instalaciones con mejores rendimientos, y que por tanto pagaron por ellas fondo de comercio, van a obtener una rentabilidad muy inferior a la razonable. Por el contrario, los inversores que adquirieron instalaciones con peores rendimientos, podrán obtener una rentabilidad próxima a la razonable en la medida en que no pagaron fondo de comercio.

Con la nueva normativa los ingresos de las instalaciones de energías renovables se van a reducir considerablemente, en algunos casos en porcentajes próximos al 50%. En la medida en que se trata de proyectos con un alto apalancamiento

financiero, habrá que reestructurar la deuda y ampliar su plazo de amortización para poder ajustar el servicio de la deuda a los nuevos ingresos. Desde el punto de vista de la financiación, los proyectos renovables siguen siendo viables puesto que su alta generación de caja, y en el caso de las plantas fotovoltaicas, la ampliación en cinco años de la vida útil, permitirá amortizar la totalidad de la deuda. Por el contrario, las expectativas para los propietarios será la pérdida de la totalidad de la inversión. El valor de las acciones quedará reducido al valor opcional en caso de que la recuperación de la demanda permita en un futuro más o menos lejano mejorar su retribución.

Conclusiones

El Ministerio de Industria está dispuesto a resolver el déficit de tarifa anual a través de un drástico ajuste en los ingresos de las energías renovables. El esfuerzo de estandarización de las instalaciones en términos de inversión inicial, costes de explotación y características de cada planta, tendrá como resultado que las instalaciones más rentables con la regulación anterior sean las que experimenten un mayor recorte en los ingresos. Era difícil que el Ministerio tuviera en cuenta, para aplicar la rentabilidad razonable, la cantidad pagada por los propietarios actuales de las instalaciones, que en la mayoría de los casos está por encima de la inversión inicial teórica. Los inversores que hayan pagado fondo de comercio tendrán que amorti-

zarlo, apuntándose la correspondiente pérdida contable. Las instalaciones financiadas con deuda no podrán atender el calendario de amortización, si bien la elevada vida útil residual permitirá que los bancos recuperen el principal y los intereses. Para

Las instalaciones financiadas con deuda no podrán atender el calendario de amortización, si bien la elevada vida útil residual permitirá que los bancos recuperen el principal y los intereses.

los propietarios se abren dos frentes. El primero es la reclamación judicial ante el incumplimiento del marco legal sobre el que se realizaron las inversiones, ya que sin la certeza de perfil de retribución suficiente a largo plazo no se habría construido ni financiado ninguna instalación de energía renovable. El segundo frente es la negociación de las condiciones de la deuda con las entidades financieras para evitar que el incumplimiento de pago del servicio de la deuda provoque la ejecución de las garantías y la asunción de la propiedad por parte del banco. En este contexto es muy oportuno el reciente Real Decreto Ley 4/2014, de 7 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en materia de refinanciación y reestructuración de deuda empresarial, y que tiene por objetivo ayudar a las empresas viables a renegociar su deuda a través de quitas o conversiones de deuda en capital. No cabe duda de que las empresas con una rentabilidad razonable garantizada por el Ministerio de Industria deben ser consideradas viables.