# Reflexiones sobre las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables en los últimos años y tendencias para el futuro

*(Considerations on private equity transactions in the renewable energies market over the past few years and main trends for the future)*

*Carmen Becerril*
*Miembro de la Junta Directiva*
*Instituto de Capital Riesgo*

*Carmen Reyna*
*Socia Pérez-Llorca*
*Profesora del Máster de Asesoría Jurídica*
*de Empresas de la Universidad Carlos III*
*Profesora del Máster en Capital Riesgo*
*y Emprendimiento del Instituto de Capital Riesgo*

*Paula De Biase*
*Asociada Senior Pérez Llorca*
*Profesora del Máster en Capital Riesgo*
*y Emprendimiento del Instituto de Capital Riesgo*

*Marina Serrano*
*Of Counsel Peréz-Llorca*
*Abogado del Estado (exc.)*
*Ex-Consejera CNE*

**Sumario:** 1. Introducción: contexto internacional y transacciones en torno a tecnologías renovables en España en 2016. 2. Aproximación al marco regulatorio en España. 3. Análisis de las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables: transacciones sobre activos en funcionamiento. 4. Puesta en marcha de nuevos proyectos: las subastas. 5. Financiación y refinanciación de proyectos. 6. Conclusiones. Apéndice. Tablas de operaciones corporativas destacadas en el sector de las energías renovables desde 2014 que afectan a activos españoles y a promotores españoles en el extranjero.

***Resumen:*** *Empujados por las sucesivas modificaciones del marco retributivo de las renovables en los últimos años, muchos promotores de proyectos en España se han visto incapaces de cumplir con sus calendarios de pagos bajo la financiación de sus proyectos, lo que ha propiciado operaciones corporativas y de refinanciación. En lo que a operaciones corporativas se refiere, destaca la entrada en nuestro país de inversores institucionales extranjeros, en muchos casos fondos de capital riesgo u oportunistas, que han sabido aprovechar un clima de cierta inestabilidad regulatoria para hacer inversiones a precios competitivos. En el presente artículo expondremos cuál ha sido el perfil de los nuevos inversores y cuáles han sido las principales operaciones ocurridas en el sector. Asimismo, hemos asistido en los últimos años a un crecimiento notable de las operaciones de refinanciación. Veremos en este artículo cómo han evolucionado las principales características de los productos de financiación (e.g. mayor deuda corporativa frente al Project Finance, y ratios de financiación menores). En lo que a proyectos nuevos se refiere, analizaremos el sistema de subastas que se ha implementado en España para el otorgamiento del régimen retributivo específico de las renovables, en oposición a otros modelos como los PPAs, que se promueven en otros países de nuestro entorno.*

***Palabras clave****: Energías renovables, operaciones corporativas, refinanciación de proyectos, fondos de capital riesgo, régimen retributivo específico de las renovables, subastas, PPAs.*

***Abstract:*** *Driven by the significant amendments to the support scheme for renewables in Spain in the past few years, a significant number of producers in Spain have proven unable to comply with the terms of their financing agreements, which has led to an increase in M&A transactions as well as an increase in debt restructuring transactions. As for the M&A transactions, it is worth noting that foreign institutional investors have focused on Spain, and in many cases private equity and hedge funds have been able to benefit from the uncertainty of the regulatory framework and thus invest at competitive prices. This article analyses the profile of these new investors and also describes the main transactions that have been executed in recent years. Furthermore, refinancing transactions have increased notably in the past few years. This article covers the main changes that we have seen in the markets as regards the new financing terms, such as a transition from Project Finance structures to corporate debt and the diminishment of debt ratios. As regards greenfield projects, this article explains the new regime set out in Spain whereby the specific support scheme of renewable plants is awarded by means of competitive processes, as opposed to the PPA model that is being implemented in other countries.*

***Keywords:*** *Renewable energy, M&A transactions, financing restructuring, private equity, renewable-specific support scheme, competitive processes, PPAs.*

## 1. Introducción: contexto internacional y transacciones en torno a tecnologías renovables en España en 2016

El año 2015 marcó un hito importante en el **desarrollo de las energías limpias en el mundo**. La firma del Acuerdo de París por 196 países sentó las bases del compromiso mundial para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El citado Acuerdo de París, superando las mejores expectativas, entró en vigor en noviembre de 2016 cuando se cumplió la condición de haber sido ratificado por más del 50% de los países firmantes que representaban más del 55% de las emisiones totales. A día de hoy, el 73% de los países (144), que representan el 84% de las emisiones totales, han formalizado su compromiso con este Acuerdo. En definitiva, se pone de manifiesto la sensibilidad existente en cuanto a la necesidad de impulsar una economía baja en carbono.

El compromiso de cada país se concreta en realizar una declaración de su contribución nacional (INDC, *Intended Nationally Determined Contributions*). Teniendo en cuenta que más de dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero tienen su origen en el consumo de energía, los compromisos están esencialmente enfocados a definir la modernización de los sistemas energéticos, con un particular impulso al desarrollo de las energías renovables.

Se estima que hacer realidad el compromiso de reducción de emisiones para que la temperatura del planeta no supere los 2ºC a finales de este siglo, exigirá que dos tercios de la energía que se consuma en el mundo tenga origen renovable en el año 2050, lo que supondrá una ingente inversión tanto en nuevas instalaciones como en el desarrollo y abaratamiento de distintas tecnologías. Entre tanto, cabe mencionar que el año 2015 fue el de mayor inversión histórica en renovables con un total de 349.000 MM US$. En el año 2016, la inversión total en estas tecnologías se ha reducido aproximadamente un 18% hasta 287.500 MM US$[1].

Un aspecto muy relevante en estos últimos años ha sido el descenso de los precios de la tecnología solar fotovoltaica que cayeron un 80% en 5 años y de la tecnología eólica que lo hizo entre un 30 y un 40% en el mismo periodo. En consonancia con esta caída de precios en los equipos, en los dos últimos años hemos asistido a una espectacular reducción en los precios de energía ofertados en subastas organizadas por distintos países, en

1 *Bloomberg New Energy Finance:* Los datos de inversión hacen referencia a capital movilizado no sólo en nuevas instalaciones sino también en operaciones de adquisición de activos operativos, gasto público y privado en I+D e inversiones en instalaciones industriales.

particular en estas dos tecnologías, hasta el punto de que en numerosas ocasiones el precio del kwh ha sido inferior al precio ofertado por los ciclos combinados de gas natural.

En paralelo a los compromisos de los Estados para llevar adelante políticas de transición energética, asistimos también a un significativo cambio de mentalidad en muchas corporaciones que, expresamente, manifiestan su voluntad de contar con suministro energético de origen renovable como Amazon, Google, Microsoft… por mencionar algunos ejemplos significativos. Volúmenes importantes de energía que buscan la firma de contratos de suministro de energía a largo plazo a precio cierto.

Todos estos movimientos determinan un progresivo interés de los inversores en este tipo de activos. Se estima que en el año 2016 se produjeron aproximadamente operaciones de adquisición por un total de 117.500 MMUS$ a nivel mundial, frente a los 97.000 MMUS$[2] del año 2015, de los cuales 72.700 MM US$ fueron adquisición de proyectos y 33.000 MM US$ fueron operaciones de M&A, cambiándose progresivamente el perfil de los inversores. Habitualmente el desarrollo y construcción de los proyectos han sido mayoritariamente llevados a cabo por compañías eléctricas y energéticas tradicionales que modifican su portfolio de activos, protagonizando la mencionada transición energética pero, simultáneamente, aparecen nuevos inversores, sobre todo adquiriendo activos en operación, especialmente fondos de inversión y fondos de pensiones, que perciben estas instalaciones como fuente de flujos recurrentes con un aceptable nivel de riesgo, aunque el incremento de actividad de este ejercicio pone de manifiesto la progresiva confianza de estos nuevos entrantes en la fiabilidad de las tecnologías eólica y fotovoltaica que concentran la mayor parte de las transacciones, incluso en activos en construcción.

Sin embargo, la situación varía sensiblemente en cada una de las regiones del planeta. Teniendo en cuenta el alcance del presente artículo, hemos de centrarnos en la situación europea para revisar luego en profundidad la actividad de este sector en España.

En **el caso de Europa**, la inversión en el año 2016 alcanzó los 70.900 MM US$, liderado por Reino Unido con 25.000 MMUS$ y Alemania con 15.200 MMUS$[3], sobre todo como consecuencia de los desarrollos en eólica marina.

En la Unión Europea, la producción renovable en el año 2015, según EUROSTAT, alcanzó el 16,7% de toda la energía final consumida y un 29% de la generación eléctrica. Su

2 *Bloomberg New Energy Finance:* Los datos hacen referencia a transacciones tanto en instalaciones de producción como industriales, nuevas o ya operativas.

3 *Bloomberg New Energy Finance:* Los datos de inversión hacen referencia a capital movilizado no sólo en nuevas instalaciones sino también en operaciones de adquisición de activos operativos, gasto público y privado en I+D e inversiones en instalaciones industriales.

futuro inmediato viene determinado por el compromiso de los países miembros de que en el año 2020, al menos el 20% de la energía consumida sea de origen renovable.

Importante destacar como la voluntad, en el ámbito europeo, de liderar la transición energética, se ha concretado en noviembre del año 2016 con la presentación por la Comisión Europea del documento denominado "*Clean Energy for all Europeans*", más conocido como "*Winter package*". Un conjunto de 13 normas que pretenden hacer realidad una ambiciosa agenda para el año 2030 que se concreta en los siguientes objetivos: reducir las emisiones un 40% respecto al año 1990, objetivo vinculante a nivel de país, alcanzar una producción renovable del 27% y una reducción en el consumo de energía primaria del 30% respecto a 2005 (particularmente importantes las políticas de eficiencia energética en el conjunto).

Aun cuando las políticas de eficiencia energética deberían determinar una reducción de la demanda eléctrica, la penetración del vehículo eléctrico lleva a que las estimaciones de los expertos dejen esta demanda prácticamente plana para los próximos años. Sin embargo, el cierre de instalaciones que alcanzarán el final de su vida útil, particularmente centrales de carbón y nucleares, junto a los objetivos a 2020 por un lado y los referidos al 2030 por otro, permitirán un activo desarrollo de instalaciones renovables en Europa en los próximos años.

Estas previsiones determinan un claro apetito inversor hacia el entorno renovable europeo tomando en consideración tres elementos esenciales a la hora de valorar el riesgo y conseguir financiación:

(i) la estabilidad macroeconómica;

(ii) el compromiso de los países miembros con modelos regulatorios estables; y

(iii) la reducción progresiva del coste de la electricidad procedente de estas fuentes de energía mejorando su competitividad.

Por lo que respecta a **España**, el desarrollo de instalaciones renovables se ha visto condicionado por los cambios regulatorios que se establecieron en los años 2013 y 2014 que han determinado que en los últimos cinco años, prácticamente no se haya incorporado nueva potencia renovable en el sistema eléctrico. Esta circunstancia ha determinado la pérdida de liderazgo sectorial que el país y sus agentes ostentaron en la primera década de este siglo, pese a lo cual, la experiencia adquirida ha permitido a distintas empresas nacionales tener una participación muy activa en el desarrollo de renovables en otras geografías.

En cuanto a los datos más significativos, destacar que la participación renovable en la energía final consumida en España en el año 2016, según Red Eléctrica de España, se estima en el 16,2%, representando el 39,6% de la generación eléctrica.

España, en tanto que miembro de la Unión Europea y de acuerdo con los compromisos adquiridos, ha de alcanzar un 20% de la energía final de origen renovable en el año 2020. Dada la preponderancia del sector eléctrico para alcanzar este objetivo, se estima que en los próximos cuatro años será necesario incorporar al menos 5.000 MW nuevos, de los cuales, algo más de 3.000 MW han sido adjudicados en las dos subastas celebradas en 2016 y 2017, no exentas de controversia, como comentaremos en la sección cuarta de este artículo.

A la hora de abordar el atractivo que las instalaciones renovables han tenido en España para los inversores que han protagonizado las principales transacciones en los últimos años, es preciso comentar la problemática derivada de la mencionada legislación del año 2013 (Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico ("**Real Decreto-ley 9/2013**"), posteriormente integrado en la Ley 24/2013, de 26 de septiembre del Sector Eléctrico ("**LSE**") y Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ("**Real Decreto 413/2014**")). Como veremos en detalle en la siguiente sección de este artículo, esta nueva normativa, deroga el modelo de "*feed-in-tariff*" y "*feed-in-premium*" que había estado vigente desde el año 1998, sustituyéndolo por el cálculo de una "rentabilidad razonable" reconocida a las instalaciones en funcionamiento a partir de una inversión standard definida por el Gobierno. Este modelo puso en difícil situación a numerosos inversores que habían entrado en el mercado renovable con altos apalancamientos, en buena parte de los casos con "*project finance*", abriéndose numerosas oportunidades para nuevos inversores que ya podían formular la transacción estimando flujos con el nuevo modelo retributivo.

No obstante, son muchos los inversores en renovables que se han retraído a la hora de considerar España como un buen destino, ya que los abruptos cambios regulatorios mencionados, que alteraron de forma muy significativa la expectativa económica de los inversores originales, llevaban a percibir nuestro país como falto de la seguridad jurídica necesaria y presumible en un país europeo. Esta circunstancia ha supuesto también una cierta depresión de los precios de venta de estos activos por integrar en la valoración este tipo de riesgo. No obstante, el laudo emitido por el CIADI este mes de abril, otorgando protección e indemnizando a determinados inversores extranjeros en aplicación del artículo 10 del Tratado de la Carta de la Energía, puede ser una ocasión para favorecer nuevas inversiones en el sector.

## 2. Aproximación al marco regulatorio en España

Como venimos apuntando, entre los años 2013 y 2014, España implementó un nuevo régimen jurídico y económico para el desarrollo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En concreto, el Real Decreto-ley 9/2013 y la LSE, derogaron el llamado régimen especial, que consistía, en esencia, en otorgar a los productores una prima sobre el precio de la electricidad producida y vendida en el mercado eléctrico.

Actualmente, y desde la publicación del Real Decreto-ley 9/2013, resulta de aplicación en sustitución del régimen especial, el denominado régimen retributivo específico ("**RRE**"). El RRE está regulado en la LSE, el Real Decreto 413/2014 y en las órdenes ministeriales que contienen los parámetros retributivos a aplicar para cada periodo regulatorio.

Conceptualmente, el RRE se articula como una retribución regulada, que retribuye, ya no la producción, sino la inversión y la operación de los proyectos. La finalidad del RRE es que los proyectos de renovables puedan competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y que los ingresos regulados, sumados a los ingresos de mercado, les permitan alcanzar una rentabilidad razonable.

En concreto, de acuerdo con el nuevo marco regulatorio, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra los costes de inversión para cada instalación tipo (retribución a la inversión) y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo (retribución a la operación). Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación la norma considera una instalación tipo, para la que se determinan los ingresos estándar por la venta de energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial referido a una empresa eficiente y bien gestionada. La mayor parte de los parámetros retributivos, que permiten definir cada instalación tipo, pueden revisarse cada periodo regulatorio de seis años de duración (y, entre ellos, la tasa de retorno que permite alcanzar la rentabilidad razonable del proyecto).

Como consecuencia de la aprobación del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, que estableció una moratoria para nuevas instalaciones renovables y de las modificaciones legislativas ya señaladas, se ha producido un parón en la instalación de nueva potencia renovable en España en los últimos años. Como es sabido, los países de la Unión Europea y España en concreto, deben alcanzar determinados objetivos de consumo de energía

procedente de fuentes renovables en 2020 (20%) y 2030 (27%). España necesita para ello instalar más potencia de tecnología renovable[4].

En este contexto, debe destacarse que la LSE establece que el otorgamiento del RRE para nuevos proyectos ha de realizarse mediante procedimientos de concurrencia, en su artículo 14.7. Es decir, toda la nueva capacidad del sistema eléctrico procedente de fuentes renovables que requiera retribución adicional al precio del mercado con cargo al sistema, sólo podrá obtenerla, en su caso, a través de la participación en las subastas que el Gobierno decida convocar.

## 3. Análisis de las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables: transacciones sobre activos en funcionamiento

Las sucesivas modificaciones del régimen retributivo regulado de las instalaciones renovables han servido de caldo de cultivo para la proliferación de operaciones sobre activos en funcionamiento, en las que el capital riesgo extranjero ha tenido un gran protagonismo.

En particular, la significativa minoración en la rentabilidad de los proyectos de instalaciones renovables ha hecho que muchos de sus titulares no puedan hacer frente a los compromisos adquiridos con entidades financieras y ante tales dificultades hayan decidido vender sus activos.

Hemos visto así en los últimos años como fondos de capital riesgo han adquirido cada vez más proyectos, entrando en el mercado nuevos actores que pudieron venir a España en un momento en que los proyectos salían al mercado a precios muy competitivos. En este sentido, el perfil del titular de una instalación renovable en España ha ido mutando desde una dispersión de inversores –con especial presencia de inversores nacionales– a una mayor concentración de inversores, con un perfil más internacional y con mayor apetito de riesgo. Estos inversores además tienen la capacidad para obtener financiación corporativa en mejores condiciones, lo que mejora las tasas de rentabilidad del capital a los proyectos en funcionamiento.

4 En efecto, la justificación de la introducción de esquemas de apoyo a las renovables, como es el RRE, radica en la necesidad de fomentar la producción de energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovables para alcanzar los objetivos impuestos por Directivas u otras normas de Derecho Europeo. En particular, la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, fija como objetivo imperativo el alcance de un 20% de consumo eléctrico a través de energías renovables sobre el consumo de energía final para el año 2020. Según el Gobierno, España alcanzó en 2014 un 17.3% de consumo de energía renovable sobre el consumo de energía final.

### 3.1. El crecimiento de las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables en España durante los años 2014, 2015 y 2016

El mercado de las renovables en España está viviendo una carrera imparable de operaciones corporativas que, en poco tiempo, ha cambiado gran parte del mapa empresarial del sector. Se está produciendo un incremento importante en cuanto al número de inversiones en activos energéticos, no sólo en energías renovables. En total, se ha registrado un volumen de casi 10.000 millones de euros desde 2015, donde las grandes eléctricas y fondos internacionales han tenido un papel predominante.

Los fondos de inversiones y las compañías nacionales e internacionales han unido sus capacidades operativas y financieras para participar en el proceso de consolidación de activos renovables en operación en España. En la actualidad, estamos viendo que los fondos de capital privado gozan de un gran apetito inversor y están llevando a cabo muchas de las grandes operaciones de este mercado, creando grandes corporaciones cuya finalidad es aglutinar activos de diferentes tecnologías, tamaños y ámbito geográfico.

Como mostraremos a continuación, se ha producido un crecimiento notorio en el número de operaciones de capital riesgo dentro del sector de las energías renovables desde el año 2014, donde las operaciones de energía suponían un 16%, hasta el año 2016, donde representan casi un 50%.

Las tablas que se incorporan al final de este capítulo muestran las operaciones que se han llevado a cabo durante los años 2014, 2015 y 2016. En ellas vemos cómo, no sólo el número de operaciones, sino también su volumen, ha ido creciendo a lo largo de estos 3 años, pasando de 10 operaciones en 2014 a 22 operaciones en 2015 y 33 en 2016, con volúmenes de 1.259,7 millones de euros en 2014, 1.817,06 millones de euros en 2015 y 4.297,25 millones de euros en 2016.

### 3.2. El creciente interés del capital institucional extranjero en el sector de las energías renovables

Como hemos anticipado, el sector de las energías renovables se enfrenta a un aumento de inversiones protagonizadas por fondos de capital extranjero, por lo que el capital español ha queda relegado a un segundo plano en algunas de las principales operaciones de los últimos años.

Según el informe *Business and Finance Outlook 2016* de la OCDE, la financiación de plantas eólicas en Europa estaba en 2010 en manos de empresas del sector en un 62% de los casos, cinco años después, ese porcentaje ha bajado al 39% en favor de un

espectacular crecimiento de inversores institucionales (citan fondos de infraestructuras, seguros o proyectos industriales).

De manera coincidente, en España, las principales inversiones y operaciones relativas a los años 2014, 2015 y 2016 han sido llevadas a cabo por grandes fondos que percibían un mercado inestable donde poder aprovechar sus amplios recursos económicos.

Algunos de los ejemplos más relevantes en nuestro país han sido, por ejemplo, el caso de Cerberus, fondo estadounidense que hace dos años se convirtió en uno de los inversores más destacados de las energías renovables al adquirir Renovalia, operación que se cerró por algo más de 1.120 millones. Desde ese momento, Cerberus ha ido aumentando su cartera de 600 MW con otros parques eólicos y fotovoltaicos. El capital riesgo estadounidense ha estado igualmente representado por Centerbridge y la gestora de fondos Qualitas Equity Partners con la operación de venta de Vela Energy, o por Oaktree Capital Management con la compra de Eolia a finales de 2015. KKR adquirió en el año 2015 –por un importe aproximado de 750 millones de euros– el 80% de Gestamp Asetym Solar, uno de los líderes especializados en el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de plantas solares. Fruto de esta alianza nació X-Elio, que aspira a pasar de 300 MW a 2.500 MW antes del año 2020. Igualmente cabe destacar la alianza entre KKR y Acciona Energía Internacional, relativa no obstante a activos fuera de España.

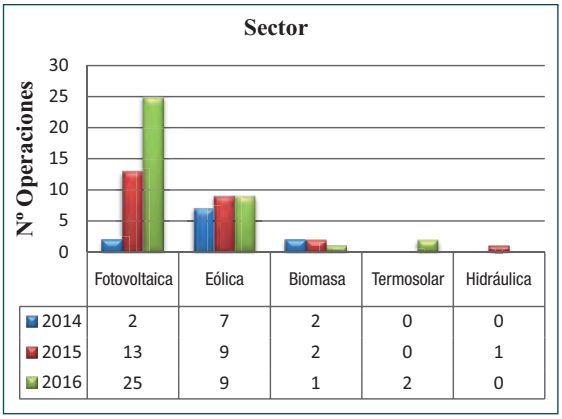
### 3.3. Las transacciones por tipo de tecnología

Como se puede observar en las tablas de operaciones que se incluye al final de este capítulo, el segmento fotovoltaico es el que más movimiento ha tenido debido a la atomización del sector y a la reforma del marco regulatorio. Esta consolidación de la tecnología fotovoltaica se está trasladando a gran velocidad hacia la energía eólica.

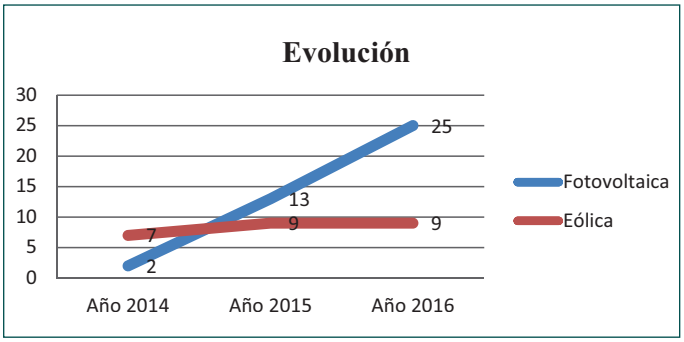
Tanto el sector fotovoltaico como el eólico están creciendo a gran velocidad debido, en gran medida, a la liquidez existente, a la mayor facilidad al crédito de los inversores y a los bajos tipos de interés que han reducido, en general, los retornos esperados aumentando las inversiones en activos de rentabilidad sostenible.

A pesar de que el volumen de operaciones se concentra principalmente en las energías eólica y fotovoltaica, han ido surgiendo otras energías alternativas como la biomasa o la hidráulica, que aun mostrando los inversores un potencial interés en ellas cuando surgieron, han quedado relegadas a un segundo plano con el paso del tiempo, con una o dos operaciones relevantes por año.

Las tablas siguientes muestran un desglose de operaciones por tipo de tecnología y su evolución.




| | Fotovoltaica | Eólica | Biomasa | Termosolar | Hidráulica |
|---|---|---|---|---|---|
| 2014 | 2 | 7 | 2 | 0 | 0 |
| 2015 | 13 | 9 | 2 | 0 | 1 |
| 2016 | 25 | 9 | 1 | 2 | 0 |




## 4. Puesta en marcha de nuevos proyectos en España: las subastas

Desde la moratoria de 2012 no se han instalado en España nuevos proyectos de tecnología renovable. Así, las operaciones de capital riesgo se han centrado en proyectos en operación (*brownfield*). Sin embargo, desde 2016 han comenzado a celebrarse subastas para el otorgamiento del régimen retributivo regulado del que podrán beneficiarse aquellos inversores institucionales que decidan poner en marcha proyectos desde el principio (*greenfield*).

Debe señalarse en todo caso que los promotores que decidan construir y poner en marcha instalaciones, acudiendo únicamente al mercado eléctrico y renunciando por tanto a percibir ingresos regulados, pueden hacerlo sin necesidad de participar en las subastas que analizamos en este apartado.

Así, las subastas se han articulado como un instrumento para determinar en un proceso competitivo qué nuevas instalaciones tienen derecho a percibir los ingresos regulados, pero no como un paso previo necesario en todo caso para la puesta en marcha de nuevas instalaciones.

### 4.1. Las subastas del RRE llevadas a cabo en 2016 y 2017

La primera subasta del RRE realizada en España tuvo lugar el 14 enero de 2016[5]. Esta convocatoria se limitó a tecnologías específicas, en concreto, se ofertaron 500 MW de tecnología eólica y 200 MW de tecnología biomasa. De acuerdo con las bases de la subasta, se establecía un valor de inversión inicial por MW y se ofertaba un descuento sobre el mismo. Es decir, el objetivo de la subasta era minimizar el impacto para el sistema eléctrico de la retribución a la inversión a recibir por los proyectos adjudicados. La retribución a la operación era fija y no formaba parte del objeto de la subasta. Además, es destacable que en las bases de la subasta no se exigía la concurrencia a la misma con proyectos concretos o predefinidos, si bien se establecieron unos avales para participar y unos plazos máximos para implementar los proyectos.

Como es sabido, el resultado de aquella subasta fue en ese momento sorprendente, pues el descuento ofrecido fue del 100%, de manera que los adjudicatarios no percibirán retribución a la inversión en relación con los MW adjudicados en la subasta. Es decir, sus ingresos serán los procedentes de la venta de la electricidad en el mercado. No obstante, sí percibirán la retribución a la operación correspondiente. Así las cosas, muchos agentes del sector se preguntaron el porqué de acudir a una subasta cuando en todo caso es posible instalar una planta, con los derechos de acceso y conexión a la red, y percibir los ingresos de mercado, sin necesidad de acudir a una subasta que, por otro lado, te exige constituir una serie de avales y concluir en plazos concretos el proyecto, con severas penalizaciones asociadas a los incumplimientos de plazo.

La segunda subasta tuvo lugar el 17 de mayo de 2017[6], siguiendo el procedimiento y las reglas que, a efectos de ilustrar como se adjudica potencia a instalar bajo este tipo de subastas, detallamos en el siguiente apartado. Cabe señalar que, al igual que ocurriera con la primera subasta, de enero de 2016, el descuento ofertado ha sido el máximo permitido en las bases de la convocatoria. En este sentido, entre otras medidas para paliar los efectos no deseados acaecidos en la primera subasta, las bases de esta

5 Subasta realizada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, y en la Resolución de 30 de noviembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.

6 Al amparo de lo establecido en el RD 359/2017 de 31 de marzo, en la Orden ETU/315/2017, de 6 abril, y en la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía.

segunda preveían un descuento máximo a ofertar (i.e. por debajo del 100%), así como, entre otros, la obligación de constituir avales de mayor cuantía y otras previsiones para favorecer o asegurar que los promotores que acudieran a la subasta contaran ya con proyectos predefinidos y no "en blanco".

Cabe destacar que la casi totalidad de potencia adjudicada en esta segunda subasta – 3.000 MW – ha correspondido a tecnología eólica si bien, en teoría, el Gobierno planteaba la subasta bajo las premisas de neutralidad tecnológica. A la vista del resultado, se ha cuestionado este carácter neutral de la subasta desde un punto de vista tecnológico por las razones que expondremos más adelante.

Más recientemente, el Gobierno ha anunciado la convocatoria de una nueva subasta de 3.000 MW adicionales centrada únicamente en la energía eólica y fotovoltaica, decisión que encuentra su justificación en las posibilidades de mayor crecimiento que pueden desarrollar ambas tecnologías frente al resto de las renovables. Para la futura subasta, cuya normativa se encuentra en fase de tramitación, se ha optado por seguir el mismo procedimiento de asignación y las mismas reglas que regulaban la celebrada en mayo de 2017, las cuales, como hemos anticipado, son objeto de análisis en el siguiente apartado al configurar el marco aplicable a las subastas energéticas en España.

Antes de abordar en detalle el procedimiento y reglas de las subastas para otorgar el RRE, es conveniente hacer una reflexión acerca de la opción escogida por el legislador español para el fomento de las energías renovables, muy diferente a los mecanismos que funcionan en países de nuestro entorno. En particular, la metodología empleada en España es una excepción en relación con la mayoría de sistemas que se basan en la garantía de un precio por energía producida y vertida a la red. Por un lado, la mayoría de los países de la Unión Europea basan sus procedimientos de licitación en una subvención por la electricidad efectivamente producida, situando los proyectos en un tramo superior al del precio del mercado. Este es el caso de Alemania, Reino Unido, Italia o Países Bajos. La otra opción mayoritaria es la licitación de contratos de compraventa de energía o PPA, por sus siglas en inglés, por medio de los cuales el vendedor se compromete a inyectar un volumen constante de energía a la red, mientras que el comprador (la entidad pública convocante de la subasta) se compromete al consumo de dicha energía por un precio determinado a largo plazo (20-30 años). Una vez terminado el PPA el dueño de la instalación podrá seguir explotándola ofreciendo la energía producida al mercado. El modelo de fomento de las energías bajo licitaciones de PPA se encuentra muy explotado en países no europeos, este es el caso de Argentina, México, Brasil, China o Sudáfrica.

En relación con lo expuesto, puede afirmarse que es una consideración generalizada de los agentes del sector eléctrico que el modelo de subasta español es muy complejo

y resultaría más claro y acorde con los objetivos de fomento de las energías renovables que se pujase por el precio del kWh producido o que se implementara un modelo de PPAs de largo plazo (20-30 años). Además, un modelo de PPAs permitiría abaratar sustancialmente los costes financieros de los proyectos, lo cual contribuiría a fomentar ofertas muy competitivas esto es, a abaratar el precio del kWh, como ya ha ocurrido en otros países.

En realidad, el modelo de subasta escogido responde a la necesidad de encajar nuevos proyectos en el régimen retributivo del RRE, es decir, en un modelo que se basa en instalaciones tipo y en términos de retribución a la inversión y a la operación, no por unidad de energía producida.

A estas consideraciones se une la crítica de una cierta inseguridad jurídica a la que se enfrentan quienes acuden a una subasta en España. Entre otros, debe recordarse que los parámetros retributivos se revisan al finalizar un periodo regulatorio y entre los parámetros a revisar se encuentra la tasa de rentabilidad que permite alcanzar la rentabilidad razonable de un proyecto. Así, quienes acuden hoy a una subasta, con la obligación de poner en marcha un proyecto antes de 2020, lo cierto es que desconocen cuáles serán los parámetros retributivos que les resultarán de aplicación a partir del 1 de enero de 2020, fecha en la que comienza el segundo periodo regulatorio del RRE. Dicho lo anterior, puesto que la presión competitiva ha sido grande y los descuentos ofrecidos en la subasta han sido los máximos posibles en las dos subastas, no parece que a aquellos agentes que han acudido a la subasta les preocupe esta incertidumbre. De hecho, ha de destacarse que para la segunda subasta, inicialmente se preveía adjudicar un cupo de 2.000 MW, solamente ampliables hasta 3.000 MW en caso de que la oferta fuera tan amplia que así lo decidiera el administrador de la subasta conforme a un anexo confidencial de la normativa que regía la subasta. En efecto, la oferta fue amplia y se subastaron la totalidad de los 3.000 MW posibles.

### 4.2. Procedimiento y reglas de la subasta

En primer lugar, al menos conforme a la última convocatoria, el alcance de la subasta se limita a nuevas instalaciones, no siendo posible su aplicación para proyectos de repotenciación. Consideramos que sería oportuno valorar la ampliación del alcance de las subastas a repotenciaciones, pues permitiría aprovechar buenos emplazamientos –especialmente para proyectos eólicos– actualmente en explotación.

En segundo lugar, para participar en la subasta es necesario un proceso previo de calificación, así como la constitución de garantías o avales para acreditar, digámoslo así, la seriedad del participante en llevar a cabo el proyecto. Por ejemplo, en la última

subasta, los avales se fijaron en 60.000 euros por MW ofertado (frente a los 20.000 euros por MW de la primera subasta). En el caso de que finalmente no se lleve a cabo el proyecto se procederá a la ejecución de los avales a instancia de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Pues bien, como punto de partida, las bases de la subasta establecen una o varias (e.g. por tecnología) instalaciones tipo de referencia. Para cada instalación tipo de referencia, las bases establecen los concretos parámetros retributivos, incluyendo el valor estándar de la inversión inicial con derecho a retribución y el número de horas de operación equivalentes. Por ejemplo, en la subasta de mayo de 2017, se estableció un valor estándar de la inversión inicial de 1.200.000 euros por MW para las tecnologías eólica y solar, y de 2.000.000 euros por MW para otras tecnologías.

Como ya se ha anticipado, lo que ofertan los participantes en la subasta es un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia. En este caso, a diferencia de la anterior subasta se estableció un tope al porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, quedado limitado a un 51% de reducción. Una vez recibidas todas las ofertas, comienza el procedimiento de asignación de MW, quedando establecido, según las bases de la convocatoria de mayo de 2017, de la siguiente forma:

(i) Tomando en consideración el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial ofertado, junto con los demás parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia, se calcula, para cada una de las ofertas, la retribución a la inversión que correspondería (de acuerdo con las fórmulas y metodología establecidas en documentos anexos a las bases y reglas de la convocatoria).

(ii) Se divide la retribución de la inversión obtenida por el número de horas equivalentes de funcionamiento anual para cada tecnología. El resultado de la anterior división sería el sobrecoste unitario para el sistema.

Debe señalarse que las bases de la subasta de mayo de 2017 establecieron unas horas de funcionamiento equivalentes de 2.800 para la tecnología eólica, 2.367 para la tecnología fotovoltaica y 5.000 para otras tecnologías. El efecto de la división señalada en este párrafo, teniendo en cuenta que la tecnología eólica tiene más horas, hace que el sobrecoste unitario para el sistema sea menor en el caso de la tecnología eólica, razón por la cual, precisamente, se ha puesto en cuestión el carácter neutral de la subasta. La propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al informar los borradores de la normativa que rigió la subasta, puso de manifiesto lo anterior. En particular, la Comisión recomendó que a la hora de ordenar las ofertas para adjudicar los distintos

bloques subastados, en caso de indeterminación o empate, se eliminara el criterio del número de horas equivalentes de funcionamiento de las distintas instalaciones de energía renovables.

(iii) Las ofertas se ordenan, con independencia de la tecnología, de menor a mayor valor de sobrecoste unitario para el sistema.

(iv) La última oferta que entre dentro de la potencia a adjudicar será la que determine el valor de sobrecoste unitario marginal para cada instalación tipo de referencia.

(v) La retribución a la inversión de cada instalación tipo de referencia resultado de la subasta será calculado multiplicando el sobrecoste unitario marginal de cada instalación tipo de referencia por el número de horas equivalentes de la instalación tipo de referencia.

(vi) Por último, se calculará el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial para cada instalación tipo de referencia, aplicando la fórmula que se detalla a continuación:

$$RinvIT_j,a = RinvITR_j,a - mITR_j,a * RedITR_j$$

donde:

(a) *RinvIT_j,a* representa la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia "j" correspondiente al año de obtención del acta de puesta en servicio "a", expresada en euros/MW.

(b) *RinvITR_j,a* respresenta la retribución a la inversión asociada a la instalación tipo de *referencia* "j" correspondiente al año de obtención del acta de puesta en servicio "a", expresada en euros/MW. Este es un valor fijo establecido en las bases de la subasta.

(c) *mITR_j,a* representa el coeficiente aplicable para calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo asociada a la instalación de referencia "j" correspondiente al año de obtención del acta de puesta en servicio "a". Este coeficiente viene recogido en las bases de la subasta.

(d) *RedITR_j* representa el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia "j", expresado en tanto por 1.

Una vez se ha desarrollado el procedimiento descrito arriba, se procederá a la determinación de la potencia adjudicada, del sobrecoste unitario marginal de cada instalación tipo de referencia y del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial.

El resultado de la subasta será vinculante para todos los participantes que han presentado ofertas en la subasta.

Una vez publicados los resultados de la subasta en el Boletín Oficial del Estado, los adjudicatarios dispondrán de un plazo de 45 días hábiles para inscribirse en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

Realizada la inscripción, el adjudicatario dispondrá de (i) 6 meses para identificar ante el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la instalación o instalaciones que desarrollará de acuerdo con la potencia que asignada bajo el proceso de subasta y, (ii) 12 meses para obtener la aprobación al proyecto de ejecución de las instalaciones identificadas. Ambos plazos comenzarán a computar a partir de la publicación del resultado de la subasta en el Boletín Oficial del Estado.

## 5. Financiación y refinanciación de proyectos

### 5.1. Financiación de proyectos: del *Project finance* a la financiación corporativa

Históricamente, era habitual que la construcción y operación de proyectos de energía renovable se financiara mediante préstamos cuya devolución dependía de los ingresos de mercado y regulados de cada proyecto (financiación de proyectos o *Project Finance*).

Sin embargo, cada vez más vemos como en las financiaciones y operaciones de refinanciación predomina la financiación corporativa, es decir, financiación externa obtenida directamente por los promotores y sus accionistas o socios. Incluso inversores institucionales que han aglutinado un elevado número de proyectos en su cartera, emiten bonos para mejorar el coste de su financiación.

Además, cabe llamar la atención sobre el hecho de que mientras que antes la financiación ajena representaba hasta un 90% sobre la inversión total del proyecto, dejando apenas un 10% a la participación de fondos propios, ese ratio ha descendido y se prevé que continúe haciéndolo, como consecuencia de los cambios regulatorios que han llevado a unos menores ingresos de los proyectos.

Así, no es de extrañar que en las próximas operaciones de financiación o refinanciación veamos que la financiación ajena no alcance más del 60% de la inversión total del proyecto, al menos, a la vista de los resultados de las recientes subastas que han tenido lugar.

### 5.2. Contexto de refinanciación en proyectos de energías renovables

Como indicábamos anteriormente, las financiaciones de proyecto se caracterizan por ser financiaciones en las que los flujos que generan las sociedades del proyecto son relativamente predecibles. Alrededor de estos flujos se construye un caso base y se determina el plazo de devolución de la financiación.

Las sucesivas modificaciones del régimen especial desde 2010 y, de manera definitiva, tras la sustitución del régimen especial por el RRE a partir de la publicación del Real Decreto-ley 9/2013, han llevado a una disminución de los ingresos recurrentes de los proyectos, traduciéndose en dificultades para cumplir con los ratios financieros establecidos en los documentos de la financiación y con el calendario de pagos. En consecuencia, en los últimos años hemos asistido a un incremento en las operaciones de refinanciación en el sector de las renovables, destinado principalmente a:

(i) Ajustar el calendario de amortización;
(ii) Adaptar el caso base a las nuevas proyecciones; y
(iii) Adaptar los términos económicos a las condiciones de mercado actuales.

## 6. Conclusiones

Desde los años 90 España ha ido aprobando sucesivas normas que promovían el desarrollo de instalaciones renovables en España. El auge, posiblemente, llegó en el año 2007. En ese momento, el llamado régimen especial o primado garantizaba una prima sobre el precio de la energía eléctrica vendida en el mercado, a cargo del sistema eléctrico, lo que ofrecía considerables tasas de retorno a los proyectos.

Sin embargo, a partir del año 2010 se producen significantes cambios normativos que reducen cada vez más los ingresos regulados de los proyectos, hasta que en los años 2013 y 2014 se aprueba un nuevo modelo, el régimen retributivo específico, que provoca que la rentabilidad de los proyectos existentes descienda significativamente.

En este contexto, ante las dificultades que muchos promotores se encontraron a la hora de cumplir con sus calendarios de pagos bajo la financiación de sus proyectos, han proliferado las operaciones corporativas y de refinanciación de proyectos.

En lo que a operaciones corporativas se refiere, destaca la entrada en nuestro país de inversores institucionales extranjeros, en muchos casos fondos de capital riesgo o fondos de inversión, que han sabido aprovechar un clima de cierta inestabilidad regulatoria para hacer inversiones a precios competitivos.

Asistimos en los últimos años, igualmente, a un crecimiento notable de las operaciones de refinanciación. Cabe destacar en este sentido dos extremos. El primero de ellos, cómo la estructura de la financiación que antes se basaba habitualmente en un *project finance*, ha pasado a ser en su mayor parte deuda corporativa. En segundo lugar, si antes era común ver ratios de financiación ajena del 90% sobre el total de la inversión del proyecto, es previsible que dichos ratios se vean rebajados al entorno del 60% con la nueva regulación y a la vista del resultado de las subastas para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones.

En efecto, en España se ha implementado un sistema de subastas para la adjudicación de potencia con derecho a retribución regulada. En este sentido, cabe señalar que la proliferación de los procedimientos concurrenciales como forma de impulso de las energías renovables sigue una tendencia creciente a nivel global, demostrando haber conseguido configurarse como el instrumento normativo más eficiente para su desarrollo.

El atractivo de las subastas en España está demostrando ser notable, provocando que cada vez haya más agentes dispuestos a presentar ofertas en los procedimientos de subasta. En España ha habido hasta la fecha dos subastas, una en 2016 de 500 MW de tecnología eólica y 200 MW de biomasa, y una segunda en 2017, que ha repartido 3.000 MW, habiéndose adjudicado la mayor parte a tecnología eólica. El Gobierno ha anunciado próximas subastas.

Así, se puede apreciar cómo, debido al impulso de los procedimientos concurrenciales, se está produciendo una apertura del mercado energético despertando el interés de nuevos agentes que ven en las subastas de renovables atractivas oportunidades de inversión.

Como consecuencia de lo anterior, los agentes del mercado eléctrico demandan reglas de la subasta dotadas de mayor sencillez. Se busca, por parte de los agentes del mercado eléctrico, la constitución de un modelo homologable a la mayoría de los países que apuestan por sistemas competitivos como forma de fomento de las energías renovables, con el fin de eliminar las incertidumbres que despierta un sistema rígido y complejo como el actual. La mejora de los mecanismos que regulan las subastas en línea con otros países de nuestro entorno debe contribuir a establecer un clima de seguridad jurídica que favorezca la instalación en España de energías renovables cada vez más eficientes en la senda del cumplimiento de los objetivos europeos en materia de cambio climático.

# Apéndice – Tablas

## Operaciones corporativas destacadas en el sector de las energías renovables desde 2014 que afectan a activos españoles y a promotores españoles en el extranjero

### AÑO 2014[7]

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| FCC Energía, S.A. | Plenium Partners Asset Management, SGECR | 771 M EUR | Eólica | 421,8 MW |
| Ence Energía y Celulosa, S.A. (adquisición del 5% del capital) | Amber Capital | 35 M EUR | Biomasa | Ence genera 1.500.000 millones de kWh/año (en 2014) |
| Nova Feina S.L. (empresa española con plantas fotovoltaicas en los municipios italianos de Montalvo de Catro y Castel Giorgio) | Plenium Partners, S.L. SUSI Partners AG | 7 M EUR | Eólica | 6 MW |
| Pisco Windpark, S.A. (Parque Eólico do Pisco, S.A.) | Kendall Develops, S.A. | N/P | Eólica | 50 MW |
| Ingelia, S.L. (adquisición de un 10% de Ingelia) | CPL Industries (participada mayoritariamente por la firma británica de private equity Vision Capital) | 0,5 M EUR | Biomasa | N/P |
| Gecal Renovables, S.A. (adquisición de participación mayoritaria) | Springwater Capital | 7,2 M EUR | Eólica | N/P |
| Acciona Energía Internacional | Kohlberg Kravis Roberts & Co LP (junto con sus filiales, KKR) | 397 M EUR | 52 parques eólicos 2 plantas fotovoltaicas 1 planta termosolar | 2.300 MW |
| Parc Eolic Veciana Cabaro, S.L. | Avenue Capital Group LLC; Exus Management Partners S.L. | 42 M EUR | Eólica | 29.27 MW |
| Parque Eólico Magaz, S.L. | Renovis Energias S.L. | N/P | Eólica | 30 MW |

7 Fuentes.- Importes aproximados obtenidos a través de notas de prensa, noticias publicadas en internet o información no confidencial revelada por asesores.

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| San Martín de la Vega (parque fotovoltaico en Madrid) de Soventix GmbH | Vela Energy, S.A. (constituida por la *joint venture* entre Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. y Centerbridge Partners LP) | N/P | Fotovoltaica | 2.3 MW |

## AÑO 2015

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| Sistemas Energéticos Almodovar del Río, S.L.U. | Warwrick Capital Partners LLP | 40 M EUR | Fotovoltaica | 10 MW |
| BSQ Solar, S.L. | Sociedad para el Desarrollo Industrial de Castilla-la Mancha, S.A. (Sodicaman) | 0,26 M EUR | Fotovoltaica | N/P |
| Gestion y Mantenimiento Eólico del Norte, S.L. (Tres Picos) | Cefiro Energia, S.L. (vehículo de Corporación Masaveu) | 5 M EUR | Eólica | 2,4 MW |
| Eólica Mirasierra, S.L. | Cefiro Energia, S.L. (vehículo de Corporación Masaveu) | 60 M EUR | Eólica | 44 MW |
| Banco de Sabadell, S.A. ( Planta fotovoltaica Villacarrillo) | N/P | N/P | Fotovoltaica | 1,89 MW |
| Fotovoltaica La Gamonosa, S.L. | Vela Energy, S.L. (Centerbridge Partners) | N/P | Fotovoltaica | 1,9 MW |
| 5 plantas fotovoltaicas en España | Warwick Capital Partners LLP | 80 M EUR | Fotovoltaica | N/P |
| X-Solar (antigua Gestamp Asetym Solar, S.L.) | KKR | 736 M EUR | Fotovoltaica | 300 MW |
| Móstoles District Heating, S.L. | Suma Capital, S.G.E.I.C., S.A.; Veolia Environnement, S.A. | 20 M EUR | Biomasa | 12 MW |
| Parque Solar Caudete, S.L.U. | Vela Energy Holdings, S.L.U. (filial de Vela Energy, S.L.) | N/P | Fotovoltaica | 1,7 MW |
| Biomasa Forestal, S.L. (adquisición del 35% de su capital social) | Xesgalicia S.G.E.I.C., S.A. ( a través de su vehículo Impulsa Ferrol Fund y Grupo García Forestal) | 1,7 M EUR | Biomasa | N/P |
| Eólica Sierra Sesnández SL.; Parque Eólico Magaz, S.L.; Parque Eólico Loma del Capón, S.L.; Parque Eólico Cova Da Serpe S.L. | Renovalia Energy, S.A.; Exus Management Partners, S.L. | 175 M EUR | Eólica | 105 MW |

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| AES-RS Solar Spanish Holdings 2, B.V. (propietaria de 9 plantas fotovoltaicas en España) | Vela Energy, S.L. | 58 M EUR | Fotovoltaica | N/P |
| Parque Eólico Pujalt, S.L.; Parque Eólico Turó del Magre, S.L. | Renovalia Energy, S.A.; Exus Management Partners, S.L. | 98 M EUR | Eólica | 70 MW |
| Gecal Renovables, S.A. | Gas Natural Fenosa | 260 M EUR | Eólica Fotovoltaica | 201,3 MW |
| Parque fotovoltaico situado en Madridejos (Toledo), propiedad de Acacia Instalaciones Fotovoltaicas, S.L. | Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP) | N/P | Fotovoltaica | 8 MW |
| Fotowatio Renewable Ventures, S.L. | Abdul Latif Jameel Energy Limited | N/P | Fotovoltaica | 3.800 MW/ hora (cartera proyectos en Australia, Uruguay y Brasil) |
| Decavent (adquisición de un 40% de la compañía) | EDP – Energías de Portugal | N/P | Eólica | 125 MW |
| Silver Ridge Power España, I.B.V., S.L. | Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners y Centerbridge Partners) | N/P | Fotovoltaica | N/P |
| Hidrodata, S.A. (adquisición del 25% de su accionariado) | HG Capital; Plenium Partners | N/P | Eólica Hidráulica | N/P |
| Parc Eòlic Mudéfer, S.L. (empresa propietario de los parques eólicos Mudéfer I y Mudéfer II | Fersa Energías Renovables, S.A. | 3,1 M EUR | Eólica | 57,6 MW |
| Eolia Renovables de Inversiones S.C.R., S.A. | Oaktree Capital Management | 280 M EUR | Eólica Fotovoltaica | 583,6 MW |

## AÑO 2016

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| Morón Fotovoltaica (Sevilla)<br>Anemoi Cantillana (Sevilla)<br>Mesa de Ocaña (Toledo)<br>Reestructuración plantas fotovoltaicas | Platina Partners | N/P | Fotovoltaica | 20 MW |

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| Olivento, S.L. (Portfolio de 14 parques de energía eólica) | Plenium Partners Asset Management, SGECR | 528 M EUR | Eólica Fotovoltaica | 422 MW |
| Ávila Sur Solar, S.L. (Planta fotovoltaica de Ávila)<br>Totana II Sun Solar, S.L. (Planta fotovoltaica de Murcia) | Fortress Investment Group LLC | 11,6 M EUR | Fotovoltaica | 4 MW |
| Renovalia Energy, S.A. | Renaleto Servicios y Gestiones, S.L.; Cerberus Capital Management LP | 1.000 M EUR | Eólica (10 p.e.) Fotovoltaica (7) Termosolar (1) | 600 MW |
| Extrasol 2, S.L.<br>Extrasol 3, S.L. | Saeta Yield, S.A. | 119 M EUR | Termosolar | 100 MW |
| Bora Wind Energy Management, S.L. | Corporacion Masaveu S.A.; Korys; Exus Management Partners SL | 500 M EUR | Eólica | 330 MW |
| Ecoiberia Solar, S.L. | Warwick Capital Partners, LLP; Plenium Partners, S.L. | N/P | Fotovoltaica | 10 MW |
| Casaquemada (PF en Sonlúcar Mayor, Sevilla); Las Cabezas (PF en Cabezas de San Juan); Copero (PF en Dos Hermanas); Linares (PF en Jaén) | Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP) | 57,2 M EUR | Fotovoltaica | 8,48 MW |
| T-Solar Global, S.A. (adquisición del 50% de su capital social) | Grupo Isolux Corsan S.A. | N/P | Fotovoltaica | N/P |
| Grenergy Renovables, S.L. (ampliación de capital; emisor) | Daruan Venture Capital, S.C.R. (empresa holding; comprador) | 3 M EUR | Fotovoltaica | N/P |
| Eólica Sorihuela S.L. | Fenie Energía, S.A. | 16 M EUR | Fotovoltaica | 11,69 MW |
| Andasol 1 (PF en Aldeire, Granada)<br>Andasol 2 (PF en Aldeire, Granada)<br>Refinanciación | Antin Infraestructure Partners; Deutsche Asset Management (parte de Deutsche Bank Group) | 316 M EUR | Fotovoltaica | 100 MW |
| Parques Eólicos de Vilanueva Sociedad Limitada | Plenium Partners; Cubico Sustainable Investments Limited | 34 M EUR | Eólica | 66,7 MW |

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| Red de Calor de Soria, S.L. | Axis Participaciones Empresariales, S.G.E.I.C., S.A.; Suma Capital, S.G.E.I.C., S.A. | 20 M EUR | Biomasa | N/P |
| Solarpack Corporación Tecnológica, S.L. (adquisición de una participación minoritaria) | Ardian | 27,72 M EUR | Fotovoltaica (4 plantas en Chile y Perú) | 46 MW |
| Infracapital Solar (portfolio de plantas fotovoltaicas en España) | Renovalia Energy, S.A. | 100 M EUR | Fotovoltaica | 40 MW |
| Abengoa (financiación) | Centerbridge Partners, LP; Hayfin Capital Management; KKR; Värde Partners; Oaktree Capital Management | 1.169,6 M EUR | Fotovoltaica | N/P |
| Earth and Wind Energías, S.L.; Sariñena Solar, S.L.; Promociones Fotovoltaicas Articulata, S.L.; Promociones Fotovoltaicas Azara, S.L. | Renovalia Energy, S.A. (Matriz: Cerberus Capital Management) | 150 M EUR | Fotovoltaica | 36,4 MW |
| Planta Fotovoltaica Corvera; Planta Fotovoltaica La Herrera | Vela Energy, S.L. | 45 M EUR | Fotovoltaica | 13 MW (6 de ellos pendiente de aprobación) |
| Planta Fotovoltaica Inverland (Valdecaballeros, Badajoz) Reestructuración financiera de este proyecto por parte de su propietario, Abraxa. | Abraxa Integrated Financial Services Solutions, S.G.E.C.R. (Grupo LongSol) | N/P | Fotovoltaica | 5,2 MW |
| 15 instalaciones fotovoltaicas (Castilla-La Mancha) | Everwood Fotovoltaica I SICC, S.A.; Everwood Capital S.G.E.I.C., S.A. | N/P | Fotovoltaica | 50,9 MW |
| 7 plantas fotovoltaicas (plantas Project Rioja, Erbi Solar, Inmodo y Coronil) | Fortress Investment Group LLC | N/P | Fotovoltaica | N/P |

| Target | ECR | Importe | Tecnología | MW |
|---|---|---|---|---|
| Planta fotovoltaica en Miralcamp (Lleida, España) de Solmir, S.L. | Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP) | N/P | Fotovoltaica | 0,1 MW |
| La Castilleja Energía, S.L. (propietaria de Parque Solar La Castilleja situado en Córdoba) | Greentech Energy Systems | 3,7 M EUR | Fotovoltaica | 9,8 MW |
| Grupo T-Solar Global, S.A. | I Squared Capital | 120 M EUR | Fotovoltaica | N/P |
| Soldwindet El Conjuro, S.L., (propietaria de un parque eólico en Granada de 36 MW) | Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A. | 2,7 M EUR | Eólica | 36 MW |
| Parque Eólico Ausines, S.L. | Sinia Renovables (firma de private equity propiedad del Banco Sabadell) | 50 M EUR | Eólica | 1,8 MW |
| Gransolar (GRS) | Accionistas Particulares; Diana Capital, SGECR, S.A. (Global) | 22,5 M EUR | Fotovoltaica | N/P |
| Enervent, S.A. (adquisición de un 26%) | Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A. | 1,1 M EUR | Eólica | 35,64 MW |
| Enervent, S.A. (adquisición de un 3%) | Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A. | 0,13 M EUR | Eólica | 35,64 MW |
| Asset Energía Solar, S.A. | Plenium Partners | N/P | Fotovoltaica | 21,5 MW |
| Cubierta Solar Onda B, S.L. | Perwyn | N/P | Fotovoltaica | 1,6 MW |
| Global Energy Services, S.A. (GES) | CL Grupo Industrial - Cristian Lay, S.A. | N/P | Eólica Fotovoltaica | N/P |