

El mercado renovable español, entre los precios cero y la rotación de activos

- Curtailments en máximos históricos, ingresos erosionados por los precios negativos y una oleada de ventas y coinversiones marcan el paso de construir megavatios a gestionar y financiar los que ya están en marcha.



El mercado renovable español, entre los precios cero y la rotación de activos

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-renovable-espanol-entre-los-precios-cero-y-la-rotacion-de-acti...>

Jaime Santisteban

Jueves, 10 septiembre 2026

Sandra Acosta

España ha construido en pocos años uno de los **mayores parques renovables de Europa**, y ese crecimiento sigue atrayendo **capital extranjero**. Pero el mercado ha entrado en una fase en la que ya no basta con instalar potencia y hay que conseguir que esa energía tenga valor.

Los precios cero o negativos, el aumento de los vertidos y la necesidad de almacenamiento están redefiniendo el negocio, mientras las eléctricas aceleran la venta y rotación de activos para financiar la siguiente etapa.

La erosión de los ingresos

En el mercado mayorista se multiplican las horas con precios cero o negativos, sobre todo al mediodía, cuando coincide la máxima producción solar. El precio capturado por la fotovoltaica ronda ya los 17,5 euros por MWh y sufre precios cero o negativos durante cerca del 20% de las horas de sol, según datos manejados en el sector. "Un megavatio hora fotovoltaico está depreciado; pero un megavatio hora con almacenamiento vale muchísimo más", resumía **Antonio Delgado, consejero delegado de Aleasoft**, en el **Foro de Almacenamiento de El Periódico de la Energía**. La consecuencia es la erosión de los ingresos previstos en plantas que firmaron sus PPA sin un suelo de precio, sobre todo las más recientes.

Según **José Pablo Chaves-Ávila, Pedro Linares y Paolo Mastropiero, investigadores del IIT – Universidad Pontificia Comillas** : "hay que distinguir entre precios cero y precios negativos. Los precios negativos pueden producirse por las inflexibilidades de algunos grupos térmicos, que podrían estar dispuestos a pagar por no tener que parar sus centrales, o como consecuencia de algunos fallos en el diseño de los mecanismos de apoyo a los recursos renovables. Mientras que los primeros pueden ser necesarios para la casación eficiente del mercado, los segundos nunca lo son. Cuando el incentivo está mal diseñado, los recursos renovables están dispuestos a pagar por producir, ya que la liquidación del mecanismo de apoyo compensa esta pérdida. Como explicamos en nuestro **informe** sobre la reforma del mercado eléctrico europeo, los mecanismos de apoyo han evolucionado y los esquemas más recientes, como los contratos por diferencia, prevén que no se liquide el contrato cuando el precio del mercado de referencia es negativo."

Desde una perspectiva de mercado, sin embargo, **Javier Revuelta, vicepresidente de Power & Renewables Consulting en Wood Mckenzie** , explica que los precios negativos no son sustancialmente distintos de los precios positivos muy bajos, salvo para determinados activos con PPAs que incluyen cláusulas que impiden liquidar la energía cuando el precio es cero o negativo. A su juicio, **el problema de fondo es la caída general de los precios provocada por la elevada penetración renovable, que está frenando en seco las nuevas inversiones en fotovoltaica sin hibridación** . Muchas decisiones tomadas entre 2022 y 2024 siguen materializándose en forma de nuevas conexiones durante 2026, pese a que los ingresos fotovoltaicos se vienen deteriorando desde 2024.

Los proyectos expuestos directamente al mercado están obteniendo precios inferiores a los que se manejaban en muchas de las proyecciones que sustentaron las decisiones de inversión. También los proyectos con PPA que no liquidan en horas negativas afrontan un volumen creciente de energía que queda sin liquidar, que Revuelta sitúa por encima del 30% en lo que va de 2026. El actual **repunte del precio del gas** , asociado a la situación en Irán, está actuando como mitigante y podría hacer que 2026 cierre con ingresos ligeramente superiores a 2025, gracias también a los precios elevados de las primeras y últimas horas solares. Sin embargo, **anticipa que el gas volverá a abaratarse en 2027 y 2028 por la entrada de grandes volúmenes de GNL** en el mercado mundial, lo que, combinado con la todavía **elevada instalación fotovoltaica** , apunta a varios años de precios solares muy bajos.

Óscar Barrero, socio responsable de Energía en PwC , coincide en que se ha producido un deterioro de los precios capturados por las renovables, especialmente por la fotovoltaica. A la creciente potencia instalada se suma, en su análisis, la ralentización de las inversiones en redes por la incertidumbre regulatoria y la lentitud administrativa, mientras la demanda eléctrica todavía no despega con suficiente intensidad. El hidrógeno y los centros de datos pueden convertirse en factores disruptivos, pero Barrero considera que su impacto no será inmediato. El almacenamiento empieza a despegar, aunque el predominio de baterías de corta duración tendrá, por ahora, un efecto moderado sobre los vertidos y los precios capturados a escala del sistema. A ello añade la operación reforzada, que prioriza el despacho de generación síncrona por razones de control de tensión en detrimento de las renovables.

Con este escenario, **PwC** considera desfavorables las perspectivas de la solar durante al menos los próximos dos o tres años. La eólica afronta un problema diferente, marcado por la lentitud en el

desarrollo de nuevos proyectos y la inseguridad jurídica. Los inversores ya están incorporando estas condiciones a sus modelos, lo que se traduce en una ralentización del mercado y en una mayor exigencia para que los nuevos proyectos incorporen almacenamiento y puedan mantener su viabilidad.

Marta Sánchez y Antonio Hernández, socios de EY, matizan que el golpe no es igual para todos: afecta sobre todo a los proyectos "merchant", los que dependen directamente del precio del mercado mayorista, mientras que en las plantas con PPA el impacto es limitado. En algunas de las plataformas más expuestas, señalan, ya "estamos viendo dificultades financieras" que "tendrán que abordar reestructuraciones para sobrevivir", y advierte de que la situación también dificulta a los proyectos en desarrollo acceder al mercado de PPA con precios razonables.

"Los recursos renovables intermitentes cuentan con diversas vías para estabilizar sus ingresos esperados y cubrirse frente a la volatilidad de los mercados de corto plazo. Por ejemplo, pueden vender su energía directamente a los consumidores a través de PPA," afirman **Chaves-Ávila, Linares y Mastropiero**. "La liquidez del mercado de PPA ha ido aumentando en los últimos años. Sin embargo, la reciente reforma del diseño del mercado eléctrico europeo señalaba la complejidad de operar con estos instrumentos y avanzaba recomendaciones para mejorar la liquidez de este mercado de largo plazo, como la posibilidad de crear plataformas centralizadas para su intercambio o la introducción de instrumentos destinados a reducir los riesgos financieros asociados al incumplimiento del contrato. Los mecanismos de apoyo a las energías renovables son otro posible instrumento de gestión del riesgo de estos recursos. En los últimos años, los contratos por diferencia se han impuesto como el diseño de referencia para estos mecanismos."

Vertidos en máximos

El aumento de los curtailments recoge parte de ese mismo problema. Según **Emilio Gómez-Lázaro, catedrático y nuevo director del Departamento de Energía del CIEMAT**, "los recortes de generación pueden tener distintos orígenes": limitaciones de red, necesidades de seguridad del sistema y exceso de oferta en el mercado. El experto atribuye el repunte sobre todo al ritmo de instalación de solar y eólica, superior al de las redes, el almacenamiento y el resto de herramientas de flexibilidad, lo que provoca congestiones locales y excedentes difíciles de evacuar. Con todo, concluye que "los recortes de generación constituyen principalmente un problema asociado a las restricciones físicas de la red y a los requerimientos de operación del sistema, aunque su impacto también se ve amplificado por determinados elementos del diseño de mercado". Solo en el primer semestre de 2026 se vertieron 2,5 TWh de energía renovable, más que en todo 2024, con un máximo histórico en junio de 1,2 TWh en un solo mes.

Ese riesgo pesa en las decisiones de inversión, según Hernández: "el riesgo de vertidos ya forma parte del análisis de rentabilidad de muchos proyectos y condiciona tanto la ubicación como la financiación de nuevas inversiones". El almacenamiento en plantas híbridadas, añaden, permitirá ofrecer curvas de PPA más ajustadas a las necesidades de los clientes y reducir el curtailment, mientras baterías y bombeo aportan la flexibilidad que necesita el sistema para integrar más renovables.

La respuesta pasa, en gran medida, por el **almacenamiento**. España supera ya los 12 GW de baterías en desarrollo, según **ORKA Energía**, a los que se suman otros 15 GW con acceso y conexión concedidos aún por tramitar. El objetivo sectorial para 2030 es alcanzar 25,3 GW de potencia y 133 GWh de capacidad. Pero ninguna tecnología por sí sola resuelve el problema, advierte Gómez-Lázaro: "No existe una única tecnología capaz de absorber por sí sola la totalidad de los excedentes renovables". El catedrático calcula que las baterías de corta duración deberían sumar entre 8 y 12 GW hacia 2030 para trasladar el excedente solar de mediodía a la tarde, mientras el almacenamiento estacional no sería competitivo a gran escala antes de esa década. Sitúa entre 2028 y 2030 el horizonte para una reducción significativa del vertido, y hacia 2035-2040 el de su absorción casi integral.

"Actualmente, algunos sistemas eléctricos están experimentando un rápido despliegue de almacenamiento merchant, es decir, recursos que entran en el sector sin apoyo económico y compitiendo con otras tecnologías. Estas inversiones se han motivado principalmente por la introducción de servicios innovadores en el mercado de servicios complementarios y por la participación del almacenamiento en mecanismos de capacidad que reconocen ratios de firmeza elevadas para estas tecnologías," en opinión de los especialistas de Universidad Pontificia Comillas. "Sin embargo, las inversiones merchant están sujetas a saturación, ya que el almacenamiento puede cubrir rápidamente la demanda del nuevo servicio, lo que provoca que el precio de este servicio se desplome o que se modifiquen las condiciones de escasez esperadas en el sistema. Por ello, muchos expertos creen que será necesario introducir mecanismos de apoyo explícitos para el almacenamiento. Algunos ejemplos son el MACSE italiano, el esquema de cap-and-floor que se está introduciendo en Gran Bretaña y el mecanismo de apoyo griego, que proporciona a las baterías un contrato por diferencia que les permite estabilizar sus ingresos de mercado."

La tabla de salvación

Para Revuelta, más que una presión para hibridar, lo que está creciendo es la oportunidad. La baja rentabilidad de una planta renovable no implica por sí sola que añadir otro activo vaya a resolver sus problemas, pero las baterías, tanto hibridadas como independientes, presentan una ecuación cada vez más atractiva por la proliferación de horas de precios bajos y el fuerte abaratamiento de la tecnología. Si se consigue demostrar a bancos y propietarios de proyectos solares con dificultades que la hibridación puede mejorar la financiación y que la batería es rentable por sí misma, considera que muchos activos existentes podrían seguir ese camino. En los nuevos proyectos, la previsión es que **la hibridación sea cada vez más determinante**: aquellos que no incorporen flexibilidad tenderán a desaparecer, salvo casos concretos como el autoconsumo o instalaciones ligadas a consumidores que necesiten adicionalidad.

Barrero señala que la presión para hibridar ya es clara tanto en proyectos operativos como en nuevos desarrollos. En plantas en funcionamiento, el impacto es especialmente relevante en aquellos PPAs que contemplan **cláusulas de precio cero o negativo**, hasta el punto de que la hibridación con baterías se ha convertido, en muchos casos, en una condición prácticamente obligatoria en las negociaciones con la banca para refinanciar. En los nuevos proyectos, la hibridación se está incorporando desde la fase de diseño y resulta cada vez más difícil cerrar un PPA solar 'as produced' sin añadir capacidad de almacenamiento.

La **hibridación de plantas solares, eólicas y baterías** se presenta como la tabla de salvación más inmediata. "La hibridación es una solución estructural importante, pero no suficiente", matiza Gómez-Lázaro. Combinar tecnologías con perfiles de producción distintos suaviza la curva de generación y aprovecha mejor una capacidad de red escasa, explica, pero las baterías hibridadas, al depender de la instalación asociada, no cubren excedentes prolongados ni desequilibrios estacionales. Según Aleasoft, hibridar fotovoltaica con batería puede elevar los ingresos hasta un 40% y llevar la rentabilidad a entornos del 10%.

Expertos consultados coinciden en que la hibridación "tiene vocación estructural", porque permite aprovechar mejor los puntos de conexión, reducir vertidos y mejorar el perfil de ingresos de los activos. Sin embargo, no resuelve por sí sola los problemas de integración del sistema: su éxito, apunta, dependerá también del desarrollo de redes, el almacenamiento, una mayor electrificación y la demanda flexible.

Rotación de activos

Mientras se resuelve el nudo técnico, las grandes energéticas han acelerado la venta de activos para aliviar balance y financiar redes. Las eléctricas españolas han vendido en el último lustro más de 12 GW renovables en el mundo, por encima de los 15.000 millones de euros. **Iberdrola** encabeza el movimiento, con más de 5 GW traspasados desde 2021, entre ellas su alianza con **Masdar** en eólica marina. **Endesa** y **Repsol** han repetido la fórmula de ceder en torno al 49% de carteras operativas a fondos como **Stonepeak** o **Schroders Greencoat**, conservando el control de la gestión. **Luis Gago, socio de EY**, resume en dos los factores que explican esta ola de rotación, refinanciaciones y compraventas: por un lado, estrategias de "reciclaje de capital y optimización de balance"; por otro, la necesidad de adaptarse a un entorno de menores ingresos esperados, mayor volatilidad y mayores exigencias de financiación. A ello se suma, señala, un proceso de consolidación entre plataformas especializadas en renovables que refleja una etapa de madurez y reordenación del mercado.

Revuelta no aprecia todavía un aumento claro del número de compraventas, porque muchos vendedores no están dispuestos a asumir una pérdida de valor y prefieren esperar a un escenario más favorable. Sí anticipa, en cambio, una intensa oleada de refinanciaciones durante los próximos dos años. Si bancos y propietarios alcanzan acuerdos, podrían producirse menos cambios de manos y más ajustes contables o 'write-offs'. Si las refinanciaciones no prosperan, el experto prevé la entrada de inversores especializados en activos 'distressed', como ya ocurrió en otros sectores. También ve margen para ventas a nuevos propietarios con capacidad de aportar capital para hibridar sin añadir deuda.

El mercado de operaciones, entretanto, mantiene la liquidez, aunque con una mayor selectividad. Según Barrero, los compradores están discriminando con más intensidad entre los activos que conservan valor y aquellos cuya rentabilidad se ha deteriorado. Las tesis de inversión se apoyan cada vez menos en el crecimiento por volumen y más en la capacidad de crear valor mediante hibridación o repotenciación. Las refinanciaciones también están avanzando, aunque de forma discreta, apoyadas en la expectativa de una mejora de los fundamentales a medio plazo y, sobre todo, en compromisos de hibridación con baterías destinados a mejorar la curva de ingresos y asegurar la viabilidad financiera de los proyectos.

Acciona ilustra hasta qué punto el negocio depende ya de la rotación: su ebitda cayó un 57,3% en el primer semestre de 2026, hasta 388 millones, precisamente por la ausencia de plusvalías por venta de activos, frente a los 443 millones que aportó esa partida un año antes. La compañía cerró en julio dos operaciones (361 MW eólicos vendidos a **Galp** por 432 millones, con 255 millones de plusvalía, y 64 MW hidráulicos a **White Summit Capital** por 66 millones) que reducen la deuda neta proforma a unos 3.900 millones y refuerzan la visibilidad sobre el objetivo anual de ingresar unos 2.000 millones por rotación de activos.

No todas las operaciones salen igual de bien. El mercado escruta ya con lupa su ejecución: las acciones de la francesa **Volta** llegaron a caer un 19% tras anunciar pérdidas y suspender dividendos, en parte por los retrasos en su plan de rotación y una deuda neta que ya representa el 68% del valor contable de sus activos. El episodio recuerda que rotación y refinanciación ya no son solo palancas de crecimiento, sino también fuente de tensión cuando los ingresos previstos no se materializan al ritmo esperado.

El perfil del inversor también ha cambiado respecto a hace dos o tres años, según **Antonio Martínez Mozo, socio de EY que lidera el área M&A en Power & Utilities**: el mercado atrae hoy a "inversores más selectivos y sofisticados, con mayor foco en riesgo, flexibilidad y estabilidad de ingresos", dispuestos a gestionar los activos de forma más compleja, con hibridaciones, refinanciaciones o nuevas estructuras de cobertura. Si antes predominaba la búsqueda de crecimiento y volumen, hoy ganan peso los inversores interesados en almacenamiento, activos híbridos y en crear valor a través de la gestión operativa y financiera de lo que ya está construido.

En este nuevo escenario, Revuelta prevé una fuerte caída de la instalación de nueva fotovoltaica sin hibridación a partir de 2027 y, especialmente, en 2028, después de un 2026 que podría cerrar con un récord cercano a los 10 GW. A su juicio, la saturación hace que los números de la nueva solar ya no salgan sin almacenamiento, mientras que el foco inversor se desplazará hacia las baterías, aunque su financiación seguirá siendo complicada hasta que aparezcan ofertantes de ingresos sólidos mediante fórmulas como los '*tolling*' o los '*day-ahead swaps*'. La eólica, por su parte, mantendrá un ritmo superior a 1 GW anual porque continúa capturando precios elevados fuera de las horas solares y sigue siendo una tecnología muy demandada por los inversores. También continúa creciendo el desarrollo de proyectos de biometano, con rentabilidades atractivas pese a las dificultades de su despliegue.

De cara a los próximos años, PwC espera una transformación del sector hacia **carteras más diversificadas y productos más complejos**, pero también de **mayor valor**, mediante la combinación de tecnologías, la aportación de flexibilidad, la participación en mercados de ajuste y nuevas propuestas para grandes consumidores industriales en autoconsumo. Un aumento de la demanda, la inversión en redes y el almacenamiento podría abrir un horizonte que permita seguir incorporando renovables, aunque a un ritmo compatible con la capacidad del sistema para absorber la nueva potencia. Mientras persista un sistema desequilibrado por el lado de la oferta y con poca flexibilidad, Barrero considera que el escenario para las renovables seguirá siendo desfavorable, con niveles de vertidos y apuntamientos similares a los actuales.

El trasfondo de este reordenamiento es una gran rotación mundial de capital hacia activos reales: infraestructuras físicas con flujos de caja contratados a largo plazo, indexados y con baja correlación con los mercados financieros. La transición energética figura entre **los principales destinos de los casi 200.000 millones de dólares captados por fondos de infraestructuras** . Una planta renovable ya operativa, con su contrato de suministro firmado y el riesgo de construcción superado, se ha convertido en un activo financiero de primer nivel para fondos de pensiones, aseguradoras y fondos soberanos, la misma lógica que explica buena parte del capital extranjero que ya opera en el sector renovable español.