

La crisis de valor de la energía solar fotovoltaica en España

Autores

Manuel Fernández Ordóñez
Daniel Fernández Méndez

Septiembre de 2026

Resumen ejecutivo

La energía solar fotovoltaica se encuentra en una delicada situación financiera que no se explica únicamente por las medidas tomadas a partir del Gran Apagón del 28 de abril de 2025. Su origen responde, fundamentalmente, al rápido despliegue de capacidad fotovoltaica registrado en España durante los últimos años, en un sistema eléctrico cuya demanda ha evolucionado a un ritmo considerablemente menor y cuya capacidad de absorber producción solar en las horas centrales del día es limitada.

El resultado es una intensa canibalización del precio capturado por la propia energía solar. Cada nuevo MW fotovoltaico tiende a producir en las mismas horas que los anteriores, especialmente en las franjas de máxima irradiación, y su incorporación incrementa la presión a la baja sobre los precios del mercado mayorista, que alcanzan con frecuencia niveles muy reducidos e incluso negativos en determinados periodos. Como consecuencia, aunque la energía solar fotovoltaica mantiene una elevada competitividad en términos de costes de generación, el valor económico de su producción tiende a disminuir precisamente en los momentos en que más produce.

El problema económico de la fotovoltaica española es triple:

- Canibalización solar, que ocasiona una caída del precio recibido por cada MWh producido.
- Pérdida de volumen monetizable debido a la imposibilidad de consumir toda la energía solar producible.
- Pérdida de eficacia de los contratos de venta de energía a medio y largo plazo (PPA) debido al aumento de horas con precios cero o negativos en el mercado.

En estas páginas mostramos un deterioro muy intenso del ingreso efectivo de la generación fotovoltaica, con ingresos promedio que impiden hacer frente a los vencimientos de deuda de los inversores.

Nuestro principal argumento es que la crisis de rentabilidad de la solar española no es una crisis de costes, sino una crisis de valor. El sistema ha incentivado mucha oferta eléctrica en las mismas horas sin desarrollar al mismo ritmo la demanda flexible, el almacenamiento, la electrificación industrial, las redes y las señales de precio necesarias para absorber esa producción con valor económico. El apagón ha añadido una capa adicional de prudencia operativa y restricciones técnicas, pero sería un

error confundir el agravante con la causa.

El despliegue de la energía solar fotovoltaica en España ha ido creando su propia trampa, ya que cuanto mayor es su penetración en el sistema eléctrico, mayor es la presión a la baja sobre el valor de su producción. En ausencia de una demanda eléctrica capaz de aumentar su volumen, desplazar consumos hacia los periodos de elevada generación renovable y responder de forma flexible a las señales horarias del mercado, la viabilidad económica de nuevas inversiones fotovoltaicas podría verse comprometida.

Sobre los autores

Manuel Fernández Ordóñez

Licenciado en Física de Partículas y doctor en Física Nuclear por la Universidad de Santiago de Compostela. Director del Centro Peter Huber de la Universidad de las Hespérides. Especialista en energía nuclear y analista energético.

Daniel Fernández Méndez

Doctor en Economía por la Universidad Rey Juan Carlos. Director del Centro Ruth Richardson y subdirector del Centro Peter Huber de la Universidad de las Hespérides.

1. La canibalización de precios y el deterioro del valor horario solar

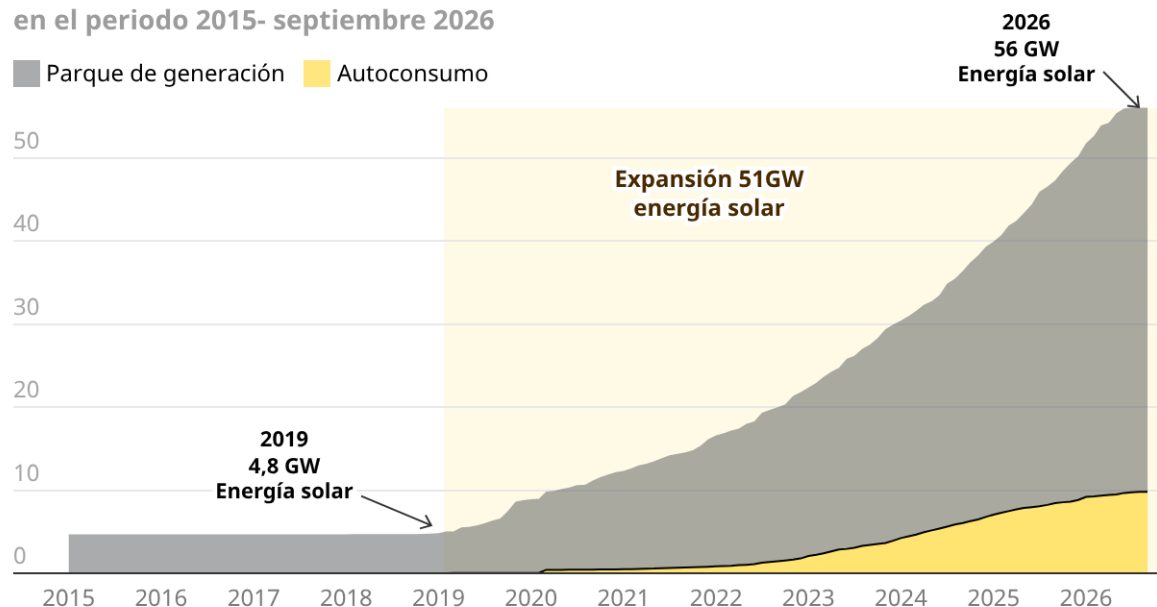
La energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las tecnologías más competitivas del sistema eléctrico español (si atendemos únicamente al LCOE, coste nivelado de la energía). Su expansión ha sido rápida y sostenida, impulsada por la reducción de costes tecnológicos, la disponibilidad de recurso solar, la relativa facilidad de instalación, el apetito inversor, el apoyo gubernamental y los objetivos regulatorios de descarbonización (ver Figura 1).

Sin embargo, este éxito empieza a ser problemático, porque no toda la electricidad vale lo mismo en todas las horas del día. El valor económico de la electricidad depende no solo de cuánto cuesta producirla, sino también del momento en que se genera. Un MWh producido cuando el sistema lo necesita tiene un valor elevado. Un MWh producido cuando muchas plantas solares están generando electricidad simultáneamente, la demanda ya está cubierta y no existen suficientes mecanismos de almacenamiento o consumo flexible, tiene un valor mucho menor. En determinadas franjas horarias, puede llegar incluso a no tener valor económico o a registrar precios negativos¹.

Figura 1

Potencia fotovoltaica instalada en España

Evolución de la potencia fotovoltaica (autoconsumo+generación) instalada en España en el periodo 2015- septiembre 2026



Fuente: ESIOS de Red Eléctrica con indicadores ID=1486 e ID=1945

¹ Los precios negativos son un sinsentido económico y solo aparecen cuando los costes de manejar un bien que puede generar un daño superan el valor del propio bien o cuando existe una regulación que genera un mercado disfuncional.

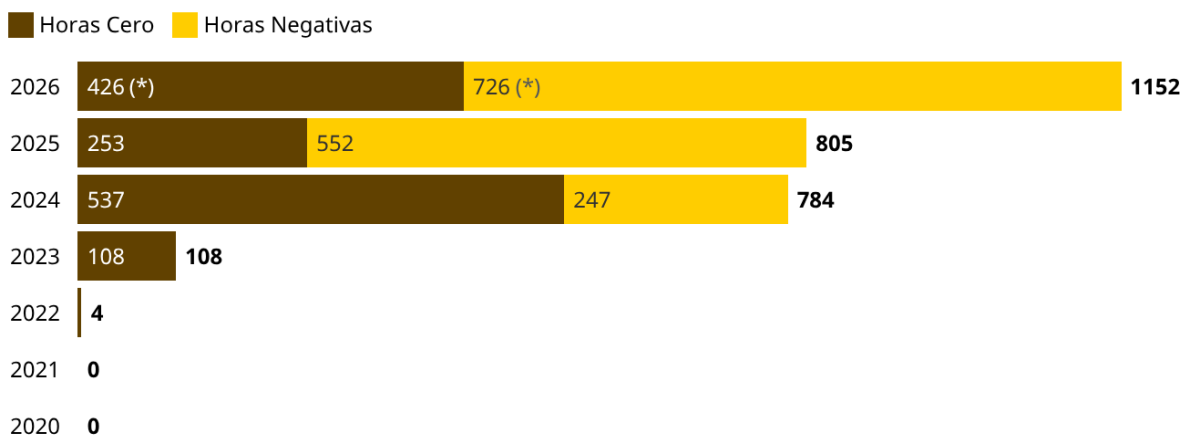
Este fenómeno se conoce como canibalización de precios. Cada nuevo MW solar añade producción en las mismas horas que los MW solares ya instalados, lo que presiona a la baja el precio que recibe. No porque la tecnología sea poco competitiva o haya dejado de ser eficiente, sino porque su producción se concentra en las mismas franjas horarias y compite, esencialmente, contra sí misma.

El problema no se entiende correctamente si se observa únicamente el precio medio del mercado mayorista. Las diferentes tecnologías de generación eléctrica reciben ingresos en función del precio del mercado mayorista en el momento en que se produce la electricidad. Este hecho es definitorio, puesto que una central gestionable (como la hidráulica o el gas) puede desplazar su producción hacia las horas de mayor precio. Sin embargo, una planta solar, salvo que cuente con almacenamiento, produce únicamente cuando hay sol. Como todas las plantas solares producen de forma simultánea, el valor de la producción solar se desploma en esas horas.

Figura 2

Horas con precio cero y negativo en el mercado mayorista

Evolución del número de horas con precio cero y negativo en el periodo 2020-2026



(*) Las horas correspondientes al año 2026 son una estimación anualizada a partir de los datos correspondientes al año 2025.

Fuente: ESIOS de Red Eléctrica con indicador ID=600

Este fenómeno se ha intensificado en España porque la expansión de la oferta solar no ha venido acompañada de un crecimiento equivalente de la demanda eléctrica. La electrificación de la economía avanza con lentitud, el consumo industrial no ha crecido al ritmo necesario y el almacenamiento sigue siendo insuficiente. Todo ello se manifiesta en un número creciente de horas con precios cero y negativos en el mercado mayorista de electricidad (**ver Figura 2**).

Esta aparición recurrente de precios cero o negativos refleja una señal de saturación horaria que constituye la raíz económica del deterioro financiero de una parte sustancial del parque fotovoltaico en España. La tecnología solar puede seguir siendo competitiva en términos de LCOE y, al mismo tiempo, enfrentarse a problemas financieros si el precio que obtiene por su producción cae por debajo de los umbrales necesarios para atender deuda, recuperar inversión y remunerar capital.

Por tanto, la fotovoltaica española se enfrenta, en primer lugar, a un problema de valor horario. La canibalización reduce el precio recibido por cada MWh vendido. En una fase posterior, las restricciones de generación (curtailment) reducen el volumen de energía efectivamente integrable en el sistema y, en definitiva, monetizable. Ambos fenómenos deterioran los ingresos de las plantas fotovoltaicas. El primero responde a un problema de formación de precios asociado al exceso de oferta simultánea. El segundo se relaciona con limitaciones físicas y operativas en la integración de la energía disponible en el sistema eléctrico.

A todo esto se suma un tercer problema que está cobrando mucha relevancia y que consiste en la pérdida de eficacia de los contratos de venta de energía a plazo (PPA) como modelos de financiación. Los PPA comenzaron a incorporar cláusulas que previenen la liquidación cuando los precios en el mercado mayorista son cero o negativos, lo cual está poniendo en riesgo los ingresos de muchas plantas solares.

La viabilidad económica de una planta fotovoltaica que venda su energía en el mercado mayorista depende de esta sencilla relación:

Ingresos de la planta = Ingreso unitario por MWh x Cantidad de MWh monetizables

Una planta solar puede sufrir por dos vías distintas:

- La primera afecta al ingreso unitario por MWh, es decir, vender su electricidad a un precio cada vez más bajo.

- La segunda es no poder vender toda la electricidad que estaría disponible para producir, es decir, una reducción en la cantidad de MWh monetizables.

En el primer caso hablamos de un problema de precio; en el segundo, de un problema de volumen. Ambos efectos deterioran los ingresos, pero de forma diferente. Por tanto, el análisis debe avanzar por fases.

- Primero, cuánto vale la electricidad solar en las horas en las que se produce.
- Segundo, cuánta de esa electricidad llega realmente a monetizarse.
- Por último, qué parte del ingreso queda protegida o no por la estructura contractual de cada planta.

Esta secuencia lógica nos permite entender por qué una tecnología con costes competitivos (LCOE bajo) puede sufrir tensiones financieras al no obtener los niveles de ingresos necesarios para pagar la deuda, recuperar la inversión y remunerar el capital.

2. El desplome del precio capturado por la energía solar

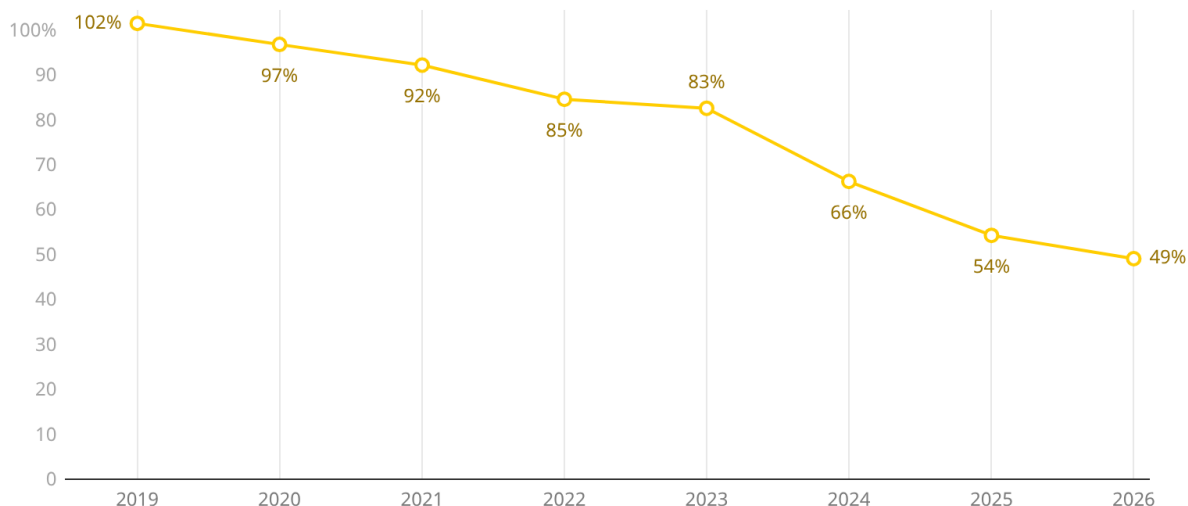
El primer canal de deterioro de los ingresos fotovoltaicos es la caída del precio capturado. Es decir, el precio que obtiene la energía solar por producir de forma masiva en las horas centrales del día.

Hasta hace pocos años, la penetración de la generación fotovoltaica no provocaba una saturación habitual de las horas centrales del día, por lo que los precios del mercado mayorista se mantenían en niveles relativamente elevados. En ese contexto, el precio capturado por la generación solar se aproximaba al precio medio del mercado. Sin embargo, al crecer la capacidad solar con mucha más rapidez que la demanda capaz de absorber esa producción, la energía solar comenzó una senda de captura de precios inferiores al precio medio del mercado mayorista.

Figura 3

Precio capturado por la energía solar fotovoltaica

Precio capturado neto de la energía solar como porcentaje del precio del pool mayorista (media anual)



Precio capturado neto (% pool) = $100 \times \text{precio capturado neto solar} / \text{precio medio anual del pool mayorista}$.
El dato correspondiente a 2026 está calculado a fecha 1 de septiembre.

Fuente: ESIOS con indicadores 600 y 1295

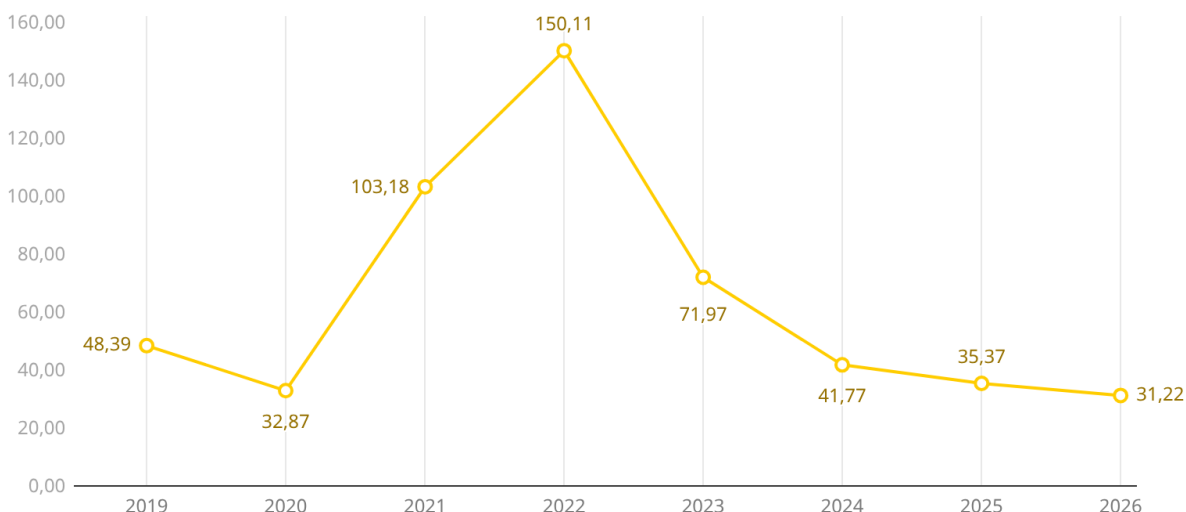
La **Figura 3** muestra la enorme divergencia que puede haber entre el precio medio del mercado mayorista y el ingreso que realmente es capaz de capturar la generación solar. Muestra, además, cómo esa divergencia está empeorando con el tiempo. En 2019, el ingreso de las plantas solares era similar al de otras tecnologías. En 2026, es menos de la mitad.

Esto no significa que la energía solar haya dejado de ser competitiva. Al contrario, parte del problema nace precisamente de su éxito tecnológico y de su bajo coste de despliegue. La energía fotovoltaica se ha instalado masivamente porque es asequible, modular y rápida de construir. Pero la rentabilidad de una planta no depende solo de cuánto cuesta producir, sino también de cuánto se ingresa por esa producción. La **Figura 4** muestra la evolución del precio capturado por una planta fotovoltaica con exposición total al mercado mayorista.

Figura 4

Precio capturado por la energía solar fotovoltaica

Evolución del precio medio capturado (ponderado por energía) de la solar fotovoltaica medido en €/MWh



El dato para 2026 corresponde al precio capturado hasta el 1 de septiembre.

Fuente: Datos de ESIOS, indicadores 600 y 1295

La aparición de precios cero o negativos es la expresión más extrema de esta dinámica. En esas horas, el sistema eléctrico está enviando una señal: la electricidad disponible no encuentra suficiente demanda dispuesta a pagar por ella. Desde una perspectiva económica, la energía deja de ser un bien escaso en esas franjas horarias y se aproxima a la condición de bien no económico, en el sentido de que su disponibilidad excede las necesidades que el mercado es capaz de satisfacer en ese momento.

Si el precio capturado cae de forma persistente, los ingresos recibidos por las plantas se reducen. Y cuando esos ingresos se sitúan por debajo de los umbrales necesarios para atender deuda, cubrir costes operativos y remunerar capital, la presión financiera es una realidad, por mucho que el coste de generación teórico (LCOE) de la tecnología siga siendo competitivo.

Esta es la primera gran conclusión de nuestro análisis: **la fotovoltaica española se enfrenta a una crisis de valor horario**. El sistema ha incorporado una gran cantidad de generación solar en las mismas franjas del día sin desarrollar al mismo ritmo las herramientas que permitirían sostener el valor de esa energía. Más demanda eléctrica, más almacenamiento, más electrificación, más flexibilidad y más capacidad de red son las condiciones necesarias para que la generación solar conserve valor económico. Y ninguno de esos frentes parece haber avanzado de forma significativa en los últimos años.

3. Restricciones operativas en la integración de energía solar

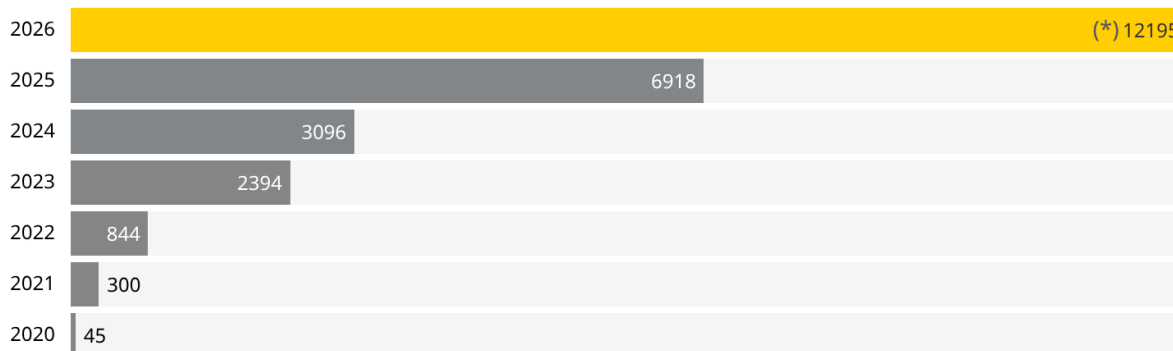
Una planta fotovoltaica puede tener recurso solar disponible, capacidad técnica para producir y haber previsto una determinada generación anual en su modelo financiero. Sin embargo, eso no garantiza que toda esa energía acabe integrándose en el sistema ni convirtiéndose en ingresos para la planta solar. En determinadas horas, especialmente cuando coinciden elevada producción renovable, baja demanda, congestiones de red o necesidades de estabilidad del sistema, una parte de la capacidad de generación solar disponible no será integrable en la red eléctrica.

En este documento utilizamos el término recortes de producción solar, vertido o curtailment, para referirnos a la energía fotovoltaica disponible que no llega a integrarse o monetizarse por cualquier causa posterior a su casación en el mercado mayorista².

Figura 5

Vertidos anuales de energía solar fotovoltaica

Evolución de la energía fotovoltaica (GWh) que casa en el mercado mayorista pero no se programa en finalmente en el Programa P48



(*) La energía vertida correspondiente al año 2026 es una estimación anualizada a partir de los datos correspondientes a los años 2024 y 2025.

Fuente: ESIOs de Red Eléctrica con indicadores ID=14 e ID=84

La **Figura 5**, que recoge la evolución de los recortes de producción solar desde el año 2020, muestra que el problema de la fotovoltaica ya no puede analizarse únicamente desde la perspectiva del mercado eléctrico. El resultado económico de una planta no depende solo de que su energía case en el mercado, sino también de que esa energía pueda integrarse

² Con “casar en el mercado mayorista” nos referimos a la situación en la que una planta de generación oferta un precio suficientemente bajo y su energía entra en mercado. Sin embargo, esta casación “económica” es modificada habitualmente por el operador del sistema para poder asegurar el suministro de electricidad en condiciones seguras y estables.

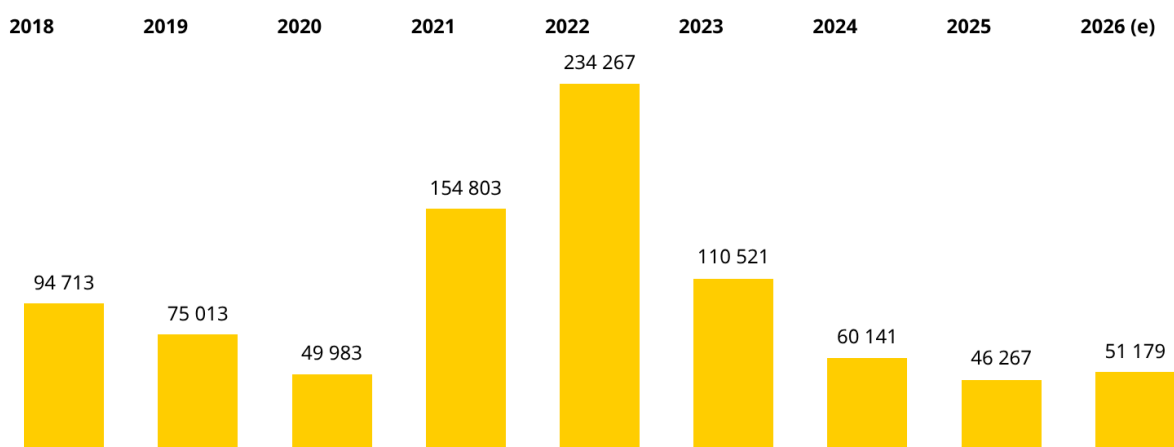
efectivamente en la operación del sistema. Entre el mercado y la operación real existe una diferencia que, en un sistema con elevada penetración renovable, puede volverse cada vez más relevante. Los datos muestran que los vertidos de solar fotovoltaica eran prácticamente inexistentes en 2020, pero están creciendo de forma alarmante en los últimos años. Tras el Gran Apagón del 28 de abril de 2025, los vertidos solares han adquirido una importancia todavía mayor. Red Eléctrica ha pasado a operar el sistema en un modo conocido como “operación reforzada”. Se trata de una operación con un enfoque más conservador, reforzando las medidas necesarias para garantizar la seguridad, la estabilidad de tensión y frecuencia, la disponibilidad de reservas y la viabilidad física del programa de generación. Esta operación puede implicar más servicios de ajuste y, por tanto, una mayor intervención sobre el resultado económico inicial del mercado.

Es importante señalar que la operación reforzada tras el apagón no es el origen de la canibalización solar y los problemas de precio que hemos visto antes. Pero el apagón sí ha intensificado el problema del volumen monetizable. Este punto es especialmente relevante porque los modelos financieros de muchos proyectos solares se construyeron sobre hipótesis de producción, precio y disponibilidad que podían ser razonables en un sistema con menor penetración renovable y con menor intervención por parte del operador del sistema. Sin embargo, esas hipótesis empiezan a perder validez.

Figura 6

Ingresos generados por la energía solar fotovoltaica

Ingresos (en €) que produce un MW de potencia instalada solar con 100% de exposición al mercado



Los ingresos se calculan para cada periodo horario y se normalizan por la potencia instalada mensual.
El dato correspondiente a 2026 es una estimación anualizada con datos reales hasta el 1 de septiembre.

La **Figura 6** muestra cómo se están deteriorando los ingresos de un MW fotovoltaico con exposición total al mercado mayorista. Si bien el dato estimado correspondiente a 2026 muestra una mejora significativa con respecto a 2025, conviene aclarar que parece ser fruto de la especial situación coyuntural debido al conflicto en Oriente Medio. La subida de los precios del gas (con valores que doblan los del verano pasado) ha ocasionado que la solar capture unos precios más elevados. El valor medio del precio capturado ha pasado de los 17,9 €/MWh acumulados hasta el 19 de junio a los 31,45 €/MWh acumulados hasta el 2 de septiembre.

Sin embargo, el deterioro de valor de la fotovoltaica se pone de manifiesto cuando comparamos los ingresos obtenidos por cada MW en los ejercicios 2020 y 2025. En 2020, un MW solar con exposición total al mercado generó 49.983 € anuales con un mercado mayorista en 33,96 €/MWh de valor medio. Sin embargo, en 2025, un MW solar generó menos ingresos con un mercado mayorista en 65,28 €/MWh.

Los recortes de producción tienen, además, una característica relevante desde la perspectiva inversora, puesto que su impacto no se distribuye de forma homogénea entre las distintas instalaciones. Su impacto puede depender de la localización, del nudo de conexión, de la congestión de la red, de la presencia o no de almacenamiento o de las necesidades operativas del sistema en cada momento. Por eso, el deterioro financiero no será homogéneo. Habrá plantas más protegidas y plantas mucho más expuestas.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, los recortes pueden ser necesarios para preservar la seguridad de suministro. Desde el punto de vista económico de una planta de generación, sin embargo, significan una pérdida directa de energía monetizable³. Esta segunda problemática se une a la primera y, juntas, explican por qué una parte del parque fotovoltaico puede enfrentarse a problemas de sostenibilidad financiera incluso en un país con abundante recurso solar y costes de generación competitivos, como es el caso de España.

3 Para las estimaciones de este análisis no hemos tenido en cuenta la remuneración obtenida de las plantas fotovoltaicas en la Fase 2 a bajar.

4. Cobertura nominal y cobertura efectiva en los contratos PPA

Los contratos de compraventa de energía a medio y largo plazo, conocidos como PPA (del inglés, *Power Purchase Agreement*), han sido una pieza central en la financiación de muchos proyectos fotovoltaicos. Su función es sencilla, ofrecen estabilidad de ingresos al generador y reducen su exposición directa a la volatilidad del mercado mayorista. Para una planta solar, contar con un PPA marca la diferencia entre depender por completo del precio horario del pool mayorista o disponer de una cobertura parcial frente a su volatilidad.

En un contexto de precios mayoristas volátiles, esta protección tiene un valor evidente. El problema aparece cuando el deterioro del mercado solar ya no es solo de volatilidad, sino una caída estructural del valor horario de la producción fotovoltaica. En ese escenario, los PPA siguen siendo útiles, pero no siempre son suficientes para blindar los ingresos de la planta.

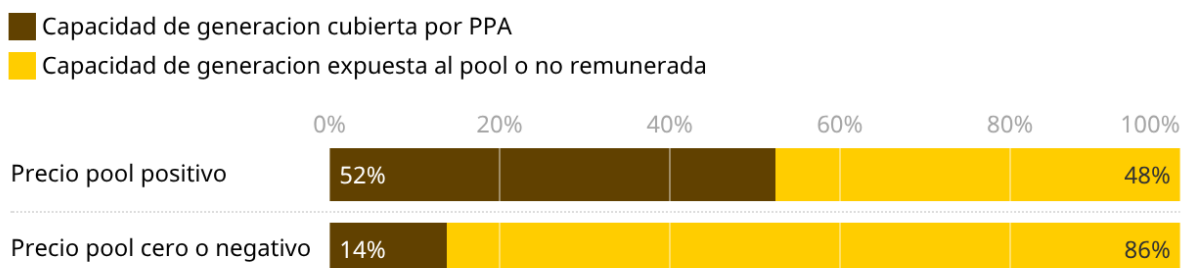
Hay dos razones principales para esto:

- La primera es que los PPA no suelen cubrir toda la producción. Una parte de la energía generada por la planta sigue quedando expuesta al mercado mayorista y, por tanto, al precio capturado por la solar en cada periodo horario. Si ese precio cae de forma persistente por la canibalización, la parte no cubierta del proyecto sufre directamente el deterioro.
- La segunda razón es que muchos PPA recientes incorporan limitaciones o exclusiones en horas de precio cero o negativo del mercado mayorista. Es decir, el comprador de energía puede quedar eximido de pagar el precio pactado cuando el mercado mayorista registra precios nulos o negativos. Esta cláusula, que podía parecer secundaria cuando esas horas eran excepcionales, adquiere una importancia crítica cuando los precios cero o negativos empiezan a ser recurrentes en las horas solares.

Figura 7

Exposición solar a precios del pool mayorista

Cobertura real con contratos PPA de la producción fotovoltaica instalada desde 2019



La gráfica denota el porcentaje de la producción solar que está cubierta por el precio negociado en el PPA.

Fuente: Elaboración propia con las hipótesis descritas en el Anexo 1 de este documento y con datos de ESIOs de Red Eléctrica a partir de los indicadores ID=1486 e ID=1945.

La **Figura 7** permite apreciar la diferencia fundamental entre cobertura nominal y cobertura efectiva. Una planta puede tener una parte relevante de su producción cubierta contractualmente y, aun así, encontrarse desprotegida precisamente en las horas en las que más necesita protección. Si el PPA no liquida en horas de precio cero o negativo, la cobertura desaparece en los momentos en los que la canibalización de precios es más intensa.

Este punto es decisivo para entender la situación financiera de muchos parques fotovoltaicos de reciente construcción. Los PPA fueron diseñados para reducir la exposición al mercado, pero no todos fueron diseñados para un sistema con una proliferación creciente de horas solares deprimidas. Cuando esas horas se multiplican, la no liquidación de precios cero y negativos pasa a amenazar de forma muy seria la viabilidad de las plantas solares.

Además, el PPA actúa únicamente sobre los precios, pero no resuelve el problema del volumen monetizable por recortes de producción. Si una parte de la producción disponible no llega a integrarse o monetizarse por recortes, el PPA no es de ninguna ayuda. La protección contractual actúa sobre la energía cubierta y liquidable, no sobre una producción que finalmente no puede venderse o entregarse en los términos previstos. La **Figura 8** muestra la evolución de la cantidad de energía fotovoltaica no integrable en el sistema. En 2026 hemos tenido días donde los vertidos solares superaron el 30% de la energía que entró en mercado.

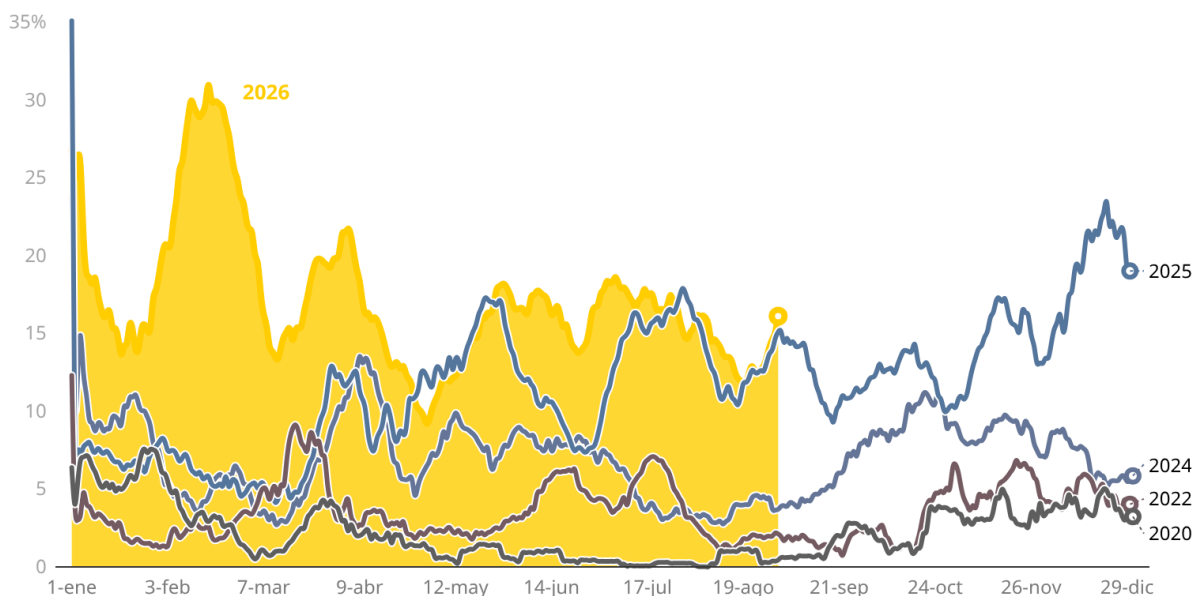
Por eso, la rentabilidad de una planta con PPA depende simultáneamente de múltiples factores, entre los que se incluyen el porcentaje de producción cubierto, el precio pactado, la existencia o no de *carve-outs*³ en horas de precio cero o negativo, la exposición residual al mercado, la energía efectivamente integrada en el sistema y las condiciones de liquidación establecidas en el contrato.

Existen, además, otras consideraciones de interés desde el punto de vista del funcionamiento del mercado. Cuando un PPA contempla la liquidación en horas de precios cero o negativos, la instalación puede mantener incentivos a ofertar en el mercado a precios muy reducidos o incluso negativos, en la medida en que su ingreso final no depende exclusivamente del precio horario del pool. Este comportamiento contribuye a intensificar la presión a la baja sobre los precios en las horas de elevada generación solar, lo que, a su vez, incrementa la exposición relativa de aquellas instalaciones cuyos contratos no contemplan dichas condiciones de liquidación.

Figura 8

Energía solar fotovoltaica no integrable en el sistema

Los vertidos fotovoltaicos han superado algunos días valores del 30% del total diario ofertado



Evolución de los vertidos de energía solar fotovoltaica desde 2020 a 2026. Los vertidos se calculan como la diferencia entre la fotovoltaica que entra en el Programa PBF y la que entra en el Programa P48.

Las líneas están representadas con una **media móvil de 14 días** para facilitar la lectura.

Fuente: ESIOS de Red Eléctrica. Indicadores id=14 (PBF) e id=84 (P48).

³ Los *carve-outs* son las cláusulas en los contratos de PPA que indican que no se liquidan las horas donde los precios del mercado mayorista son cero o negativo.

El resultado es que los PPA deben analizarse como una capa de protección condicionada. En un sistema con pocas horas de precio cero o negativo, esa protección puede ser muy eficaz. En un sistema con abundancia creciente de esas horas, su eficacia real cae en picado.

Esta distinción es especialmente importante para evaluar la financiación de nuevos proyectos. Un inversor debe analizar qué parte de la producción cubre con PPA, durante cuánto tiempo, a qué precio, con qué exclusiones, bajo qué perfil horario y con qué tratamiento de las horas de precio cero o negativo. La respuesta a esas preguntas puede cambiar por completo la solvencia esperada de la planta de generación solar.

En consecuencia, esta tercera dimensión del deterioro de los ingresos solares no es independiente de las anteriores. La canibalización reduce el valor horario de la producción fotovoltaica, mientras que los recortes de generación disminuyen el volumen de energía efectivamente monetizable. Los PPA, aunque pueden amortiguar ambos efectos en determinados casos, ofrecen una protección cada vez más limitada cuando proliferan las horas de precio cero o negativo y cuando la cobertura contractual no alcanza toda la producción.

En este marco, la cobertura mediante PPA no elimina el riesgo financiero asociado a la generación fotovoltaica, sino que lo modifica en su naturaleza y distribución. El riesgo se traslada, se reconfigura y, en ciertos casos, se atenúa; pero no desaparece. En un mercado caracterizado por una creciente canibalización, la calidad estructural del PPA adquiere una relevancia equiparable, o incluso superior, a su mera existencia.

5. Umbrales de viabilidad financiera de una planta fotovoltaica

El siguiente paso lógico de este análisis es comparar los ingresos recibidos por las plantas fotovoltaicas con los niveles mínimos necesarios para sostener financieramente las inversiones. No basta con afirmar, como hemos visto, que la solar fotovoltaica es una tecnología competitiva en términos de coste de generación (LCOE). También hay que confirmar si los ingresos que obtiene en el mercado son suficientes para pagar sus costes, atender su deuda y remunerar el capital invertido.

Utilizamos tres referencias para medir la viabilidad económica y financiera de una planta fotovoltaica:

- La primera es el **LCOE**. Esta métrica estima el coste medio de producir un MWh a lo largo de toda la vida útil del proyecto, incorporando costes operativos y coste de capital. Es una referencia útil para comparar tecnologías, pero no siempre captura bien las tensiones de caja de una planta de generación durante los años de amortización de la deuda⁴.
- La segunda es el **umbral de recuperación de deuda**. Esta métrica mide el ingreso mínimo necesario para cubrir los costes operativos y atender los pagos de principal e intereses durante la vida del préstamo. Es una referencia menos exigente ya que asume que el capital es remunerado al 0% y sólo se centra en la capacidad de la planta para cumplir sus compromisos con los acreedores externos
- La tercera es el **umbral de remuneración del capital**. Esta métrica incorpora, además del pago de costes operativos y deuda, una rentabilidad del accionista del 8%. En este caso, permite aproximar el ingreso mínimo necesario para que el proyecto no solo sobreviva financieramente, sino que resulte atractivo para nueva inversión.

Tabla 2 Umbrales económicos y financieros de una planta fotovoltaica (caso base)

Indicador	Definición operativa	Qué captura
LCOE	Coste nivelado de la energía a lo largo de toda la vida útil del proyecto (30 años)	Precio mínimo de ingreso por MWh para recuperar CAPEX y OPEX descontados a la tasa del proyecto sin tener en cuenta estructura de financiación
Umbral recuperación deuda	Precio mínimo para cubrir OPEX y servir la deuda durante los 15 años del préstamo	Ingreso por MWh mínimo para operar la planta y atender los pagos de principal e intereses pero sin remunerar el capital al accionista
Umbral remuneración capital	Precio mínimo para cubrir OPEX, servir la deuda y remunerar al accionista al 8%	Ingreso por MWh mínimo para operar la planta, devolver la deuda y remunerar al accionista con una TIR del 8% después de impuestos

⁴ Adicionalmente, el LCOE no es una métrica válida para aproximar los costes reales del sistema eléctrico. Para un análisis crítico de esta métrica, ver el informe de los mismos autores: https://hesperides.edu.es/pages/electricidad_barata.html

Estas tres métricas responden a preguntas diferentes sobre la viabilidad de un proyecto solar:

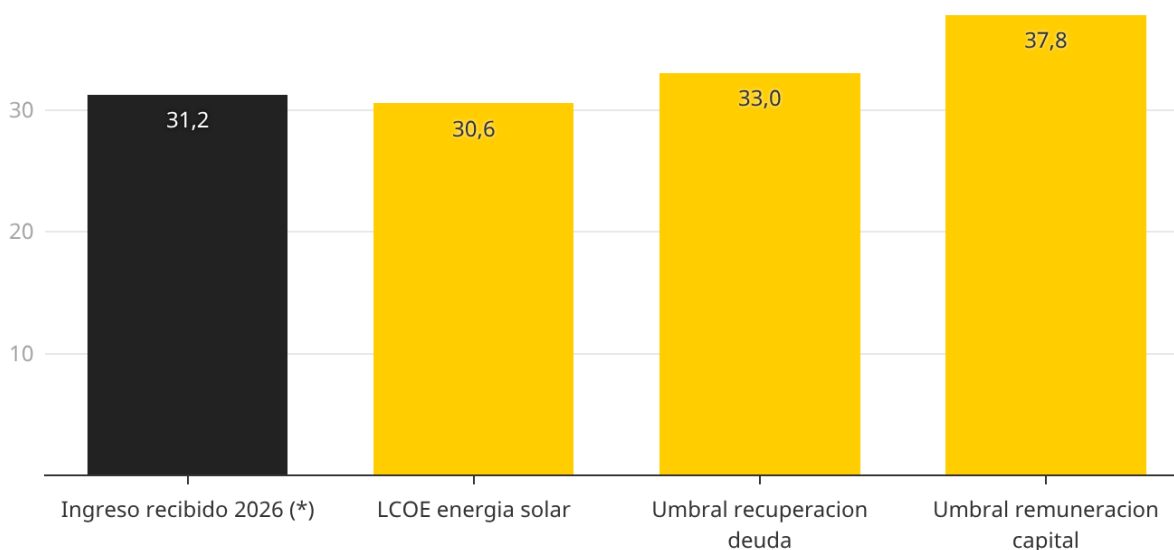
- El LCOE responde a cuánto cuesta producir electricidad durante la vida completa del activo bajo ciertas asunciones.
- El umbral de recuperación de deuda responde si la planta genera caja suficiente para pagar sus compromisos financieros.
- El umbral de remuneración del capital responde si el proyecto ofrece una rentabilidad suficiente para justificar la inversión.

La **Figura 9** muestra que la comparación entre los ingresos estimados y los umbrales financieros da síntomas de un deterioro significativo de la posición económica de la energía fotovoltaica. En nuestro escenario base, el ingreso recibido por una planta de energía solar con exposición total al mercado, hasta el cierre de agosto de 2026, se sitúa en 31,2 €/MWh. Un valor suficiente para cubrir el LCOE, pero insuficiente para cubrir la recuperación de la deuda y muy inferior al valor necesario para remunerar adecuadamente el capital⁵.

Figura 9

Ingresos reales y obligaciones financieras

Umbrales mínimos de precios (EUR/MWh) para pagar la deuda y remunerar al capital



(*) La barra negra muestra el precio capturado solar a fecha 1 de septiembre de 2026.

Fuente: ESIOS de Red Eléctrica. Indicadores 1295, 600, 14 y 84.

Este resultado no implica que todas las plantas solares estén en la misma situación. La exposición al mercado, la fecha de entrada en operación, el nivel de apalancamiento, el coste de financiación, el tipo de PPA, la existencia de carve-outs, la localización y el nivel de recortes de producción pueden alterar de forma sustancial la situación de cada activo. Pero sí permite identificar una tendencia clara en la que una parte relevante del parque fotovoltaico, especialmente el más reciente, puede estar entrando en una zona de estrés financiero importante.

Un proyecto puede soportar períodos puntuales de precios bajos si cuenta con reservas de caja, una estructura financiera conservadora o una cobertura contractual sólida. Lo que resulta mucho más difícil de absorber es una caída persistente del ingreso recibido, combinada con recortes de volumen de venta y una protección contractual menos eficaz de lo previsto. Esa combinación puede tensionar el servicio de la deuda, dificultar refinanciaciones y reducir drásticamente el atractivo de nuevos proyectos.

También es importante distinguir entre el parque ya construido y la inversión futura. Para las plantas existentes, el riesgo principal es la tensión financiera, especialmente si los ingresos efectivos no cubren los compromisos de deuda. Para los nuevos proyectos, sin embargo, el riesgo fundamental es que el ingreso esperado ya no compense el coste de capital. Si el mercado anticipa precios capturados bajos, recortes de producción frecuentes y PPA menos protectores, la inversión nueva puede frenarse incluso antes de que aparezcan problemas generalizados con el pago de la deuda.

Conviene hacer hincapié en los efectos al alza de los precios debidos a la crisis de Oriente Medio. La volatilidad del gas puede enmascarar el deterioro financiero real de algunas inversiones solares, pero la tendencia muestra signos muy evidentes. Hasta mediados de 2026, el precio capturado por las plantas solares tenía un valor medio de 19,2 €/MWh, muy inferior incluso al necesario para cubrir el LCOE de las plantas. Los altos precios de este verano han apantallado ese efecto real sobre la rentabilidad de los proyectos.

Con todo ello, uno de los mensajes que nos gustaría enfatizar es el siguiente: **la crisis de rentabilidad de la energía solar no se manifiesta solo en posibles quiebras de activos existentes, sino también en la pérdida de incentivo para seguir instalando nueva capacidad en las mismas condiciones.** Si añadir más solar reduce aún más el valor horario de la solar ya existente, el mercado tenderá a exigir mayores coberturas, menores costes de inversión, mayor almacenamiento asociado o primas de riesgo más elevadas.

5 Para una descripción detallada del modelo de cálculo, véase el Anexo 1.

6. Escenarios de ingresos y estrés financiero

Como hemos visto, la situación económica de una planta fotovoltaica no depende únicamente del precio capturado por la tecnología, sino también de su estructura contractual. Dos plantas idénticas desde el punto de vista técnico pueden tener resultados financieros muy distintos si una vende toda su producción al mercado mayorista y otra cuenta con un contrato de compraventa de energía a largo plazo. Por eso, para evaluar el riesgo financiero de un parque solar, conviene analizar varios escenarios de ingreso.

Consideramos tres escenarios:

- El **escenario A** asume que la planta no cuenta con PPA y vende toda su energía al precio del mercado mayorista. Es el escenario de mayor exposición y, por tanto, el más desfavorable a priori.
- El **escenario B** asume que toda la energía está cubierta por un PPA firmado después del año 20, incorporando exclusiones contractuales (carve-out) en horas de precio cero o negativo. El precio del PPA se fija a 35 €/MWh.
- El **escenario C** representa un escenario mixto más realista, en el que una parte de la producción está cubierta contractualmente y otra parte permanece expuesta al mercado. Las hipótesis de este escenario están descritas en el Anexo 1 de este documento.

Tabla 3. Ingreso recibido por la energía solar bajo tres escenarios contractuales (EUR/MWh)

Escenario	2019	2025	2026 YTD
Escenario A. Sin PPA (exposición 100% de mercado)	48,28	35,22	31,22
Escenario B. Toda la energía cubierta con PPA post-2022	35,00	26,90	22,32
Escenario C. Mix realista (escenario base)	41,31	31,98	28,30

Los datos de 2026 incluyen información hasta el 1 de septiembre de 2026.

La tabla 3 muestra que el deterioro del ingreso solar no desaparece por el mero hecho de introducir cobertura contractual. Los PPA amortiguan parte de la exposición al mercado, pero su eficacia se reduce cuando aumentan las horas de precio cero o negativo y cuando los contratos incorporan cláusulas que limitan la liquidación en esas horas. Por eso, los tres escenarios tienden a converger hacia niveles de ingreso insuficientes en los años más recientes. El escenario sin PPA refleja la exposición directa a la canibalización y a los recortes de producción. Este escenario es especialmente

relevante para activos con baja cobertura contractual, contratos vencidos o estrategias merchant más agresivas.

El escenario de cobertura plena mediante PPA (escenario B) muestra una realidad menos intuitiva. En teoría, una planta completamente cubierta debería quedar muy protegida frente a la volatilidad del mercado. Sin embargo, si el contrato no liquida en horas de precio cero o negativo, la cobertura efectiva se deteriora precisamente en los momentos más afectados por la canibalización de precios. La protección contractual existe, pero se vuelve incompleta.

El escenario mixto (escenario C) es probablemente el más representativo para una parte relevante del parque. Combina exposición parcial al mercado, cobertura contractual parcial y limitaciones en horas de precios deprimidos. Su utilidad estriba en que permite aproximar una situación intermedia, más cercana a la realidad de muchas plantas que ni están totalmente expuestas al mercado mayorista ni completamente blindadas por contratos de largo plazo.

Del análisis de los tres escenarios vemos que el problema no se limita a un tipo concreto de estructura contractual. La canibalización de precios, los recortes de producción y la pérdida de eficacia de los PPA afectan de forma distinta a cada planta, pero todos los escenarios muestran presión a la baja sobre los ingresos solares.

Si comparamos estos precios por MWh recibidos por las plantas solares (tabla 3) con los umbrales de ingresos mínimos para pagar la deuda y para remunerar al capital (Figura 9), podemos entender la magnitud del problema que tiene la energía fotovoltaica en España. Si el precio que reciben hoy las plantas solares no es suficiente para remunerar al capital adecuadamente, podemos esperar una pérdida en el apetito inversor de nueva capacidad solar en España en el futuro cercano. Si lo que ingresan las plantas solares existentes no es suficiente para pagar la deuda contraída, podríamos esperar que algunas de ellas pasen por apuros financieros e incluso estén bajo una presión enorme para cumplir con los pagos a sus acreedores.

7. Conclusiones

El análisis realizado en este informe muestra que la crisis de rentabilidad de la energía solar fotovoltaica en España no es una crisis de costes, sino una crisis de valor.

La tecnología sigue siendo competitiva, pero la mayor parte de su producción se concentra en horas en las que el sistema ya no es capaz de absorberla con suficiente valor económico.

La magnitud del despliegue explica una parte del problema. España ha pasado de 4,8 GW fotovoltaicos en 2019 a una potencia solar que supera los 56 GW en 2026, si se suma generación y autoconsumo. Ese crecimiento ha cambiado la naturaleza económica de la tecnología.

El efecto aparece con claridad en el precio capturado. En 2019, la generación solar obtenía un precio muy próximo al precio medio del mercado mayorista. En lo que va de 2026, el precio capturado neto por una planta fotovoltaica plenamente expuesta al mercado cae hasta 31,2 €/MWh (apenas un 49% del precio del mercado mayorista). Incluso en un escenario mixto, con cobertura parcial mediante PPA, el ingreso estimado se sitúa en 28,30€/MWh.

La proliferación de precios cero y negativos confirma esa pérdida de valor horario. Según la estimación anualizada del informe, 2026 va a superar con claridad las 1.000 horas con precios cero o negativos, tratándose de una señal clara de saturación en el valor de la tecnología.

A la caída del precio se suma el deterioro del volumen monetizable. Los vertidos solares, prácticamente inexistentes en 2020, alcanzan ya magnitudes relevantes y el informe estima para 2026 una cifra anualizada superior a los 12.000 GWh de energía solar no integrada. Esto afecta directamente a los ingresos de las plantas.

Los PPAs tampoco eliminan completamente el riesgo. Han sido esenciales para financiar nueva capacidad fotovoltaica, pero su protección real depende de su diseño. Si no cubren toda la producción o incorporan carve-outs en horas de precio cero o negativo, la cobertura efectiva puede ser muy inferior a la cobertura nominal. En un sistema con muchas horas solares deprimidas, esa diferencia deja de ser un detalle contractual y pasa a ser una variable crítica de solvencia.

La comparación con los umbrales financieros confirma la gravedad del problema. El ingreso recibido por la solar en los escenarios analizados permite cubrir el LCOE

estimado, situado en 30,55 €/MWh; pero es insuficiente para recuperar deuda, estimado en 33,02 €/MWh; y se sitúa lejos del umbral necesario para remunerar adecuadamente el capital, estimado en 37,77 €/MWh. Esta es una de las conclusiones financieras más relevantes: una parte importante del parque fotovoltaico puede estar produciendo por debajo de los niveles necesarios para sostener con normalidad su estructura de inversión.

La energía solar fotovoltaica debe seguir siendo una pieza esencial del sistema eléctrico. Pero su futuro no puede basarse en la repetición mecánica del modelo que permitió su despliegue inicial. La rentabilidad de la tecnología depende cada vez menos del coste de los activos y cada vez más de la arquitectura del sistema que debe absorber su producción.

La cuestión relevante, por tanto, es la construcción de un sistema eléctrico en el que esa energía tenga valor cuando se produce. Consideraciones como la operación del mercado mayorista, señales adecuadas de precios, flexibilidad en el sistema, desarrollo del almacenamiento, el diseño de los mecanismos de pago por capacidad, la participación en servicios de operación o la atracción de demanda eléctrica serán críticas para la evolución de un sistema eléctrico eficiente y seguro. De la respuesta dependerá no solo la salud financiera de las plantas fotovoltaicas existentes, sino también la credibilidad económica de la próxima fase de la transición energética.

Anexo 1

1. Hipótesis para los cálculos del LCOE, umbrales deuda y remuneración del capital

Para el desarrollo de los cálculos expuestos en la sección 5 de este documento, hemos realizado las siguientes asunciones:

1. CAPEX de 600.000 € por MW.
2. Financiación de deuda del 75% de la inversión a tipo del 5% y plazo de 15 años.
3. OPEX de 15.000 €/MW·año
4. Producción inicial de 1.800 MWh/MW con degradación anual del 0,3% y 30 años de vida de operación.
5. TIR del 8% para el umbral de remuneración del capital.
6. WACC después de impuestos del 4,81%.
7. El umbral de equity aplica Impuesto de Sociedades del 25% con amortización fiscal lineal a 30 años.

2. Hipótesis para las estimaciones de capacidad cubierta por PPA y capacidad expuesta al pool

Para las estimaciones expuestas en la sección 6 de este documento, el universo analizado es la capacidad de parque de generación fotovoltaica instalada desde el 1 de enero de 2019, excluido el autoconsumo, calculada como el indicador 1486 de ESIOS menos el indicador 1945 y agregada a total España por suma de comunidades autónomas.

1. El 75% de esa capacidad nueva cuenta con un contrato de compraventa de energía (PPA).
2. Dentro de la capacidad con PPA, la cobertura contractual efectiva es del 70%; el 30% restante permanece expuesto al mercado.

3. Los PPAs firmados antes del 1 de enero de 2022 liquidan también en las horas con precio de pool cero o negativo; los firmados desde esa fecha no liquidan en esas horas.
4. El reparto de la capacidad entre PPAs anteriores y posteriores al 1 de enero de 2022 no se asume: se deriva de las fechas de instalación registradas en ESIOS.
5. Los supuestos 2 y 3 no proceden de fuentes públicas, ya que no existen datos publicados sobre la cobertura de PPAs en España; se basan en el juicio experto de participantes del mercado.

Con estos supuestos, y con datos de potencia instalada a 1 de septiembre de 2026 (41,5 GW de capacidad nueva desde 2019, de los que el 26,4% se instaló antes de 2022), resulta una cobertura del 52,5% en horas de precio positivo y del 13,85% en horas de precio cero o negativo.



hesperides.edu.es