

Impacto de las Horas de Precio Negativo en 2024 para una Planta Solar

1. Horas con Precios Eléctricos Negativos en 2024 (España)

El año 2024 marcó un hito en el mercado eléctrico español al registrarse, por primera vez en la historia, precios horarios **negativos** de la electricidad. En total, España contabilizó en **unas 270 horas con precio del mercado diario por debajo de 0 €** (precios negativos) ([El mercado eléctrico dibuja precios cero el 10% de las horas de 2024 y apunta a tres años en cifras similares | Asena Consulting](#)). Adicionalmente, se dieron alrededor de **830 horas con precio cero**, sumando **más de 1.100 horas** en las que el precio mayorista fue nulo o negativo durante 2024 ([El mercado eléctrico dibuja precios cero el 10% de las horas de 2024 y apunta a tres años en cifras similares | Asena Consulting](#)). Esto equivale a más del **12% de las horas del año** con precios *nulos o negativos*, fenómeno sin precedentes hasta la fecha.

Estas horas con precio negativo se concentraron típicamente en momentos de **baja demanda y alta generación renovable**, especialmente a mediodía en meses de primavera y fines de semana. Por ejemplo, abril de 2024 fue el mes con precio medio más bajo (13,67 €/MWh) y en días como el **1 de abril de 2024** se registraron las primeras horas negativas históricas ([Primer precio negativo de la historia del mercado eléctrico nacional](#)). El **domingo 16 de junio de 2024** incluso se alcanzaron **6 horas consecutivas de precios negativos** (el precio más bajo fue -2,00 €/MWh entre las 12:00 y las 17:00 de ese día) ([Análisis Completo de las Horas del Año 2024 Según los Precios del POOL \(LUZ\)](#)) ([Análisis Completo de las Horas del Año 2024 Según los Precios del POOL \(LUZ\)](#)). Estos episodios coincidieron con **exceso de oferta renovable** (fotovoltaica, eólica e hidráulica) y demanda moderada, llevando el precio horario a cero o valores negativos.

En **Extremadura**, al estar integrada en la red peninsular española, se vivieron **las mismas horas de precio negativo** que en el resto del mercado nacional (no existe un precio mayorista distinto por comunidad autónoma en el mercado diario). Sin embargo, Extremadura –una región con abundante generación solar fotovoltaica– contribuye especialmente a estos excedentes diurnos. Es justamente en las horas de máxima irradiación solar (mediodías despejados) cuando la producción fotovoltaica extremeña y de otras regiones eleva la oferta y puede *hundir el precio a cero o negativo* ([El mercado eléctrico supera en España las 500 horas a precio cero o negativo](#)) ([El mercado eléctrico supera en España las 500 horas a precio cero o negativo](#)). En resumen, **los productores solares extremeños experimentaron en 2024 unas 270 horas con precio negativo**, igual que sus homólogos en el resto de España, generalmente coincidentes con las horas centrales de días soleados y de baja demanda.

2. Efectos Económicos para Productores en el Régimen Retributivo Específico (RD 413/2014)

Las instalaciones solares fotovoltaicas que comenzaron bajo el **RD 661/2007** (antiguo régimen de tarifa regulada o prima) y que tras la reforma de 2013/2014 pasaron al **régimen retributivo específico** del **RD 413/2014**, perciben sus ingresos de manera diferente a como ocurría originalmente. Bajo el RD 413/2014, estas plantas *venden su energía al precio de mercado* y, adicionalmente, reciben una **retribución específica**

diseñada para asegurar una "*rentabilidad razonable*" sobre la inversión (en torno al 7,4% anual antes de impuestos) ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)) ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Esta retribución específica se compone típicamente de un **término por potencia instalada** (la **retribución a la inversión**, para cubrir costes de inversión no recuperados vía mercado) y, en ciertos casos, un **término por energía** (la **retribución a la operación**, para cubrir la diferencia entre costes de operación e ingresos del mercado) ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)) ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)).

Importante: el RD 413/2014 **no garantiza un precio mínimo por kWh** como hacía el RD 661/2007, sino que busca que a lo largo de la vida útil regulatoria la suma de ingresos de mercado + pagos específicos alcance la rentabilidad objetivo. Además, el régimen específico impone condiciones según las horas efectivas de funcionamiento de la planta cada año. En particular, el **artículo 21.2 del RD 413/2014**, tras la modificación introducida por el RDL 15/2018, establece una **penalización por bajas horas de funcionamiento** en situaciones de precios excepcionalmente bajos. Dicho artículo señala que "*a los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento no se considerará la energía vendida en el mercado [...] en aquellas horas durante las cuales los precios de mercado diario de la electricidad son igual a cero durante seis horas consecutivas o más*" ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). En otras palabras, si en el mercado eléctrico se dan **seis o más horas seguidas con precio cero**, la energía generada en ese lapso **no contará** para el cómputo de horas de funcionamiento de la instalación a efectos retributivos.

¿Cómo impacta esto a los productores? En 2024, por primera vez, se han producido escenarios reales que activan esta cláusula. Durante los numerosos episodios de precios cero e incluso negativos, la energía que las plantas fotovoltaicas vertieron al sistema **no se tiene en cuenta para su retribución regulada** si esos eventos cumplieron la condición de duración (≥ 6 horas) ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)) ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Esto tiene varias consecuencias económicas:

- **Menor energía "reconocida" para retribución:** Las horas de precio cero/negativo de larga duración se **excluyen del cómputo de horas equivalentes** de la instalación. Por tanto, aunque la planta haya producido kWh en esos momentos, *regulatoriamente* se consideran como si no hubiese generado. En 2024, según análisis sobre datos reales, entre un **23% y 27% de la producción total anual de muchas plantas fotovoltaicas no computará a efectos de retribución** debido a estos eventos de precios bajos ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas](#)

[fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Es decir, cerca de una cuarta parte de la energía generada quedó *fuera* del cálculo del régimen específico por ocurrir en horas penalizadas.

- **Riesgo de no alcanzar el umbral mínimo de horas:** El RD 413/2014 define para cada instalación tipo un “**umbral de funcionamiento**” anual (número de horas equivalentes mínimo) por debajo del cual la planta **ve reducida su retribución a la inversión**, o incluso puede *perder el derecho a percibirla ese año* si la producción es extremadamente baja. Con menos horas computables, aumenta el riesgo de caer por debajo de ese umbral. La normativa vigente prevé que si la planta se queda entre el umbral y el mínimo, sus ingresos de retribución a la inversión se reducen proporcionalmente, y si baja de un mínimo crítico, podría no cobrar nada de ese complemento en ese año () (). **En la práctica**, esto significa una merma de los ingresos regulados para el productor fotovoltaico cuando su generación útil (computable) se ve recortada por estos episodios.
- **Pérdida económica en las horas negativas:** Cuando el precio horario es negativo, un generador **debe pagar por volcar energía** a la red (en vez de cobrar). En general, las plantas solares pueden evitar operar en esos momentos para no incurrir en pérdidas (dado que pueden regular su producción desconectándose sin coste significativo, a diferencia de, por ejemplo, una central nuclear o de ciclo combinado que asume precios negativos por la dificultad de parar/arrancar ([El mercado eléctrico supera en España las 500 horas a precio cero o negativo](#)) ([El mercado eléctrico supera en España las 500 horas a precio cero o negativo](#))). Sin embargo, al cesar producción para eludir un precio negativo, la planta deja de obtener ingresos de mercado y renuncia a horas de funcionamiento que podrían ser necesarias para su remuneración específica. Es un dilema: **operar con precio negativo supone pérdidas directas (pagos al mercado), pero parar supone producir menos horas**. De cualquier forma, el resultado neto es desfavorable: o bien la instalación paga por generar, o bien genera cero (ingreso cero) en ese lapso, y en ambos casos esas horas no le contarán para alcanzar los objetivos de producción anual.

En resumen, bajo el régimen del RD 413/2014 las horas de precios negativos/cero **erosionan los ingresos de los productores renovables acogidos al régimen retributivo específico**. No sólo no perciben nada por la energía de esas horas, sino que pueden ver disminuida su retribución regulada anual si, debido a dichas horas perdidas, no llegan a las horas equivalentes previstas. Afortunadamente, las instalaciones fotovoltaicas tipo fueron dimensionadas con un margen: según G-Advisory, la **energía de producción esperada utilizada para el cálculo retributivo en 2024 es ~66% superior al límite mínimo de funcionamiento anual** establecido para las plantas tipo ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Esto significa que, en teoría, una planta que produzca lo esperado aún podría soportar cierta pérdida de horas antes de caer por debajo del mínimo. No obstante, con un ~25% de energía no computada en 2024 por precios negativos, algunos parques solares *sí* podrían acercarse peligrosamente a ese umbral mínimo, especialmente si tuvieron rendimientos inferiores a lo esperado por otras razones ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la](#)

[inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)) ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Es por ello que muchos propietarios están evaluando el **impacto económico exacto** caso por caso.

3. Medidas y Aclaraciones de las Autoridades (Gobierno, CNMC) sobre la Compensación de Horas Negativas

El extraordinario aumento de horas a precio cero/negativo en 2024 activó las alarmas tanto en los reguladores como en el Gobierno, dada la posible afección al régimen retributivo de renovables. Ha habido **pronunciamientos y acciones durante 2024 y comienzos de 2025** para abordar este asunto:

- **Consulta y aclaración de la CNMC (2024):** Ante las dudas de productores sobre cómo interpretar el artículo 21.2 en escenarios con precios negativos, la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** emitió una **respuesta aclaratoria**. En mayo de 2024, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC analizó si unas pocas horas negativas interrumpen la secuencia de seis horas a precio cero exigida por la norma (). La CNMC recordó que la cláusula de las “6 horas a precio cero” se introdujo en 2018 por exigencia de la Comisión Europea (como condición para aprobar el régimen de ayudas) y con *el objetivo expreso de no incentivar la producción renovable en horas de exceso de oferta* ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Dado que en aquel momento el mercado español no contemplaba precios negativos (el mínimo era 0 €), la redacción habló de precio *igual a cero*. Sin embargo, desde 2021 el mercado ibérico permite ofertas negativas y en 2024 efectivamente hubo tramos prolongados con precios nulos e incluso bajo cero () (). **La CNMC confirmó que la intención de la norma abarca tanto horas de precio cero como horas de precio negativo** ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Es decir, a efectos regulatorios se debe entender que las horas con precios ≤ 0 € durante un periodo prolongado *entran en el cómputo* de ese evento de seis horas. En consecuencia, la presencia de precios negativos *no “rompe” la secuencia* de seis horas – más bien, precios cero y negativos se consideran conjuntamente para determinar si hubo 6 horas seguidas de mercado colapsado. Esta aclaración asegura la aplicación estricta del artículo 21.2: siempre que haya ≥ 6 horas continuas con precios *nulos o por debajo de cero*, **esas horas no computan** en las horas equivalentes de la instalación () ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)).
- **Proyecto de modificación normativa (MITECO, finales de 2024):** El Gobierno, consciente del problema, ha iniciado cambios regulatorios. El **Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)** sometió a información pública en 2024 un **Proyecto de Real Decreto para modificar el RD 413/2014** con el fin de adaptar el régimen retributivo a esta “nueva realidad” de precios negativos ([Proyecto RD modificacion 413 20214](#)) ([Proyecto RD modificacion](#)

413 20214). Entre las **medidas propuestas** (que cuentan con el respaldo de la CNMC y el sector) destacan:

- **Incluir energía no vendida por restricciones técnicas:** Se permitirá que, en el cálculo de horas equivalentes, **cuenta la energía que no pudo venderse por órdenes de restricción o desconexiones forzadas del operador del sistema** (). Así, si Red Eléctrica u otra entidad ordenó detener la producción por seguridad de red (vertidos cero), esa energía *no penalizará* al productor. Esto protege a instalaciones renovables que se ven obligadas a parar por razones ajenas a su control.
- **Extender la excepción a horas con precios negativos:** Se modifica el texto de “*precios de mercado igual a cero*” sustituyéndolo por “*precios negativos*” (). En la práctica, esto **amplía la excepción** de no contabilizar energía *exclusivamente* a situaciones en que el mercado esté en precios negativos durante ≥ 6 horas consecutivas (). Es decir, en adelante el criterio se focalizará en tramos prolongados de precios negativos (y ya no en tramos de cero). Cabe señalar que, con esta nueva redacción, las horas a **0 € quedarían computables** salvo que formen parte de un bloque prolongado de precios *negativos*. El cambio se adapta a la dinámica actual del mercado, donde abundan más los valores ligeramente negativos que los ceros puros continuados.
- **Corrección proporcional sólo sobre la retribución a la inversión:** Otra mejora propuesta es que cualquier reducción de ingresos anuales por no alcanzar las horas objetivo **se aplique únicamente a la retribución a la inversión**, excluyendo la retribución a la operación (). De este modo, si una planta queda por debajo del umbral de horas, *sólo se vería afectado el complemento a la inversión* (proporcionalmente a la brecha de horas), pero **no** perdería (ni vería mermada) la parte de retribución a la operación en caso de tenerla. Esto aporta cierta seguridad adicional a los productores, garantizando que al menos cubrirían costes operativos estimados.
- **Aplicación retroactiva a 2024:** Crucialmente, el ministerio propuso que estas modificaciones **entren en vigor con efecto 1 de enero de 2024** (). Así, *todas las liquidaciones del año 2024* (que se cierran en 2025) ya reflejarían las nuevas reglas. En concreto, las **liquidaciones 14 y 15 de 2025** –que corresponden a los reajustes finales del ejercicio 2024 para las instalaciones de régimen especial– incorporarían estas disposiciones si el Real Decreto se aprueba a tiempo. Esto significa que el productor podría ver “**compensada**” la **penalización** de las horas negativas de 2024: por ejemplo, horas en que no produjo por vertido cero del operador pasarían a contarse en su favor, y las horas con precio cero (no negativo) ya no deberían excluirse del cómputo. El objetivo gubernamental con esta retroactividad explícita es evitar agraviar a los generadores renovables por un fenómeno imprevisto, manteniendo al mismo tiempo el cumplimiento de las condiciones de ayudas de Estado.

A fecha de este informe (marzo de 2025), estas medidas estaban en proceso de aprobación. No obstante, **tanto el Gobierno como la CNMC han mostrado voluntad de mitigar el impacto de las horas negativas** en la rentabilidad regulada de las plantas. De hecho, un director de OMIE (operador del mercado) anticipó públicamente que fenómenos como el de 2024 podrían repetirse en los próximos 2-3 años durante las primaveras, y que habría que sobrellevarlos hasta que aumente la demanda (p.ej. nuevos consumos como centros de datos) o haya más almacenamiento que absorba excedentes ([El mercado eléctrico dibuja precios cero el 10% de las horas de 2024 y apunta a tres años en cifras similares | Asena Consulting](#)). En el mientras tanto, se están introduciendo estas **clarificaciones normativas para 2024**. No se ha planteado una “compensación” monetaria adicional fuera del marco retributivo (no se pagará un extra por esos kWh no vendidos), pero sí **ajustes normativos** para que los productores *no se vean penalizados injustamente* en sus liquidaciones por causas ajenas a su gestión. En resumen, de aplicarse los cambios anunciados en las liquidaciones finales de 2024, **no afectarán al umbral mínimo de horas requerido para cobrar la retribución plena**, ya que redefinirán qué horas cuentan (contabilizando algunas antes excluidas) y limitarán cualquier reducción solo al componente de inversión, evitando pérdidas mayores en las primas.

4. Base Legal y Jurisprudencia sobre Compensación/Flexibilización en Estos Casos

Base legal vigente: La situación actual (hasta la entrada en vigor de las reformas mencionadas) se ampara en la normativa nacional y europea. La **no retribución en horas de precio cero** tiene su fundamento en las **Directrices de la UE sobre ayudas estatales**. En el proceso de aprobación por Bruselas del régimen español de apoyo a renovables, **España asumió el compromiso de suspender pagos de primas cuando el mercado estuviera saturado**. En concreto, la Comisión Europea condicionó que no se remunerase la energía en aquellos periodos prolongados en que el precio diario fuese cero (o negativo, si la regulación española lo permitía) durante al menos seis horas consecutivas () (). Para dar cumplimiento a esta exigencia, se introdujo la mencionada cláusula del artículo 21.2 vía RDL 15/2018 (). Así, **legalmente** en 2024 las plantas no tienen derecho a retribución específica por la energía de horas con precios nulos o negativos en tramos ≥ 6 horas, puesto que la norma lo prohíbe expresamente siguiendo el marco de ayudas de Estado.

Ahora bien, **¿existe base legal para “compensar” o flexibilizar esto?** Hasta ahora, la compensación viene por la **vía regulatoria** (ajustando las reglas) más que por litigios. El Gobierno está facultado para modificar el régimen retributivo manteniendo la rentabilidad razonable, y eso es lo que ha hecho con el proyecto de RD en curso. **Una vez aprobado**, este RD dará cobertura legal a la flexibilización: permitirá contabilizar horas antes excluidas (p. ej. las de restricciones) y centrará la suspensión de retribución solo en casos de precios negativos prolongados (), que son efectivamente situaciones de *exceso extremo de generación*. Esta modificación normativa será la **base legal** que respalde un trato más benigno a los productores en casos excepcionales como los vividos en 2024.

En cuanto a **jurisprudencia**, hasta la fecha no hay sentencias específicas sobre precios negativos y el RD 413/2014, dado que el fenómeno es muy reciente. Sí ha habido

impugnaciones generales contra el RD 413/2014 y sus posteriores Órdenes de parámetros, promovidas por asociaciones de renovables, alegando retroactividad y pérdida de derechos (por ejemplo, la Asociación APPA recurrió el régimen de 2014). El **Tribunal Supremo**, sin embargo, ha desestimado esos recursos, avalando la legalidad de la reforma siempre que se garantice la rentabilidad razonable definida por ley ([Jurisprudencia al día. Tribunal Supremo. España. Energías ...](#)). En otras palabras, la doctrina del Supremo ha sido que el Gobierno puede ajustar la retribución renovable (incluso a la baja) para adecuarla a las condiciones de mercado y a las exigencias europeas, mientras respete ese umbral de rentabilidad. Esto sugiere que, ante un hipotético reclamo judicial de un productor por las horas negativas de 2024, probablemente los tribunales hubieran respaldado la norma vigente (art. 21.2) al ser consecuencia de obligaciones con la UE y estar dentro del margen regulatorio. No consta, por ahora, jurisprudencia que obligue a compensar a un productor por no poder generar en horas de precios negativos.

Dicho lo anterior, **la mejor “defensa” para los productores** ha sido mediante el diálogo regulatorio más que en los tribunales. Las modificaciones en marcha al RD 413/2014 prácticamente reconocen la situación extraordinaria de 2024 y **actúan como una flexibilización ex lege**. Una vez publicadas en el BOE, constituirán la base jurídica para que en liquidaciones anuales no se penalice por completo a las plantas en escenarios de precios negativos generalizados. Además, sirven de argumento formal ante la Administración: si alguna instalación viese recortada su retribución específica en 2024 por este motivo, podría alegar las nuevas disposiciones (o incluso, mientras se aprueban, la propia *Exposición de Motivos* del RD en proyecto) para pedir una revisión o excepción en su caso concreto.

En resumen: inicialmente la normativa amparaba la no remuneración en horas de colapso de precios (cero o negativos) por obligación de la política de competencia de la UE. No obstante, ante la realidad de 2024, las autoridades han reaccionado adaptando el marco legal –que es la vía sólida para “compensar” esas horas–. Si bien los productores no pueden exigir un pago por los kWh de horas negativas (no existe tal derecho adquirido), sí cuentan con un entorno regulatorio en cambio que previsiblemente **evitará que esas horas les perjudiquen en exceso en sus liquidaciones finales**. En ausencia de esa adaptación, las opciones jurídicas serían limitadas, pero con las nuevas reglas el sector dispondrá de una base normativa para su defensa y, en caso extremo, para fundamentar reclamaciones administrativas si alguna planta se viese injustamente tratada.

5. Conclusiones y Recomendaciones

Los propietarios de la planta solar en Extremadura deben estar al tanto de estos desarrollos para **entender la situación actual y anticipar el impacto económico:**

- En 2024 hubo un número significativo de horas (unas 270) con precios negativos en el mercado eléctrico ([El mercado eléctrico dibuja precios cero el 10% de las horas de 2024 y apunta a tres años en cifras similares | Asena Consulting](#)), que afectaron especialmente a la generación solar en horas punta de producción. Esto ha supuesto menores ingresos de mercado y potenciales ajustes a la baja en la retribución regulada de la planta.

- El diseño vigente del régimen retributivo (RD 413/2014) penaliza las horas de precios *cero o negativos prolongados* al no contabilizarlas para el cálculo de la retribución a la inversión ([El impacto de los precios cero y negativos en la retribución a la inversión de plantas fotovoltaicas acogidas al régimen específico | G-advisory](#)). Esto podía reducir los ingresos regulados de la instalación si mermaba demasiado sus horas computables.
- **Novedades regulatorias en camino:** El Gobierno y la CNMC son conscientes del problema y han propuesto cambios normativos para **mitigar el impacto**. Se espera que, en las liquidaciones finales de 2024 (emitidas en 2025), **se apliquen ya criterios flexibilizados** – por ejemplo, contando energía no vendida por causas técnicas y excluyendo solo las horas realmente negativas prolongadas () (). Esto debería proteger la rentabilidad de la planta dentro del régimen específico.
- **Preparación para defensa o reclamación:** En principio, si las modificaciones se hacen efectivas retroactivamente, la planta no debería sufrir una pérdida notable en sus ingresos regulados por las horas negativas de 2024. No obstante, es recomendable **verificar las liquidaciones 14 y 15 de 2025** (liquidaciones de ajuste del ejercicio 2024) y comprobar cómo se aplicaron las reglas. Si pese a todo hubiera un recorte significativo atribuido a la cláusula de las horas, los titulares podrían:
 - Presentar **alegaciones ante la CNMC** solicitando la revisión de la liquidación, invocando las nuevas disposiciones (o la interpretación más favorable) y aportando datos de producción afectada por vertidos o precios negativos.
 - En último caso, considerar un **recurso administrativo o contencioso-administrativo** alegando, por ejemplo, que se ha vulnerado la garantía de rentabilidad razonable o que las condiciones han cambiado de forma imprevisible. Si bien la jurisprudencia tiende a avalar la postura de la Administración en estas materias, un argumento basado en equidad y en la rápida evolución normativa (que reconoce el problema) podría al menos abrir la puerta a una reconsideración.

En definitiva, la situación en 2024 ha sido excepcional y ha motivado **ajustes legales de emergencia**. Para los propietarios de la planta extremeña, lo importante es que **estén informados de las nuevas normas**, revisen sus datos de producción vs. horas excluidas, y con esos elementos preparen un expediente sólido de cara a cualquier interacción con las autoridades. Con fuentes oficiales en mano (CNMC, BOE, etc.) y los cambios regulatorios respaldándoles, podrán **defender sus intereses** más eficazmente. Por ahora, todo indica que el Gobierno acomodará el régimen para neutralizar en gran medida el efecto de las horas negativas sobre los ingresos regulados de 2024, garantizando así que la instalación siga percibiendo la retribución prevista dentro del marco de rentabilidad razonable ([Proyecto RD modificación 413 20214](#)) ().

Fuentes consultadas: Datos oficiales de mercado (OMIE), informes de prensa especializados y documentación de la CNMC y MITECO, incluyendo la propuesta de

modificación del RD 413/2014 y análisis de APPA Renovables, entre otros. Las cifras y afirmaciones clave se respaldan en dichas fuentes para asegurar la fidelidad de la información presentada.