

# “PAGAR 2€/MVARH A RENOVABLES Y ELECTRÓNICA DE POTENCIA PARECE MÁS UN MECANISMO DE INCENTIVO INICIAL, QUE UNA VERDADERA SEÑAL ECONÓMICA DE ESCASEZ O DE VALOR SISTÉMICO”



**L**a reforma de la remuneración del servicio de control de tensión, especialmente para el sector de las energías renovables, es una de las grandes esperanzas de la industria para obtener un beneficio extra gracias a los avances tecnológicos.

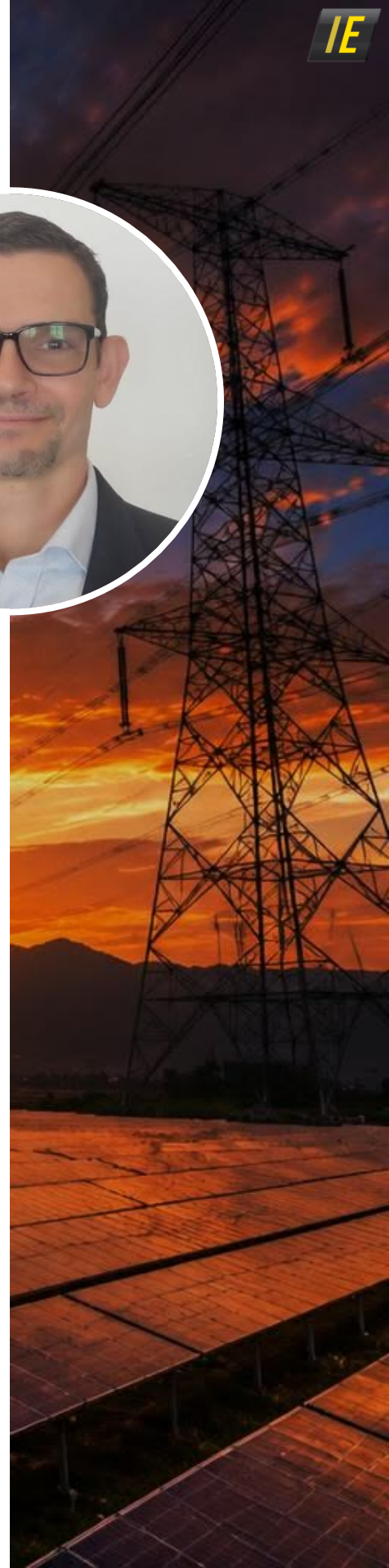
En esta entrevista, el analista de mercados Kim Keats detalla la importancia de calcular correctamente la remuneración por este servicio, su impacto, evolución y el futuro para los ingresos de nuevos y antiguos proyectos.

**Kim Keats Martínez**  
Director

*Experiencia:* Kim ha apoyado la finalización de 78GW de proyectos de energía renovable y convencional, así como proyectos de desalinización de agua por valor de USD48 mil millones en los últimos 25 años, incluidos 15GW en España.

**EKON** strategy<sup>®</sup>  
consulting

Una marca de  K4K Training & Advisory



## ¿Cómo está evolucionando el diseño regulatorio del servicio de control de tensión en España tras la revisión del PO 7.4 y qué implicaciones tiene para la participación de tecnologías renovables y almacenamiento?

En realidad, muchas de estas discusiones técnicas ya llevaban tiempo sobre la mesa antes del apagón del 28 de abril de 2025. La **necesidad de actualizar el PO 7.4** y permitir una participación mucho más activa de renovables y almacenamiento en el control dinámico de tensión no apareció de la noche a la mañana. El apagón aceleró el proceso.

Eso también refleja una cuestión más amplia de gobernanza: estamos intentando gestionar una transición eléctrica extremadamente técnica a través de **estructuras regulatorias y políticas** que muchas veces se mueven más lento que la propia evolución tecnológica del sistema.

Dicho eso, desde el apagón sí hemos visto avances concretos. Primero vino la **reforma inicial** del [PO 7.4 en junio de 2025](#), que abrió la puerta a una participación más activa de renovables y almacenamiento. Y, ahora, la propuesta sometida a consulta pública por la [CNMC el 11 de mayo de 2026 \(DCOOR/DE/006/26\)](#) representa una segunda fase centrada ya no solo en habilitar técnicamente esa participación, sino también en empezar a **definir mecanismos de remuneración más explícitos**.

En el fondo, el sistema empieza a reconocer que renovables, baterías y activos basados en electrónica de potencia no solo producen MWh, sino que también pueden **aportar estabilidad, control de tensión y flexibilidad**. Eso es un cambio importante: pasamos de un sistema donde muchos servicios venían implícitamente incorporados dentro de tecnologías síncronas, a otro donde esos servicios tienen que definirse, medirse y remunerarse explícitamente.





## ¿Hasta qué punto la nueva remuneración del control dinámico de tensión puede convertirse en una fuente material de ingresos para ERNC?

Puede ser una fuente adicional de ingresos, pero no es trascendente con los niveles actuales.

Pasar de **1 a 2€/MVArh** —como sugiere ahora la consulta pública de la CNMC— sigue pareciendo **relativamente poco** si se compara con el **coste de oportunidad de una planta FV** que podría estar vendiendo potencia activa bajo contratos PPA tipo “*Pay As Produced*”, precisamente el tipo de estructura sobre la cual se financiaron muchas plantas FV.

En muchos contratos, si el precio de mercado es cero o negativo, el incentivo marginal desaparece, pero como regla general el coste de oportunidad sigue existiendo.

Y además hay otra comparación interesante: históricamente el **propio sistema ya venía pagando implícitamente bastante más** por servicios equivalentes de control de tensión a través de generación síncrona convencional.

Ya en documentación histórica de la CNMC, utilizando datos del operador del sistema REE, aparecían estimaciones implícitas del coste de reactiva en valle para CCGTs del orden de 100–150€/MVArh, e incluso superiores en algunos periodos.

En ese contexto, **pagar 2€/MVA<sub>rh</sub> a renovables y electrónica de potencia parece más un mecanismo de incentivo inicial que una verdadera señal económica de escasez o de valor sistémico.**

Incluso el componente fijo, aunque inicialmente parece más relevante, sigue siendo relativamente modesto cuando se expresa en €/kW-año. En el mejor de los casos, y suponiendo que se capturen simultáneamente los componentes fijos máximos planteados por la CNMC (2,7€/MW-día + 0,7€/MW-día), hablamos de aproximadamente 1.200€/MW-año, es decir, unos 1,2€/kW-año. Ayuda, pero **difícilmente cambia por completo la economía de la fotovoltaica** en un entorno de precios cero o muy bajos al mediodía.

Para mí, **estas cifras solo tienen sentido si se entienden como un paso intermedio hacia mecanismos más orientados a mercado.** Llevo tiempo diciendo que, a medida que estabilidad, flexibilidad y capacidad adquieren más valor físico dentro del sistema, probablemente necesitaremos mercados capaces de revelar ese valor económico de forma más dinámica y transparente que simples pagos administrativos fijados “a ojo”.

### ¿Cómo se deberían incorporar los ingresos potenciales por servicios de ajuste y control de tensión en los modelos de valoración de activos renovables?

Con bastante prudencia. Yo los trataría más como **ingresos complementarios** que como una base sólida del caso de inversión, al menos mientras no exista más experiencia operativa, estabilidad regulatoria y visibilidad real sobre las liquidaciones.

Esto tampoco sería completamente nuevo para el sector. En cierta medida se parece a lo que ya ocurre hoy con muchos ingresos asociados a servicios de ajuste y balance: **sobre el papel pueden parecer atractivos**, pero desde la perspectiva de ingresos reales, muchas veces son **difíciles de estimar con precisión**, precisamente porque dependen de cómo se capture ese valor en la práctica.



Entonces, no solo importa cuánto “vale” el servicio sobre el papel, sino también bajo qué esquema contractual participa el activo, quién opera la optimización, qué acceso efectivo tiene a mercados o mecanismos de liquidación y cómo evoluciona la competencia entre tecnologías capaces de prestar esos servicios.

No basta con que el sistema reconozca valor teórico en estos servicios; los activos también tienen que ser **capaces de monetizarlo** realmente.

Además, también **hay que considerar los costes asociados**: adaptación técnica, comunicaciones, disponibilidad, pérdidas, posibles limitaciones de potencia activa y riesgo regulatorio. En algunos casos, especialmente cuando el inversor se acerca a sus límites de capacidad aparente, priorizar soporte reactivo puede incluso reducir capacidad de exportación activa.

### ¿Qué impacto puede tener el incremento de los costes de servicios de ajuste y restricciones técnicas sobre las previsiones de EBITDA de operadores de proyectos?

Honestamente, todavía me parece pronto para estimar con mucha precisión el impacto neto sobre EBITDA.

Donde sí podría haber impactos relevantes es en la redistribución de ingresos entre tecnologías y en la capacidad de ciertos activos para capturar nuevos servicios de estabilidad y flexibilidad.

Si una mayor participación de renovables, baterías y electrónica de potencia en control de tensión permite reducir gradualmente el actual “modo reforzado” de operación del sistema, podríamos terminar viendo **menos restricciones operativas y menos curtailment** renovable en determinadas horas.

Creo que todavía estamos en una fase muy temprana para entender exactamente cómo se redistribuirán todos estos ingresos y beneficios dentro de un sistema mucho más renovable y dependiente de flexibilidad.

### ¿Existe riesgo de que el nuevo esquema de control de tensión genere una diferenciación competitiva entre parques renovables “grid-forming” y activos sin esa tecnología o sin capacidad de aportar al control de tensión?

Sí, claramente. Y probablemente eso sea inevitable. A medida que el sistema valore más estabilidad, flexibilidad y capacidad de respuesta dinámica, **los activos técnicamente más avanzados tendrán ventaja**. No necesariamente porque produzcan más energía, sino porque podrán prestar más servicios al sistema.

La gran pregunta es cómo terminarán remunerándose esos servicios en el futuro. Históricamente, muchos servicios de estabilidad venían implícitamente incorporados dentro de tecnologías síncronas tradicionales y, por tanto, sus costes quedaban parcialmente “escondidos” dentro del mercado energético y de servicios de ajuste convencionales.

Pero en un sistema donde renovables y baterías estarán cada vez más al frente de esos servicios, probablemente hará falta separarlos y valorarlos de forma mucho más explícita. Ahí es donde activos con capacidades avanzadas de electrónica de potencia —incluyendo almacenamiento y, potencialmente, capacidades grid-forming— podrían empezar a diferenciarse económicamente de forma significativa.