



La electricidad en la España post-apagón, más barata que la electricidad en Alemania, Reino Unido o Italia

- Red Eléctrica impulsa medidas para reducir el uso de la programación por restricciones técnicas y seguir integrando renovables que abaratan la electricidad



Ver más en www.energias-renovables.com

La electricidad en la España post-apagón, más barata que la electricidad en Alemania, Reino Unido o Italia

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

La electricidad en la España post-apagón

<https://www.energias-renovables.com/panorama/la-electricidad-en-la-espa-a-postapag-20260723>

Antonio Barrero F.

Jueves, 23 julio 2026

El Operador del Sistema (OS), Red Eléctrica, opera en este, en el sistema, para mantener el equilibrio entre oferta y demanda en todo momento. Lo hace mediante **mecanismos de ajuste**, cuyo coste repercute directamente en la factura eléctrica de los consumidores. El incremento de la generación renovable, cuyo crecimiento no ha sido acompañado por la mejora y/o ampliación de las redes de distribución de electricidad, ha generado unos ciertos cuellos de botella en estas. Así, la falta de capacidad para transportar y almacenar eficientemente la electricidad ha obligado a ejecutar medidas correctivas cada vez más frecuentes y costosas.

¿Qué ajustes técnicos encarecen la electricidad? Pues, entre ellos, la puesta en marcha de centrales más caras, como las de ciclo combinado (que queman gas natural -metano- para producir electricidad); los vertidos renovables, es decir, la desconexión forzada de plantas eólicas o solares para evitar la sobrecarga de la red; y/o el redireccionamiento de energía entre distintas regiones del país. Todas estas medidas, aunque imprescindibles para la estabilidad del sistema, suponen un coste adicional que se traslada al consumidor final.

Según REE, el análisis del volumen de energía movilizado en las Restricciones Técnicas (RRTT), tanto en la red de transporte (que opera la propia REE) como en las redes de distribución (que operan Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y otras distribuidoras menores)... según REE, en fin, el análisis del

volumen de energía movilizado en las RTT y de su coste total desde 2021 muestra un "incremento sostenido estructural, vinculado al proceso de transformación del sistema eléctrico".

A saber: en 2021, el coste fue de 724 millones de euros; en 2022 alcanzó los 1.104 millones; en 2023, los 1.751 millones; en 2024, los 2.057 millones; y 2025 cerró con un coste de 3.347 millones. REE precisa que en 2025 la operación reforzada solo representó una parte menor del coste total de las RRTT.

Pues bien, habida cuenta de ese escenario, **Red Eléctrica** considera necesario seguir trabajando regulatoriamente para minimizar la energía movilizada en el proceso de restricciones e incentivar a los generadores, que en 2025 ofertaron esta energía a un precio 2,5 veces superior al de la media del mercado diario, a ofertar menores precios.

El Operador del Sistema confía en que se acelere la habilitación de renovables para el control de tensión conforme al P.O 7.4, recientemente modificado y clave para la reducción del uso y el coste de este mecanismo.

Red Eléctrica está proponiendo y desplegando diferentes medidas para reducir el uso y coste de las restricciones técnicas (RRTT) en el sistema eléctrico, que ha sido necesario intensificar en los últimos años de profunda transformación del mix eléctrico, marcada por un despliegue renovable muy significativo y con una especial concentración en determinadas zonas del sistema.

Esta evolución -apuntan desde REE- ha introducido nuevos retos técnicos para el funcionamiento del sistema eléctrico, pero también ha contribuido de forma decisiva a reducir el precio de la energía para los consumidores.

España integró el año pasado el 96,6% de la producción renovable programada en los mercados, "una cuota especialmente significativa -recalcan en REE- si tenemos en cuenta los 39 GW renovables que desde 2021 se han incorporado al sistema peninsular".

Según el Operador del Sistema (OS), este crecimiento ha permitido que en los últimos cuatro años el precio final de la electricidad haya experimentado una tendencia descendente, y, así, el precio actual se sitúa en torno al 60% del registrado en 2021.

En lo que llevamos de 2026, el coste de la energía a precios constantes -concluye REE- prácticamente ha sido el mismo que el de siete años antes, "al contrario de lo sucedido en la mayoría de los países de nuestro entorno, que registraron crecimientos relevantes". De hecho, en España el año pasado el precio final fue menor que el del mercado diario en Alemania, Holanda, Austria, Polonia, Italia, Grecia y Reino Unido.

Medidas para reducir el coste de las restricciones técnicas

Como se dijo, el coste de las RRTT, que no lo fija Red Eléctrica, ha superado holgadamente los 3.000 millones de euros en 2025, cantidad que más que cuadruplica la registrada en 2021. De ahí, que el Operador del Sistema (OS) esté impulsando activamente "medidas para reducir el uso de la programación por restricciones técnicas" y con el fin de "seguir integrando renovables que abaratan la electricidad".

Así, el OS está identificando y activando pues las medidas necesarias para garantizar la seguridad del sistema, pero recuerda que no determina el precio al que se retribuye la energía movilizada, que depende de las ofertas presentadas por los sujetos participantes (principalmente generadores) bajo un esquema pay as bid *.

* Mercado pay-as-bid: en él un generador recibe exactamente el precio que él ha ofertado. Mercado marginalista (pay-as-clear): en él todos los generadores casados reciben un mismo precio, el cual se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda.

Por este motivo, en 2025, la energía total programada por el OS en Restricciones Técnicas (RRTT) aumentó un 47%, mientras que su coste lo hizo un 63%.

Esta diferencia se explica -apuntan desde Red Eléctrica- porque el precio al que los agentes ofertaron y cobraron la energía necesaria se situó en 165 €/MWh, muy por encima del precio medio del mercado eléctrico, de 65,26 €/MWh.

Es decir, que la energía se incrementó en 1,5 veces y el precio percibido por esta energía fue más del doble del de la energía casada en el mercado (en concreto en 2,5 veces mayor).

En este contexto, Red Eléctrica (REE) considera necesario seguir trabajando regulatoriamente "para minimizar la energía necesaria en el proceso de restricciones e incentivar en los participantes el establecimiento de precios más competitivos".

En el marco de sus funciones, REE viene desarrollando varias líneas de actuación. Algunas tienen que ver con soluciones para maximizar el uso de la red existente, como SRAP (**sistema de reducción automática de potencia**), una solución digital, que no existe en ningún otro país de Europa -presumen en REE-, y que permite resolver o reducir las restricciones asociadas a sobrecargas en la red ante fallo o indisponibilidad sobrevenida de algún elemento, o la mejora en la monitorización de la capacidad de transporte de la red.

Soluciones de red reguladas

Otra de ellas consiste en la incorporación de soluciones de red reguladas, que constituyen un recurso complementario eficiente para el consumidor porque no están sujetas a la volatilidad de las ofertas del mercado.

Es el caso de las recientes modificaciones de la planificación eléctrica vigente, que plantean la incorporación de equipos que permitirán mitigar la necesidad de restricciones técnicas vinculadas al control estático y dinámico de tensión y a la estabilidad oscilatoria del sistema.

Según los análisis realizados, su despliegue -avanza REE- podría generar una reducción del coste de restricciones en el entorno del 15%, "además de favorecer una mayor integración de energía renovable". En ese sentido, el Operador del Sistema recuerda además que para que una actuación de red sea incorporada en la Planificación eléctrica, que aprueba el Gobierno, es necesario que arroje un análisis coste-beneficio positivo para el consumidor.

Otra línea relevante es el despliegue del nuevo Procedimiento de Operación (PO) 7.4, que permite a las instalaciones renovables participar en la prestación del servicio de control de tensión mediante consignas. En los últimos meses, Red Eléctrica ha trabajado intensamente en su implantación y actualmente hay 26 gigavatios de potencia instalada (26.000 megavatios) prestando este servicio, "de los que 11 GW corresponden a renovables, cogeneración y residuos". Esto quiere decir que solo el 17% de las plantas de generación existentes en España han solicitado a Red Eléctrica y han obtenido la habilitación.

El discurso de REE

«El Operador del Sistema considera necesario acelerar la habilitación de un mayor número de instalaciones renovables para prestar este servicio clave para la reducción del coste de las restricciones técnicas. Tras la aprobación de una nueva versión de este PO en junio, que contempla un incremento de la retribución por este servicio, Red Eléctrica confía en que los sujetos del sistema intensifiquen este proceso de habilitación.

Asimismo, Red Eléctrica considera que la previsible próxima realización de las subastas asociadas al mercado de capacidad —que supondrán una retribución adicional para diversos agentes del sector y, por tanto, un coste adicional para el consumidor— debería contribuir también a una mayor eficiencia en las ofertas que estos sujetos realizan en los mercados del sistema»

El principal accionista de Redeia (que es la matriz de REE) es el Estado español, a través de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (que cuenta con un 20% de las acciones). **Amancio Ortega controla el 5% a través de Pontegadea** . Otro 4,778% está en manos de **BlackRock** .

Artículos relacionados

- **El municipalismo reclama la titularidad pública de la red eléctrica**
- **Se buscan firmas para hacerle frente al oligopolio energético**
- **¿Y si recuperamos la titularidad pública de las redes de distribución?**
- **Informe Democratizar la energía como proyecto de país: los Fondos Next Generation EU y las infraestructuras del sistema eléctrico**