

La lluvia convierte las presas en ‘baterías’ que tiran el precio de la luz

El megavatio hora no había estado tan barato en estas fechas en los últimos cinco años. Tras la primavera subirá

GUILLERMO DEL PALACIO TEXTO
ISABEL GONZÁLEZ INFOGRAFÍA

Desde principios de enero a mediados de febrero el agua parecía no dejar de caer sobre España salvo en pequeños respiros puntuales que casi producían asombro allí donde se daban. Mientras, por toda España hubo un fenómeno, en cierto modo, aún más sorprendente: agua que en lugar de caer, subía. Lo hacía, además, para generar la electricidad más barata de los últimos cinco años gracias a las centrales hidroeléctricas de turbinación. Ha sido una suerte de experimento que muestra cuál debería ser el futuro del mix eléctrico en el país, según lo recogido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), aunque aún con las dudas de que se alcancen los objetivos de almacenamiento y con la espada de Damocles sobre las centrales nucleares, cuyo cierre, a día de hoy, supondría depender aún más del gas.

En enero de este año el precio del megavatio hora en el mercado mayorista ha sido 71,78 euros de media, el más barato para este mes desde 2023 (entonces marcó 69,55 euros/MWh) y muy por debajo de 2022, cuando se fue hasta los 201,72 euros, según los datos de OMIE. En los primeros 15 días de febrero la tendencia es todavía más pronunciada: los 10,7 euros de esta quincena ridiculizan incluso la cifra alcanza-

da en el mismo mes de 2021 (27,86 euros), que ya fue históricamente bajo y estuvo enmarcado en un contexto de menor actividad económica –aún coleaba la pandemia– y todavía lejos de la crisis energética que comenzó poco antes de la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

Es decir, este febrero el precio de la luz en el mercado mayorista es un 90% más barato que el año pasado (108,31 euros) y el porcentaje sería aún superior (91%) si se compara con el precio de la primera quincena de febrero (121,37 euros). Si vamos a 2022, el único año con un enero más barato, también hay una diferencia considerable: cuesta un

13
De febrero. Cuatro fuentes renovables (fotovoltaica, eólica, nucleare hidráulica) generaron el 84% de la electricidad.

80% menos que en la media de esos primeros 15 días (si bien ese año se desplomó en la última semana, por lo que la media del mes aún podría igualarse).

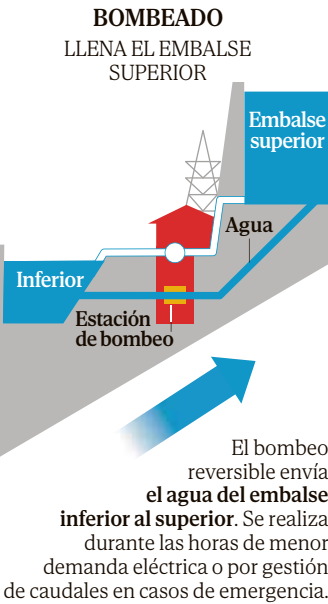
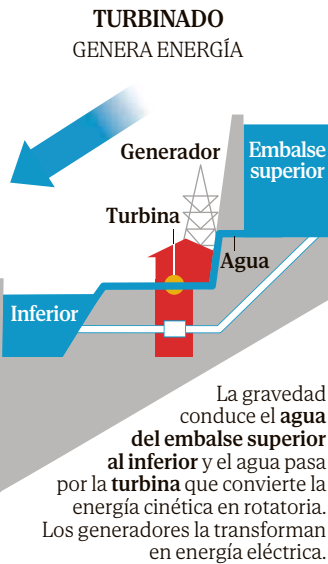
Aunque siempre hay que tener en cuenta factores externos -industria y climatología, por ejemplo-, la

principal causa de esta caída en el precio ha sido la producción mediante fuentes renovables. Entre el 1 de enero y el 15 de febrero únicamente entre hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y nuclear generaron, de media, el 76,86% de la electricidad y hubo más de 20 días en los que estuvieron por encima del 80%, según datos de Red Eléctrica.

«Hemos tenido una cantidad de lluvias totalmente inusual dentro del esquema histórico, lo cual hace que las presas ahora mismo estén desembalsando agua aprovechando para generar electricidad», contextualiza Borja Osta, subdirector de Selectra. «Ahora mismo, con la cantidad de nuclear, de hidráulica, de solar y de eólica cubrimos prácticamente el 96% o el 97% de la demanda», incide, aunque los requisitos técnicos y de seguridad del sistema no lo permiten. «Entran en juego las restricciones técnicas y los servicios de ajuste, porque realmente no podemos controlar esa producción», explica Osta. De todas ellas, sólo la nuclear y la hidráulica son regulables, por lo que las centrales de ciclo combinado, que queman gas para producir electricidad, están arrancadas –empezar de cero no es un proceso inmediato– y preparadas para ponerse en mar-

LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO REVERSIBLE

Poseen la capacidad de trasvasar el agua entre embalses superiores e inferiores en ambos sentidos.



cha si son necesarias. «Ese servicio de ajuste hace que, aunque en el mercado mayorista en las horas centrales estemos viendo un precio prácticamente cero, los servicios de ajuste se están disparando a valores superiores a los 30 euros el megavatio hora», continúa Osta. Sumado a peajes y cargos, hace que sea «un precio normal», detalla, en lugar de algo todavía más barato.

Si se restase la aportación de la atómica al 76,86% mencionado anteriormente, el porcentaje de producción verde en este periodo sería del 56,5%. La apreciación no es bala: más de la mitad de la electricidad procedería aún de fuentes verdes –y el cálculo ignora otras tecnologías de peso residual estos días–, pero sería necesario encajar el puzle energético sin la pieza más constante de todas. Un mordisco que supone una quinta parte de la generación a lo largo del año.

Todo esto es importante por motivos medioambientales –el gas es una fuente contaminante– y por su impacto en el precio. Estas tecnologías apenas tienen costes una vez cubierta la inversión inicial o, como en el caso de la nuclear, dependen de los operativos y fiscales, pero no tanto de las materias primas. Mientras, las centrales de ciclo combinado deben, como poco, cubrir el coste del hidrocarburo para ajustar sus cuentas. Y el funcionamiento

LA GESTIÓN COORDINADA DE LOS EMBALSES

Las centrales reversibles y la sincronización del bombeo y desembalsado permiten una gestión unificada de los embalses, lo cual previene inundaciones, conservar el agua y maximizar la producción de energía.



del mercado mayorista de la electricidad, una subasta inversa en la que la tecnología más cara marca el precio al que venden la energía las demás, hace que dispare los precios. Aunque el Gobierno ha ido introduciendo medidas que han reducido la volatilidad, el gas sigue siendo clave en la factura.

Volvamos una vez más al ejemplo de 2022. Ese año la generación combinada de hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y nuclear fue del 58,2% entre el 1 de enero y el 15 de febrero (36,7% sin las centrales nucleares), mientras que el gas supuso el 24,34% en ese periodo (este año ha sumado el 14,6%). En los siguientes meses la situación empeoró, España sufrió una importante sequía que afectó a la generación hidráulica y Francia experimentó un problema en su parque nuclear que hizo que importase muchísima más energía de España y, al mismo tiempo, redujese prácticamente por completo su exportación a través de los Pirineos. Todo esto hizo que los ciclos combinados trabajasen a un ritmo nunca visto –o, al menos, no visto desde que cerraron las centrales térmicas de carbón– en un momento en el que el gas también estaba disparado y marcó una escalada de precios

histórica. En este contexto se enmarca ahora un *apagón* nuclear con cada vez más detractores.

De todos modos, esto no quiere decir que el plan, al menos sobre el papel, sea sustituir uranio por gas, sino que para entonces la aportación del parque atómico pueda ser asumida por las renovables y por distintas tecnologías de almacenamiento que permitan compensar la intermitencia de estas. Las soluciones van desde baterías no muy distintas a las que utiliza un vehículo eléctrico a centrales termosolares. Existe también la posibilidad de sustituir el gas natural por hidrógeno verde, si bien su producción a escala está aún muy lejos. Así pues, a día de hoy la solución más factible y robusta, por tiempos y potencia, es la de utilizar la turbinaación de bombeo. Estas centrales funcionan como cualquier otra hidráulica con una peculiaridad clave: pueden recuperar el agua que sueltan en un embalse inferior y subirla para utilizarla de nuevo cuando sea necesaria su producción. Incluso

pueden escalonarse a lo largo de un río para una gestión más eficiente de la electricidad y del caudal. De hecho, ya ocurre en varias cuencas de España y han estado funcionando estos días de lluvia. «Es una batería enorme que lo que te permitiría es jugar con la flexibilidad de la demanda», resume Osta. «Si necesitas electricidad suelta agua; si me sobra electricidad, la gasto subiendo el agua hacia arriba», ilustra.

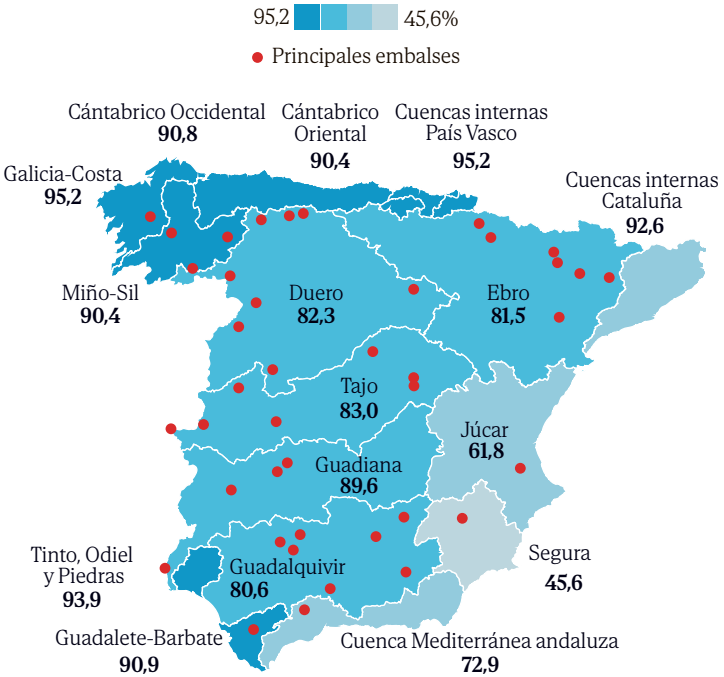
El problema está en los tiempos. Construir de cero una de estas centrales es un proyecto de enorme magnitud, una obra de ingeniería que lleva varios años, si no décadas. Transformar una central o un embalse ya existente es más fácil, pero también caro y complejo. Mientras, el cierre del parque nuclear español debería comenzar en noviembre del año que viene con el primer reactor de Almaraz. Menos de un

año después, en octubre de 2028, le seguiría el segundo reactor de la central extremeña y el proceso finalizaría en 2035 con el final de la operación de Vandellós II (febrero) y Trillo (mayo).

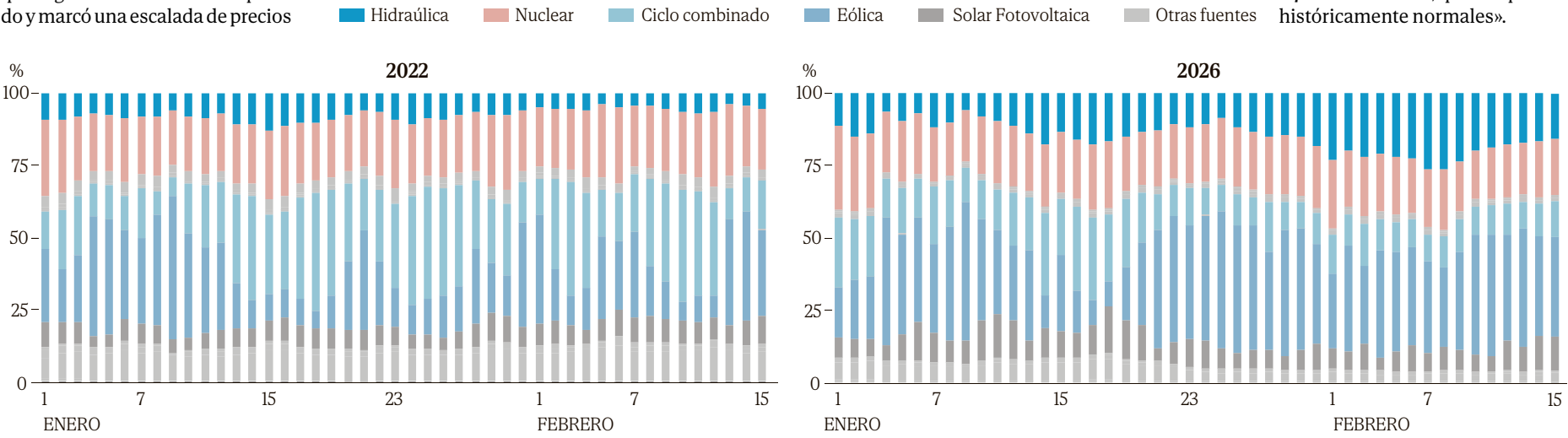
FACTURA
Pero antes de todo esto, ¿qué cabe esperar de los precios en 2026? En el caso de los clientes que tengan un contrato del mercado libre, que fija un coste para el kilovatio hora durante todo el periodo que cubre el contrato, no deberían preocuparse de las oscilaciones del mercado. Sin embargo, Osta recomienda «aprovechar para revisar la contratación, ya que puede ser un buen momento para fijar un nuevo precio». «Ahora mismo, cualquier contratación bien asesorada va a producirse a la baja y va a producir un ahorro», afirma. En lo que respecta al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC, la tarifa regulada), sí estarán notando estos vaivenes. La buena noticia es que los próximos meses debería continuar la tendencia, pues lo normal sería seguir viendo lluvias primaverales, pero con más horas de luz, aún con viento y, sobre todo, con menor demanda: «Históricamente el mes de abril es el mes más barato del año porque es una época en la que ya no se pone la calefacción y todavía no se pone el aire acondicionado». El menor consumo también reduce la necesidad de que entren los ciclos y su gas. Después, Osta espera precios moderados: «Ahora mismo los mercados de futuros para el tercer y el cuarto trimestre son precios de 60 o 70 euros el MWh, que son precios históricamente normales».

RESERVA HÍDRICA ESPAÑOLA

17 de febrero de 2026. Por cuencas hidrográficas



GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍAS



PRECIO EN EUR/MWh

