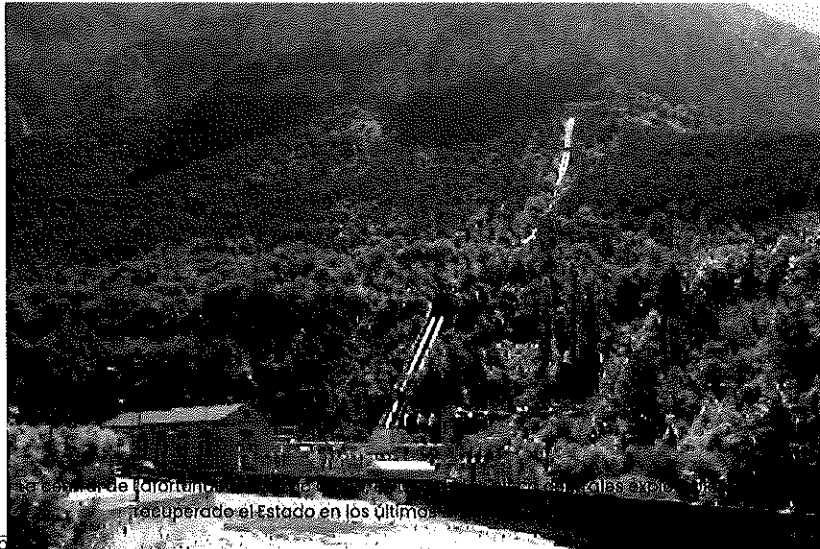


El proyecto de crear una empresa eléctrica pública para abaratar la luz podría demorarse hasta 39 años

El Estado se plantea volver a disponer de activos de producción energética cuando aun no han pasado quince años desde que se deshizo de Endesa al privatizarla y en vísperas de una cascada de caducidades de las concesiones vigentes cuya continuidad en manos privadas plantea serias dudas.



ZARAGOZA, 13/08/2021 22:05

EDUARDO BAYONA (/AUTHOR/EDUARDO-BAYONA)
@E_BAYONA (HTTPS://TWITTER.COM/E_BAYONA%0A)

"No hay ningún impedimento para crear una empresa pública que explote los saltos hidroeléctricos conforma vayan caducando las concesiones y revistiendo", explica Xavier de Pedro, jurista especializado en derecho administrativo y de aguas, y miembro del Par (Partido Aragonés), que entre 2012 y 2015 presidió la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE), desde donde pilotó las primeras reversiones de centrales al Estado.

"No se trata de ningún monopolio. Son activos que tras revertir al Estado este explotaría para vender la electricidad de acuerdo con las normas del mercado", anota el impulsor de esas medidas pioneras, tomadas por una administración que el PP de Mariano Rajoy gobernaba con mayoría absoluta y que siempre contaron con el criterio favorable de la Abogacía del Estado.

Esas reversiones, que tardarían 39 años, hasta el 2060, en afectar a la totalidad del sector, ya han dado lugar a modelos de gestión pública y local en algunas zonas del Pirineo oscense y, también, han generado ingresos de cierta cuantía para las arcas públicas en aplicación del sistema de precios del mercado mayorista con el que se lucran las compañías privadas.

Polémicas artificiales al margen, los antecedentes de gestión pública en el campo de la energía eléctrica, en el que la puesta en marcha de la compañía cerraría un breve interín de menos de quince años de ausencia gubernamental en ese sector tras la venta de las últimas acciones de Endesa en 2007, son numerosos hasta la ola de privatizaciones iniciada a mediados de los años 90, como también lo siguen siendo en campos como la distribución de electricidad (Red Eléctrica, donde conserva un 20%) y, con

participaciones del 100%, en otras áreas estratégicas como las infraestructuras ferroviarias y los puertos, según indica el **inventario de entidades** del Ministerio de Hacienda.

La vicepresidenta segunda y ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, se mostró el jueves abierta a "disponer de toda la energía hidroeléctrica a través de **un sistema de concesión distinto o a través de una empresa pública** según se vayan liberando las concesiones hidroeléctricas, que permita intervenir o facilitar otra manera de ofertar energía" ante el desmesurado incremento de los precios para familias y empresas.

El ministro de Presidencia, Félix Bolaños confirmó ese planteamiento "en el medio y largo plazo", concretamente para "**cuando terminen las concesiones en todo caso**, porque la seguridad jurídica es muy importante", y sin que "en ningún momento" ese cambio de titularidad pueda afectar a concesiones en vigor.

¿Cuáles son esos plazos?

Discurren entre hoy mismo, descontadas las dos décadas que el Gobierno lleva desentendiéndose del asunto, y el año 2060, cuando venzan las últimas concesiones a perpetuidad que la Ley de Aguas rebajó, con el posterior refrendo de los tribunales, a 75 años. Eso da un margen de 39 años para recuperar el control íntegro del sector.

La primera central cuya titularidad revertió al Estado fue, **en 2003 y "con diez años de retraso"**, señala De Pedro, la de El Pueyo de Jaca, en Panticosa (Huesca), que explotaba Endesa. Unos años antes podría haber sido la de Naturgy en Peares (Lugo), pero el Gobierno de José Luis Rodríguez Zapatero decidió prorrogar los permisos hasta 2059, con lo que la instalación establecerá un récord de 149 años de funcionamiento.

¿Cuáles son las magnitudes del sector?

Según el último Informe del Sistema Eléctrico de Red Eléctrica, las centrales hidroeléctricas suman una **potencia instalada de 17.152 megawatios**, el 16,2% del total, con los que produjeron 30.614 gigawatios que cubrieron el 12,2% de la demanda, aunque otros años ha superado el 18%. **Viene a suponer la sexta parte** tanto de la potencia como de la producción energética del país.

¿Cómo influye la hidroeléctrica en el precio de la luz?

En los últimos meses se ha situado como la energía fundamental para fijar el precio mayorista de la electricidad, que ha encadenado varios récords históricos en el mercado español y que va a seguir haciéndolo en los próximos meses, al menos hasta el cambio del año.

La **flexibilidad que otorga el hecho de tener embalsada el agua** que activa las turbinas permite a las compañías ofrecer esa electricidad en las subastas horarias para cubrir las puntas de demanda en cualquier momento del día. Y lo hacen con un precio de oportunidad que, pese a tratarse de una energía de bajo coste por la amortización de las centrales tras décadas de explotación, supera a menudo al de las centrales de gas, las que hasta ahora más tiraban al alza de las tarifas.

¿Es eso legal?

En lo que se refiere a la gestión del agua, sin duda. Otra cosa es que organismos como la CNMC

(Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) puedan determinar que se trata de **prácticas especulativas irregulares para elevar los precios** o que suponen un abuso sobre los consumidores o que la Fiscalía pueda advertir indicios de delito en esas maniobras.

Los trasiegos de ese tipo se efectúan normalmente desde los embalses situados aguas arriba en los sistemas fluviales, ya que en los que los cierran por abajo las concesiones suelen ser estrictas con la cobertura de las demandas ecológicas, de abastecimiento y para usos agrarios e industriales. "Con las centrales bajo control público sería difícil que se utilizaran para especular con el precio de la luz", señala De Pedro.

¿En qué consiste una concesión hidroeléctrica?

Básicamente, en una autorización a una empresa para que gestione un salto de agua susceptible de generar energía hidroeléctrica tras construir la infraestructura necesaria, que son la presa o las canalizaciones además de la propia central. **El plazo de la concesión, de hasta 75 años, conlleva la entrega de esas instalaciones al Estado** por encontrarse en un espacio de dominio público, en el que además utilizan como fuerza motriz un bien de carácter público como el agua. Una vez vence ese plazo solo hay tres opciones: la prórroga, la reversión o el cierre de la central por obsoleta.

¿Cuántas reversiones de centrales ha habido hasta ahora?

Solo cinco, y todas en el Pirineo de Huesca, en la cuenca del Ebro: **El Pueyo de Jaca, la Auxiliar de Campo, Lafortunada, Barrosa y Urdiceto**. Las cuatro primeras están en explotación y son gestionadas por la CHE, que está valorando la viabilidad de la quinta por su altitud y circunstancias especiales. "Lo que propone el Gobierno ya lo hicimos en la CHE, y además con el PP gobernando", anota el expresidente aragonés del organismo de Cuenca.

¿Y cuántas podría haber?

Todas aquellas ante cuyo vencimiento las correspondientes confederaciones hidrográficas pongan en marcha los expedientes de reversión, **un trámite administrativo que, a su vez, depende de una decisión política**. En el caso de Lafortunada, la CHE tuvo que incoar dos expedientes tras dejar caducar el primero el Ministerio de Medio Ambiente en tiempos de Isabel García Tejerina.

En los próximos años vence el grueso de las más de **1.300 concesiones** de centrales hidroeléctricas vigentes en el país, tal y como muestra un estudio (vea el mapa aquí del Observatorio de Sostenibilidad). Solo en los próximos cinco años caducan los permisos de quince saltos cuya potencia instalada suma algo más de 304 megawatios, entre ellos los de Villalcampo (208) y Trespaderne (15,2), de Iberdrola; el de Priacés (18,2), que explota EDP, y el de Almoguera (10,6), de Naturgy. Hasta el final de la década lo harán las autorizaciones de otras once que suman 345, con las de Castro (197) y Burguillo (49), de Iberdrola y de Naturgy, como las más potentes.

¿Qué puede ocurrir con una concesión tras revertir?

"Es muy difícil que pueda volver a salir a licitación -explica De Pedro-, ya que el modelo de las concesiones se basa en la encomienda de una obra que se explota y que después, tras haber obtenido un beneficio, recupera la Administración. Pero ahora las presas ya están construidas, con lo que ese modelo carece de sentido".

¿Y de esto no se había hablado antes?

Sí, bastante en las dos anteriores legislaturas. En la 2016-2019 el Congreso llegó a tomar el consideración una proposición de ley de Unidas Podemos cuyo objetivo era reglamentar el proceso de reversión de los saltos que fueran caducando y cuya tramitación no llegó a finalizar. Meses después, en la fallida legislatura de 2019, ese grupo presentó una segunda iniciativa en el mismo sentido que caducó por la convocatoria electoral. Por otro lado, el anterior PHE (Plan Hidrológico del Ebro) incluía la previsión de que la Confederación Hidrográfica fuera asumiendo la gestión de las centrales de su demarcación cuya titularidad fuera revirtiendo a favor del Estado por la caducidad de las concesiones, y los documentos iniciales del actual también lo contemplan.

¿Cómo está la situación en Europa?

La participación pública en las empresas del sector eléctrico es más que frecuente, con casos como la posesión del 83,6% de las acciones de EDF (Electricité de France) por el Estado de aquel país, del 30% del italiano en Enel (dueña a su vez de Endesa) y **los paquetes de control (superiores al 50%) de Austria en Verbund, Suiza en Repower o Finlandia en Fortum**. Fuera de la UE, la canadiense Hydro Quebec es propiedad estatal al 100%, lo mismo que ocurre con IEC en Israel.

¿Cómo se explota una central revertida?

La CHE, que es el único organismo estatal que hasta ahora ha desempeñado esa tarea, adjudica en concurso a una empresa el mantenimiento de las instalaciones como responsable de la gestión, ya que el titular del aprovechamiento hidráulico es el Estado, y luego **vende la energía en el mercado, como el resto de productores**.

Eso le proporciona unos ingresos de en torno a dos millones de euros anuales solo en la central de El Pueyo, donde la **generación tiene un coste de en torno a un céntimo de euro por kilovatio**, la misma unidad cuyo precio de venta supera estos días los 12 al por mayor y los 28 al por menor.

¿Hay modelos públicos de gestión en España?

Las tres actividades del sector eléctrico, las de generación, distribución y comercialización, deben prestarse en España por separado, con empresas distintas. Desde la privatización de Endesa han seguido dándose ejemplos de gestión pública de centrales hidroeléctricas como las de Emasesa, la empresa municipal de abastecimiento de agua de Sevilla. En el campo de la comercialización, **hay empresas municipales en Cádiz y en Barcelona**, mientras otros ayuntamientos como el de l'Hospitalet de Llobregat explora la creación de un grupo de autoconsumo de renovables. Dos pequeñas localidades oscenses, Panticosa y Hoz de Jaca, son las primeras cuyas sociedades municipales gestionan la energía de centrales revertidas, que reciben en ambos casos a precio de coste mediante convenios con la CHE.

¿Hay más gestores públicos?

En el mercado eléctrico español se dan dos situaciones paradójicas. Por un lado, **tres de las principales operadoras del sector, como Endesa, EDF y EDP, están participadas por otros Estados** al controlar Italia el 30% de las acciones de la primera, tener Francia más del 83% de la segunda y poseer Portugal, Argelia, Catar y Abu Dabi sendas carteras del 2% al 4% en la tercera. Por otro, la polémica práctica de las 'puertas giratorias' revela una insólita querencia de las empresas privadas por disponer de consejeros y directivos procedentes de las administraciones y la actividad política.

¿Qué dicen los tribunales?

Tanto el Supremo como la Audiencia Nacional, y también algunos tribunales superiores, **han ido allanando el camino para la nacionalización** del sector hidroeléctrico al avalar las reversiones en el Pirineo, al respaldar la limitación de las concesiones a un máximo de 75 años y al determinar que, en caso de superar ese plazo, las compañías deberían indemnizar a la Administración por el enriquecimiento injusto que les habría proporcionado esa explotación excesiva de recursos públicos como el agua y los terrenos del cauce.

¿Hay más modelos?

De Pedro aboga por uno descentralizado, con las grandes centrales de titularidad estatal y gestionadas por las confederaciones hidrográficas, **las de tamaño mediano bajo control autonómico** y las de menor entidad en manos de las entidades locales de sus respectivas zonas.

"Es posible la gestión directa con un modelo descentralizado, incluso más aconsejable que la de la gran empresa pública estatal porque facilitaría más el reparto de la riqueza, aunque **lo necesario es que se vaya produciendo la reversión de las centrales**", indica el expresidente de la CHE, que recuerda como, con la construcción de los pantanos, "el territorio sufrió el impacto sin recibir nada a cambio, y tiene derecho a recibir una restitución".

¿Te has dado cuenta...

... de que no has tenido que pagar por esta información, ni por ninguna otra de Público? ¿Supone eso que no necesitamos ayuda? Para nada. Nuestra situación es muy complicada, pero sabemos que millones de personas, por su situación económica, no pueden acceder a las noticias que otros medios están cerrando con muros de pago. En Público seguimos luchando contra la desinformación con nuestro periodismo abierto y valiente.

Pero para mantenerlo, tu apoyo es imprescindible.

POR ELLAS, POR ELLOS, ÚNETE A PÚBLICO

