

LA EXTINCIÓN Y REVERSIÓN DE APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS: «EL DÍA DESPUÉS»

JOSÉ LUIS BERMEJO LATRE
Profesor Titular de Derecho administrativo
Universidad de Zaragoza

SUMARIO: I. UN GUION BASADO EN HECHOS REALES.– II. UN ESCENARIO CON TRES DECORADOS: 1. El Derecho de aguas. 2. El Derecho del sistema eléctrico. 3. El Derecho de los contratos del sector público.– III. UN PLANTEL DE ACTORES DESACOMPASADOS.– IV. TRES POSIBLES DESENLACES: 1. La nacionalización. 2. La privatización. 3. La comunitarización.– V. TELÓN.– VI. CRÉDITOS.

RESUMEN: El trabajo analiza la problemática derivada de la extinción de concesiones de aprovechamientos hidroeléctricos, explorando y valorando las distintas alternativas legales para la explotación de las instalaciones una vez éstas han revertido al Estado. Tras señalar algunas oportunidades de reforma normativa para mejorar el tratamiento de las centrales revertidas, se recomienda la opción por soluciones colaborativas público-privadas a largo plazo pero con una revisión del modelo retributivo que sea acorde con el sistema vigente de precios de la energía, en aras del interés general.

Palabras clave: concesiones; aprovechamiento hidroeléctrico; reversión; centrales hidroeléctricas; nacionalización; privatización; comunidades energéticas.

ABSTRACT: This paper analyses the problems issuing from the termination of hydroelectric concessions, exploring and assessing the alternatives offered by the Law for the operation of the hydroelectric power plants reverted to the State. After pointing out some opportunities for regulatory amendment to improve the legal treatment of reverted hydroelectric power plants, it advocates for long-term public-private agreements, suggesting a review of the remuneration model consistent with the current energy price system, for the sake of the public interest.

Key words: concessions; hydroelectric power plants; reversion; nationalization; privatization; energy communities.

I. UN GUION BASADO EN HECHOS REALES

España cuenta con una capacidad instalada para la producción de energía hidroeléctrica de 20.300 MW (casi la quinta parte del total del parque nacional). En los cinco últimos años, esta red de infraestructuras ha aportado

a la producción nacional entre 20.000 y 23.000 GWh (según el año haya sido «seco» o «húmedo»). El dato convencionalmente manejado refleja que la energía de fuente hidroeléctrica participa en el *mix* energético nacional con un 15%. Como es sabido, la generación hidroeléctrica es la tecnología de producción más antigua, y se basa en la explotación de un caudal de agua embalsado y turbinado, operación que requiere de un conjunto de recursos jurídicamente calificados de dominio público natural (el caudal y su vaso de almacenamiento) y artificial (las presas y sus accesorios, y las centrales hidroeléctricas). El 78% del total del agua embalsada con el propósito de generar energía eléctrica se concentra en cinco Comunidades Autónomas, y no precisamente de la «España húmeda» (un 30% en Extremadura, un 17% en Castilla y León, un 16% en Andalucía, un 10% en Castilla-La Mancha y un 8% en Aragón).

Mayores embalses y su fechas de reversión

Embalse	Cuenca	CC AA	Capacidad (hm ³)	Inicio concesión	Plazo 75 años
Jándula	Guadalquivir	Andalucía	322	1932	2007
Ricobayo	Duero	Castilla y León	1.145	1933	2008
Tranco de Beas	Guadalquivir	Andalucía	498	1944	2019
Ebro	Ebro	Cantabria	541	1945	2020
Alarcón	Júcar	Castilla y León	1.118	1955	2030
Barrios de Luna	Duero	Castilla y León	308	1956	2031
Entrepeñas	Tajo	Castilla y León	835	1956	2031
Cijara	Guadiana	Extremadura	1.505	1956	2031
Buendía	Tajo	Cast. -La Mancha	1.639	1958	2033
Mediano	Ebro	Aragón	435	1959	2034
Yesa	Ebro	Navarra	447	1959	2034
Canelles	Ebro	Aragón	679	1960	2035
Bárcena	Miño-Sil	Castilla y León	341	1960	2035
El Cenaño	Segura	Castilla y León	437	1960	2035
Santa Teresa	Duero	Castilla y León	496	1960	2035
Gabriel y Galán	Tajo	Extremadura	911	1961	2036
García de Sola	Guadiana	Extremadura	554	1962	2037
Bembazar	Guadalquivir	Andalucía	342	1963	2038
Orellana	Guadiana	Extremadura	808	1963	2038

Fuente: «Recuperación de las concesiones hidroeléctricas en España», Observatorio de Sostenibilidad.

Con carácter general, y desde luego en la experiencia española, la construcción y explotación de los elementos de dominio público artificial corres-

ponde a sujetos privados, a través de figuras concesionales (muy marginalmente arrendaticias) otorgadas por un período muy dilatado (setenta y cinco años). No obstante, dada la antigüedad de la implantación de este modo de producir energía, esos plazos originalmente dilatados están llegando a su fin en la actualidad, provocando paulatinamente la consecuencia legalmente prevista para estas situaciones: la reversión al Estado de las concesiones hidroeléctricas, con todos sus elementos construidos.

Según el informe titulado «Recuperación de las concesiones hidroeléctricas en España» presentado en septiembre de 2018 por el Observatorio de la Sostenibilidad, un 7% de las concesiones de dominio público hidráulico (medidas en caudal) ya habían expirado a esa fecha, y hasta 2030 otro irá caducando otro 8%. El propio Ministerio para la Transición Ecológica ha difundido que hasta 2030 expirarán doscientas cincuenta y cinco concesiones con una potencia total de unos 953 MW, que suponen el 5% del total de la capacidad hidroeléctrica instalada, a las que se suman unos veinte aprovechamientos (52 MW) ya extinguidos, alguno desde hace más de una década, que todavía no han revertido al Estado (1).

Estos datos revelan que la reversión de las concesiones va a dejar de ser un fenómeno ocasional emergente para convertirse en otro masivo y recurrente. Siendo inexorable, el objetivo a perseguir es la disposición de todos los medios jurídicos al alcance para lograr que el proceso de reversiones, que se prevé extendido en el tiempo, sea ordenado y se ajuste a la magnética realidad del panorama energético nacional y hasta mundial.

Se alude a los presuntos beneficios de las reversiones en términos económicos y sociales, sobre la base argumental de que las instalaciones, plenamente amortizadas, logran drásticamente disminuir el precio de la electricidad, y posibilitan un mayor control público de la gestión del agua (facilitando los desembalses y reasignaciones de usos en caso de necesidad). Como se verá, no han faltado iniciativas en pos de la publicación directa y total de la gestión de estas centrales, encomendada a los organismos de cuenca o a los entes locales en cuyo término se ubican. Más allá de estas posturas hay que situar las propuestas de desmantelamiento de las centrales y consiguiente demolición de las «infraestructuras grises» para la renaturalización de los ríos, al amparo

(1) La información detallada se incluye en la documentación del contrato adjudicado por la Dirección General del Agua en abril de 2022 a la consultora NTT Data (antes Everis) por c. 1.550.000 de euros, que tiene por objeto recabar orientaciones para afrontar las reversiones de infraestructuras y concursos de aprovechamientos hidroeléctricos, identificando oportunidades y necesidades de la administración hidráulica ante la extinción de las concesiones de aprovechamientos hidroeléctricos: *vid.* https://contrataciondelestado.es/wps/portal/!ut/p/b0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfjU1JTC3ly87KtUJLEnNyUuNzMpMzSxKTgQr0w_Wj9KMyU1zLcvQjPcONLHKcy82NjiOLqozdA1Nmi8yCA21f9Gtycx0BpAwl4Q!!/ .

de documentos oficiales tales como la Estrategia Europea para la Biodiversidad para 2030, las respectivas Estrategias Nacionales de Restauración de Ríos y de Infraestructura Verde, o la revisión del tercer ciclo de los planes hidrológicos de las demarcaciones (2021-2027) (2).

Sin embargo, estos procesos plantean problemas y retos notables, particularmente en sus momentos liminares, posteriores pero también anteriores. La situación transitoria es especialmente delicada, pues de su adecuada comprensión y su buena gestión depende el éxito de las reversiones. Destacan los desafíos de naturaleza económica (reducción de la producción y correlativo aumento de los precios de la energía, caída de ingresos fiscales, especialmente graves en para los municipios sede de estas centrales debido a la exención para el Estado del Impuesto de Actividades Económicas, ex art. 82.1.a del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, *por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales*). Pero no son menores los desafíos de tipo industrial (deterioro de las instalaciones de las centrales paradas y generación de un «hueco» en la red eléctrica que debe ser compensado), social (aumento de la tasa de desempleo y agravamiento de la despoblación rural), ambiental (degradación del entorno fluvial y lacustre, cese de la «progresión ambiental» debido a la no ejecución de mejoras ambientales) y jurídico (necesidad de corrección de los deslindes de los cauces, insuficiencia acreditada de medios para acometer la gestión pública de las centrales, disparidad de criterios y opciones para el mantenimiento de las centrales). Todo ello contribuye a crear un ambiente de inseguridad jurídica que merece una atención y, en la medida de lo posible, un esclarecimiento.

II. UN ESCENARIO CON TRES DECORADOS

Uno de los factores determinantes de la complejidad del marco regulador de las reversiones de los aprovechamientos hidroeléctricos es la presencia de tres dimensiones materiales en los objetos de la regulación y, con ello, la

(2) De acuerdo con la contestación del Gobierno a la pregunta de varios diputados del grupo popular sobre el «número de concesiones hidroeléctricas de las Confederaciones Hidrográficas que han caducado desde enero de 2020, así como actuaciones acometidas para revisar la caducidad de dichas concesiones» (BOCG-Congreso de los Diputados, XIV Legislatura, serie D, nº 327, 20 de septiembre de 2021, p. 148), 21 concesiones con apenas 37,7 MW de potencia han expirado desde enero de 2020. Desde entonces se ha ordenado la demolición a cargo del titular de doce de ellas, con una potencia de 15,38 MW, en las cuencas del Cantábrico, Tajo, Júcar y Ebro. Otras cuatro (11,8 MW) han sido revertidas y adscritas a las confederaciones del Cantábrico y el Ebro para su gestión directa. En dos (2,8 MW) se había iniciado el expediente de extinción, y en tres (7,2 MW) el trámite aún no había empezado. De los que se ha decidido destruir, la mayoría de la potencia (12 MW) corresponde a la presa de Los Toranes (Albentosa, Teruel), construida en 1954 y ubicada en el río Mijares.

necesidad de adoptar tres perspectivas jurídicas para abordar y resolver los problemas jurídicos que plantean. Las centrales hidroeléctricas se componen de elementos asentados sobre recursos hídricos, se integran en un sistema energético y su explotación y parada son fenómenos activados por figuras contractuales de Derecho público. Cada una de estas tres perspectivas jurídicas ofrece referencias que condicionan el planteamiento y la solución de los problemas, como se verá.

1. El Derecho de aguas

En primer lugar, la normativa en materia de aguas está compuesta básicamente, en lo que afecta a nuestra cuestión, por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, *por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas* (TRLA), el RD 849/1986, de 11 de abril, *por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico* (RDPH) y los planes hidrológicos de cada demarcación.

Coronadas por la Constitución estas normas revelan un marcado protagonismo estatal y una residual presencia autonómica en el asunto (3). Aunque la competencia en materia de «proyectos, construcción y explotación de los aprovechamientos hidráulicos... de interés de la Comunidad Autónoma» puede ser considerada como autonómica nativa ex art. 148.1.10 CE, lo cierto es que sobre este título prima la cláusula de supraterritorialidad hidrológica recogida en el 149.1.22 CE (y la jurisprudencia constitucional que lo ha interpretado). En efecto, se atribuye al Estado la competencia exclusiva para «la legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma, y la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad (...)». Estas circunstancias —que las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma y que el aprovechamiento de las instalaciones eléctricas afecte a otra Comunidad— concurren, ya sea por razones geográficas o por la propia configuración del sistema eléctrico, en la práctica totalidad del país. Así pues, tanto la titularidad como la gestión de los aprovechamientos hidroeléctricos competen exclusivamente a la Administración General del Estado, al

(3) El diseño de la regulación específica sobre la concesión para los aprovechamientos hidroeléctricos se encuentra en los arts. 53.4 y 59.4 TRLA, así como en los arts. 89.4, 109, 115.3.b), 153 y 154, 132 a 135, 162 del RDPH. Esta normativa se encuentra en proceso de reforma, a instancias de la Empresa (estatal) para la Gestión de Residuos Industriales (EMGRISA), que adjudicó un contrato de asistencia para la reforma de la Ley de Aguas y Reglamento del Dominio Público Hidráulico por 60.000 euros al despacho Gómez-Acebo & Pombo. Vid. https://contrataciondelestado.es/wps/portal/!ut/p/b0/04_Sj9CPykyssy0xPLMnMz0vMAfjU1JTC3ly87KiUJLEnNyUuNzMpMzSxKTgQr0w_Wj9KMyU1zLcvQjA7xUDSyMw4r di4MNyyLzQrID_QxUDalcbW31C3JzHQFho45m/.

margen de su localización territorial (excepto en las cuencas intraautonómicas), siendo muy limitado el alcance de las competencias autonómicas en el caso de cuencas intercomunitarias (4). Las Comunidades Autónomas pueden ejercer competencias sobre hipotéticos aprovechamientos hidroeléctricos de interés regional, pero reducidas, en las cuencas hidrográficas intercomunitarias, a la promoción de los mismos (y dejando aparte, además, el hecho de que el amplio concepto de obra hidráulica de interés regional se ve condicionado por el preferente de obra hidráulica de interés general). También pueden participar en la promoción, construcción y explotación de aprovechamientos hidroeléctricos ajenos a su iniciativa, pero ya al amparo de competencias laterales (ordenación del territorio y medio ambiente, fomento económico e industrial) y con los instrumentos y limitaciones admitidos por la jurisprudencia del Tribunal Constitucional (5).

El segundo de los elementos que aporta la normativa de aguas a la cuestión es la posibilidad, si no la preferencia, de que la construcción y operación de las centrales hidroeléctricas corresponda a sujetos privados mediante concesión demanial. A la vista de la extensión y de la densidad de la normativa dedicada al sistema de explotación de los recursos hídricos con fines de generación hidroeléctrica, y considerando las características de las instalaciones necesarias para ello, el legislador parece ser consciente de que la concesión es el instrumento más apropiado para armonizar los intereses públicos, empresariales y de los consumidores. Gracias a ella, unos bienes demaniales (los vasos de los embalses y los caudales almacenados) son utilizados de manera privativa (exclusiva y permanente) para la producción de un bien de mercado pero de interés colectivo (la costosa e imprescindible energía eléctrica), bajo

(4) Así desde la STC 161/1996 de 17 de octubre (inconstitucionalidad de la Ley de la Administración Hidráulica de Cataluña de 1987) y antes, en la jurisprudencia ordinaria (STS de 15 de junio de 1990, asunto «Canales de Urgel»).

(5) Los instrumentos son la sujeción de las operaciones de competencia estatal a informes o autorizaciones autonómicos previos, o la prohibición de realizar determinadas construcciones o infraestructuras. Las limitaciones serían el carácter facultativo de los informes (solo vinculantes si así lo prevé una norma básica estatal: SsTC 154/2014 de 25 de septiembre y 182/2014 de 6 de noviembre, inconstitucionalidad de sendas leyes de declaración de sendos parques naturales de Castilla-La Mancha), la prohibición de que las autorizaciones interfieran o perturben el ejercicio de las competencias estatales (SsTC 166/2000, de 15 de junio, inconstitucionalidad de la Ley navarra de protección de la fauna), el veto a que las Comunidades Autónomas fijen caudales circulantes mínimos en masas de agua ubicadas en su territorio (STC 123/2003, de 19 de junio, inconstitucionalidad de la Ley de pesca de Extremadura) o exijan su autorización para agotar o disminuir el volumen de agua embalsada o circulante, o prohíban la instalación de centrales hidroeléctricas u otras actividades en determinados tramos de ríos (STC 166/2000), salvo que se trate de instrumentos de protección de espacios naturales, con la salvaguarda de «razones imperiosas de interés público de primer orden» (SsTC 154 y 182/2014).

la tutela estricta y con la participación de la Administración en el éxito de las operaciones (percibiendo ingresos fiscales durante su vida útil, e incorporando las obras e instalaciones construidas al patrimonio público al finalizar la relación concesional). Todos ganan, sin necesidad alguna de compromiso financiero de la Administración.

El régimen concesional es muy completo, alcanzando también a la reversión de los aprovechamientos hidroeléctricos en el momento de su extinción. Sin embargo, los preceptos aplicables del RDPH (y, por extensión, las disposiciones normativas de los planes hidrológicos) parecen recoger reglas pensadas para el otorgamiento de concesiones hidroeléctricas de nuevo cuño, más que para la novación de éstas. Al margen de esta crítica, fácilmente soslayable gracias a una interpretación extensiva de las reglas, el procedimiento a seguir es claro y cierto. La reversión es gratuita y obligatoria, debe ser impulsada por el organismo de cuenca competente tras la preceptiva consulta pública y debe ir acompañada de una propuesta razonada sobre el futuro del aprovechamiento que recoja recomendaciones sobre la continuidad de la explotación, la adscripción de la titularidad de las infraestructuras e instalaciones, su gestión o demolición (ex art. 165 *bis* RDPH (6)). Este mismo precepto establece que si se opta por continuar la explotación, procede tramitar «el correspondiente contrato de servicios o el concurso público de explotación del aprovechamiento», lo que confirma el sesgo colaborativo público-privado y, en todo caso, procompetitivo, arriba indicado.

Los contenidos mínimos del pliego de bases del concurso se relacionan en la norma, consistiendo en el objeto (obras hidráulicas utilizables) y el régimen normal de uso del embalse o canal y las «condiciones hidráulicas» (lo que remite al recién reformado art. 55.2 TRLA); el plazo máximo de la concesión (para cuyo establecimiento no se disponen reglas ni criterios, más allá del límite máximo de setenta y cinco años) y la fecha del comienzo y fin de las obras necesarias (se entiende, para las concesiones revertidas, que se refiere a obras de adaptación o mejora de las instalaciones); la cantidad, precio y punto de entrega de la energía a suministrar a la AP (lo que evoca el régimen de la llamada «energía reservada» (7)); el canon anual, su forma de cálculo

(6) En esta misma línea, el art. 28.4 del proyecto de Plan Hidrológico de la Demarcación Ebro (revisión de tercer ciclo 2021-2027) dispone que «en los procedimientos de extinción de los derechos relativos al aprovechamiento de saltos hidroeléctricos, la propuesta relativa a la continuidad del salto atenderá a su viabilidad económica y ambiental».

(7) El concepto de la llamada «energía reservada» (y su regulación) se vincula a las concesiones hidroeléctricas de primera generación, momento en que con su previsión en algunas cartas concesionales se pretendía territorializar los rendimientos por vía patrimonial y no fiscal. La Confederación Hidrográfica del Ebro instó en su día a ENDESA a entregar el producto de esta «energía reservada» con efectos retroactivos desde el año 2012. Vid. nota de prensa de la CHE de 24 de enero de 2014 <http://oph.chebro.es/Notasprensa/PDF/4290/4290.pdf> .

(compuesta de una parte fija —para cuya determinación no hay reglas específicas— y otra variable —calculada a razón de una cantidad fija por KWh generado, para cuya determinación, de nuevo, tampoco hay reglas—) y revisión y el precio de la energía para la Administración; las medidas de garantía de la reversión de instalaciones en condiciones de conservación; y otros aspectos (una enigmática «máxima utilización de la energía de posible obtención»).

2. El Derecho del sistema eléctrico

En cuanto al segundo de los grupos normativos incidentes en el fenómeno de los aprovechamientos hidroeléctricos, cabe destacar su alineamiento con el anterior en cuanto al protagonismo estatal, aunque el espacio para el ejercicio de competencias autonómicas se amplía considerablemente, dada la disociación de los títulos administrativos necesarios para habilitar estas operaciones: el demanial (para embalsar y turbinar los caudales, correspondiente a la autoridad estatal en las cuencas intercomunitarias) y el industrial (para funcionar las instalaciones hidroeléctricas, correspondiente a la Administración autonómica en función de la potencia instalada) (8). No obstante, el dato más interesante de la regulación en lo que aquí toca es la proclamación, entre los principales objetivos del sistema eléctrico, de la necesidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste. Por este motivo se sujeta a autorización administrativa la puesta en funcionamiento, la modificación, el cierre temporal, la transmisión y el cierre definitivo de las instalaciones de producción, obligándose a los productores a mantener la explotación y la capacidad de producción en todo momento y, en caso de suspensión, a reiniciarla en un plazo inferior a tres años, so pena de caducidad del permiso de acceso a la red (ex arts. 33.8 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico* y 26.1.b) RD 1183/2020, de 29 de diciembre, *de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*) (9). En cuanto a la modalidad específica de producción hidroeléctrica, rige una normativa específica para la puesta en funcionamiento

(8) Así lo dispuso la STC 74/1992 de 14 de mayo, reconociendo a la Administración aragonesa la competencia para autorizar y aprobar el proyecto de ampliación de la central hidroeléctrica de El Pueyo (Huesca).

(9) En el mismo sentido, el art. 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, *por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica* establece rígidos calendarios para la puesta en funcionamiento de instalaciones de generación de energía eléctrica, sujetando a plazos el cumplimiento de los hitos administrativos que median desde la obtención del permiso de acceso a la red hasta la de la autorización administrativa de explotación definitiva.

de ciertas «minicentrales» (10). Conforme al RD 916/1985, de 25 de mayo, *por el que se establece un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 KVA* (medida equivalente a unos 4,5 MW de potencia instalada), se acumula en un único expediente las autorizaciones industrial (de unidades de producción) e hídrica (la concesión del uso de las aguas), bastando para obtener esta última un informe favorable de la Administración competente en materia de energía. El diseño de esta normativa, como puede advertirse, se orienta hacia la garantía de continuidad y la maximización de la producción energética.

3. El Derecho de los contratos del sector público

El tercero de los bloques normativos que componen el complejo escenario en el que se desenvuelven los procesos de reversión es el relativo a la contratación pública. Ello es así porque, si bien las concesiones de aguas para uso hidroeléctrico cuentan con una regulación propia relativamente exhaustiva, la fase en la que entran las centrales revertidas no tiene tanto que ver con esa regulación sino con la que posibilita su explotación, como objetos de Derecho público, por parte de sujetos privados. Así ha sucedido ya en las primeras experiencias de gestión, presumiblemente directa, de las centrales revertidas por parte de las autoridades hídricas que han optado por acometerla. En efecto, la Confederación Hidrográfica del Ebro ha sido pionera en la recuperación de cinco centrales hidroeléctricas continuando su explotación a través de operadores privados y mediante contratos administrativos de servicios (11). También la

(10) Los aprovechamientos hidroeléctricos se clasifican y denominan en tres categorías en función de su potencia instalada: «centrales hidroeléctricas de gran potencia» las de potencia superior a 10 MW, «minicentrales» las de potencia inferior a 10 MW y «microcentrales» las de potencia inferior a 1 MW. Más allá de sus relevantes diferencias, cabe trazar una somera correspondencia entre las magnitudes relativas a la potencia instalada o nominal (y aparente) y a la producción, en lo que se refiere a energía hidroeléctrica: cada MW de potencia podría rendir a 1 GWh/año.

(11) La central de El Pueyo (Panticosa, Huesca), con una potencia instalada de 15 MW y una producción de c. 63 GWh/año, fue revertida en julio de 2013. El coste de producción estimado se reduce hoy a un céntimo de euro por kWh, y rinde unos dos millones de euros anuales. En junio de 2020 se adjudicó el contrato de «operación, mantenimiento y gestión de incidencias» por un plazo de 2 años y un importe de 333.000 euros a SEYS MEDIOAMBIENTE (https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/49f9fc2c-ad09-46a1-a2ba-acd866a5d8a0/DOC_CAN_ADJ2020-227837.pdf?MOD=AJPERES).

La central auxiliar de Campo (Campo, Huesca), con una potencia instalada de 1,7 MW, fue revertida en agosto de 2017, adjudicándose el contrato de operación, mantenimiento y gestión de incidencias por un plazo de dos años y un importe de 253.000 € a

Confederación Hidrográfica del Duero ha optado por la misma fórmula (12). De la documentación de todas estas licitaciones cabe extraer elementos interesantes para la reflexión, siendo criticable el recurso sistemático a los contratos de servicios sin explorar alternativas respecto a las figuras negociales ajenas a la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de *Contratos del Sector Público*, tales como los «contratos de explotación de bienes patrimoniales» (tal es la naturaleza de las centrales revertidas, conforme al art. 16 de la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, del *Patrimonio de las Administraciones Públicas*, por más que algunos de sus elementos integrantes —los naturales— mantengan su naturaleza demanial) o de arrendamiento de las instalaciones (recuérdese en este caso que solo cabe incluir prestaciones propias de los contratos típicos si su

ACCIONA (https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/b4329b56-68fa-4145-8d0a-39a0dee5c86e/DOC_CAN_ADJ2020-236066.pdf?MOD=AJPERES).

La central de Barrosa (Parzán, Huesca), con una potencia instalada de 3,6 MW, fue entregada a la Confederación Hidrográfica para su gestión en febrero de 2018, tras haber expirado el contrato de operación, mantenimiento y gestión de incidencias adjudicado por un año y 210.000 euros a ACCIONA (https://contrataciondelestado.es/wps/portal/!ut/p/b0/04_Sj9CPYkssy0xPLMnMz0vMAfijU1JTC3Iy87KtUJLEnNyUuNzMpMzSxKTgQr0w_Wj9KMyU1zLcvQjzVLLnT1NLLSNDUvMMyxMVQ0KcnOL08ptbfWBDEcAbC7YKw!!/).

La central de Urdiceto (Bielsa, Huesca), con una potencia instalada de 7,2 MW y una producción de c. 600 MWh/año, fue entregada a la Confederación Hidrográfica en febrero de 2018, hallándose parada y a la espera de la licitación del oportuno contrato de mantenimiento y gestión.

Finalmente, la central de Lafortunada-Cinqueta (Lafortunada, Huesca), con una potencia instalada de 40,8 MW y una producción de c. 90,7 GWh/año, vio expirar su concesión en julio de 2017 aunque no fue entregada por ENDESA hasta noviembre de 2019. En el ínterin ENDESA mantuvo el aprovechamiento, so pretexto de que el descarte definitivo del proyecto de embalse de Jánovas en 2005 le ameritaba una ampliación del plazo concesional. La Audiencia Nacional, en sentencia 585/2020 de 28 de febrero, desestimó sus pretensiones y condenó a la compañía a abonar al Estado una suma de casi veinte millones de euros, por el aprovechamiento irregular obtenido. Tras más de un año parada, el contrato de operación y mantenimiento fue adjudicado por dos años y un importe de c. 1.080.000 euros a ACCIONA (https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/42768383-fbad-4e85-96d5-87040374d93d/DOC_FORM2021-610404.pdf?MOD=AJPERES), mientras simultáneamente se redactaba un nuevo pliego para un nuevo concurso que habilite el aprovechamiento a más largo plazo.

Vid. DE GALÁN SORALUCE, F: *Centrales hidroeléctricas y presas del Alto Aragón*, ed. Fundación ESTEYCO, 2012.

(12) Se trata de las minicentrales de Láncara (Sena de Luna) y Lugán (Vegaquemada), ambas en la provincia de León, ambas repuestas en funcionamiento tras largos períodos de latencia, ambas programadas para su explotación por adjudicatarios por plazos dilatados (30 años como máximo para Láncara y 20 para Lugán, aunque se adjudicó por 17 a la empresa OMMHSA: los pliegos de estos concursos suelen otorgar mayor puntuación a quien se comprometa a reducir el plazo de partida fijado en la convocatoria). Otras confederaciones seguirán este camino, por ejemplo la del Miño-Sil, que pretende licitar la explotación de tres pequeñas centrales cuya licencia expiró entre 2016 y 2018 y que siguen explotando empresas privadas (El Pelgo, Enviande y Castadón).

valor estimado es inferior a la mitad del importe total del negocio y, a su vez, mantienen con la prestación característica del contrato patrimonial relaciones de vinculación y complementariedad). En esta misma línea, también cabría considerar la opción por contratos de concesión de obras, admisibles para la «conservación y mantenimiento de elementos construidos», consistiendo la contraprestación en el derecho a explotar la obra (y, en su caso, percibir un precio), permitiendo el art. 14 de la LCSP incorporar a las obligaciones del contratista el deber de «adecuación, reforma y modernización de la obra para adaptarla a las características técnicas y funcionales requeridas para la correcta... realización de las actividades económicas que soporta».

Por lo demás, en cuanto a los procedimientos de licitación, cabe reflexionar seriamente sobre la viabilidad y aun idoneidad del procedimiento negociado para la definición de condiciones económicas óptimas y equitativas en la explotación de centrales revertidas por terceros. Hasta la fecha se han licitado los contratos de servicios a través de procedimientos abiertos, aunque los organismos de cuenca podrían recurrir al procedimiento restringido preseleccionando a ciertas empresas en atención a su solvencia (art. 160 LCSP). No obstante, emerge la posibilidad de optar por el procedimiento negociado con publicidad en el entendido de que la prestación demandada (la operación de las centrales revertidas) incluye un proyecto o solución innovadora, o si se considera y se acredita que la prestación reviste una naturaleza, complejidad o configuración jurídica o financiera especial que justifica una mayor flexibilidad del procedimiento de selección del operador (art. 167 LCSP). Sería incluso posible licitar estos contratos de servicios mediante procedimientos negociados sin publicidad si se tiene en cuenta que su objeto es concertar un servicio en condiciones especialmente ventajosas con un proveedor que cese definitivamente en sus actividades comerciales... o a través de un procedimiento de naturaleza análoga al concursal o judicial, entendiendo por tal el procedimiento administrativo de reversión (art. 168.d) LCSP). Residualmente, y para la creación de comunidades de energía, las figuras de la «asociación para la innovación» y la «compra pública de innovación». En cualquier caso, la atención debe fijarse no tanto en los instrumentos sino en las contraprestaciones que incorporen, particularmente las vinculadas a los costes de operación de las centrales y los precios de venta de la energía producida.

III. UN PLANTEL DE ACTORES DESACOMPASADOS

En este complejo escenario están llamados a desempeñar su papel diversos actores, cuyas voluntades no están plenamente alineadas, ni siquiera cuando aquéllos son entes públicos y éstas deberían converger en un objetivo común: el interés general.

Por un lado, en el plano estatal, hay varios actores implicados en este proceso, bajo el estrellato del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Los protagonistas serían los organismos de cuenca, que deben ejecutar tempestivamente la reversión de estas centrales hidroeléctricas, si bien es notorio que la reversión de algunas concesiones se ha demorado hasta varios años por diversas razones (falta de información actualizada, ausencia de criterios ministeriales, carencia de medios burocráticos, filibusterismo de los concesionarios cesantes, etc.). Convendría llamar la atención acerca de la posible entrada en escena de colaboradores inestimables en concepto de medios propios, tales como las empresas públicas ACUAES y ACUAMED, TRAGSA o TRAGSATEC, el propio operador del sistema eléctrico nacional (REE) o el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDEA). Estos entes bien podrían auxiliar a los organismos de cuenca, sobre todo en la fase de transición entre la recuperación de las centrales y la opción definitiva, en su caso, por su gestión privada.

Enfrente se encuentran las empresas del sector de la energía hidroeléctrica, tanto las concesionarias cesantes (las grandes operadores son, en este orden, Iberdrola, Endesa y Naturgy, Acciona, Repsol y EdP) como a las entrantes. Las empresas cesantes suelen ser proclives a prolongar al máximo sus concesiones acometiendo obras de ampliación o solicitando aumentos de caudales, demorando así las reversiones (13). Ante la inexorabilidad de la reversión de las concesiones expiradas y la eventual reforma del régimen concesional, la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) ha llegado a afirmar que la gestión pública de las centrales hidroeléctricas —ya sea directamente o a través de un medio propio— podría ser contraria a Derecho por restringir la libre competencia en la generación eléctrica, apuntándose que la decisión de explotar las centrales revertidas debe ser motivada atendiendo a sus consecuencias pro o anticompetitivas.

Por su cuenta, los municipios donde radican las centrales, individualmente y agrupados en torno a asociaciones regionales (por ejemplo, la Asociación de Entes Locales del Pirineo Aragonés-ADELPA) o nacionales (la Federación de Asociaciones y Municipios con Centrales Hidroeléctricas y Embalses-FEMEM-

(13) Tal es el caso de la central de Os Peares (Lugo), cuya concesión originaria data de 1910, fue ampliada en 1948 y de nuevo en 2009 mediante sucesivos aumentos de caudales, encontrándose vigente hasta 2059; o la de Ricobayo (Zamora), cuya concesión originaria data de 1926 pero fue prorrogada hasta 2040 con motivo de la ampliación de las instalaciones. El plazo máximo de la concesión no puede superar los setenta y cinco años, incluyendo la posible prórroga de hasta diez años, consentida sólo en el caso de que se realicen inversiones u obras (art. 97 RDPH). La explotación de los aprovechamientos hidroeléctricos más allá del plazo concesional o su prórroga se reputa irregular, debiendo el concesionario compensar ese quebranto del interés general mientras persista el aprovechamiento: *vid.* el caso de la central de Lafortunada-Cinqueta relatado en la nota 10.

BALSES) mantienen una postura de rechazo total a la explotación privada de los aprovechamientos hidroeléctricos, reclamación al Estado de compensaciones por las pérdidas fiscales derivadas de las reversiones (tanto el cese de la producción como la asunción de la explotación por parte de los organismos de cuenca les resta ingresos fiscales en concepto de IAE) y reinversión en sus territorios del beneficio de las centrales revertidas (14). Además, algunas de estas reivindicaciones han sido planteadas en sede judicial con éxito, por ejemplo la reversión a su favor de los terrenos forestales de titularidad municipal ocupados originariamente por las instalaciones (15). Estas posturas son secundadas por algunos sectores de la sociedad civil, siendo reseñable el caso de la iniciativa legislativa popular impulsada a escala autonómica por la asociación «Aragón Suma» en la dirección de la «devolución» a los territorios de la energía generada por estas centrales.

Sin embargo, la lógica de la restitución económica a los municipios (presente en las normas, por ejemplo en el art. 67.2 del Anexo XII del RD 1/2016, de 8 de enero, anexo que recoge las disposiciones normativas del todavía vigente Plan Hidrológico de la Demarcación del Ebro), ha decaído en favor de la aplicación de los beneficios obtenidos por la explotación a la mejora del dominio público hidráulico en toda la cuenca (16). Ello no ha impedido que,

(14) Vid. las propuestas alumbradas en la reunión mantenida por la DPH y ADELPA en 2019 https://www.dphuesca.es/hemeroteca-2019/-/asset_publisher/0kawSmS6LHBg/content/el-grupo-de-agua-y-energia-en-la-dph-se-centra-en-la-via-legislativa-para-luchar-por-las-necesarias-y-urgentes-compensaciones-para-el-territorio, y el manifiesto de FEMEMBALSES de 20 de diciembre de 2020 <http://www.femembales.org/ficheros/manifiesto-sobre-el-futuro-de-la-caducidad-de-las-concesiones-hidroelectricas-en-espana.pdf>.

(15) La STS 518/2019 de 11 de abril, haciendo valer el principio de jerarquía normativa a la luz de los arts. 53.4 TRLA y 89.4 RDPH, anuló el art. 52.3 del Anexo XII del RD 1/2016 de 8 de enero (revisión de segundo ciclo 2015-2021 de los Planes Hidrológicos), ciondo la reversión gratuita exclusivamente a las instalaciones localizadas dentro del dominio público hidráulico, permitiendo que las infraestructuras y bienes situados en el dominio público forestal local revertieran a los municipios donde radican estos aprovechamientos y no al Estado. En efecto, el art 89.4 RDPH obliga a revertir todas las obras construidas dentro del dominio público hidráulico, «sin perjuicio del cumplimiento de las condiciones estipuladas en el documento concesional». Esta cláusula de cierre fue invocada, con éxito, por los Ayuntamientos de Bielsa, Laspuña, Panticosa, Plan, San Juan de Plan y Tella-Sin, municipios en cuyos términos se ubican centrales revertidas.

(16) Inicialmente por la Confederación Hidrográfica del Ebro, que fue luego respaldada por la Audiencia Nacional en su sentencia 1031/2020 de 12 de marzo, donde se afirma que en el caso de «extinción, por el transcurso del plazo de una concesión de titularidad estatal, correspondiendo a la Administración del Estado que la otorgó los derechos económicos derivados de la misma, sin que los Ayuntamientos recurrentes que no otorgaron dicha concesión estén legitimados para cuestionar... la compensación acordada de los beneficios que pudieran corresponder al Estado por dicho desfase con los derechos económicos que puedan derivar a favor del concesionario del expediente de compensación de los saltos...».

en algunos casos, la explotación de las centrales revertidas haya permitido una cierta reducción en el precio del suministro de energía a ciertos Ayuntamientos, mediante la firma de convenios interadministrativos (por ejemplo, entre la Confederación Hidrográfica del Ebro y los Ayuntamientos de Panticosa y Hoz de Jaca, en la provincia de Huesca). En todo caso, la lógica de la restitución sigue teniendo cierto predicamento, como puede apreciarse en el art. 50.2 del proyecto de Plan Hidrológico de la Demarcación Ebro (revisión de tercer ciclo 2021-2027) establece que «Los rendimientos del organismo de cuenca por la explotación de aprovechamientos hidroeléctricos o de las reservas de energía, se destinarán al cumplimiento de las funciones atribuidas en los artículos 23 y 24 del TRLA, en particular cuando a través de ellas se favorezca la restitución económica y social del territorio que los genera, se atienda a la restauración medioambiental y a las necesidades energéticas de los servicios públicos de gestión del agua en la cuenca».

IV. TRES POSIBLES DESENLACES

Una vez producida la reversión, la asunción de la titularidad de las instalaciones aboca a los organismos de cuenca a reaccionar inmediatamente de tres posibles maneras: parando las centrales, operándolas con sus propios medios o licitando contratos de servicios para la «operación, mantenimiento y gestión de incidencias» de las instalaciones.

Una cuarta reacción posible sería autorizar la continuidad de la explotación a precario hasta que se adopte una decisión definitiva sobre el destino de las centrales, a modo de cuanto sucede durante los procesos de construcción y carga de embalses, en cuyos lechos por llenar se permite realizar cultivos de ciclo anual. El concesionario cesante sería considerado precarista, imponiéndose la necesidad de definir un esquema de reparto de costes y, sobre todo, de los beneficios de la explotación claudicante. Asimismo, vendría homologar las condiciones económicas y circunstanciales de estas fórmulas transitorias, dada la ausencia de normas y el difícil traslado de las que rigen para las concesiones de nueva factura sobre elementos tales como el canon o la fianza exigida por el art. 134.4 RDPH).

En todo caso, lo que resulta indudable es la posibilidad —y conveniencia— de anticipar la activación de los procesos de transición a la nueva titularidad al momento de la reversión, conforme a lo dispuesto en los arts. 153.2 («Las solicitudes de aumento de plazo —concesional— no se admitirán durante los últimos tres años de vigencia de la concesión» y 164.1 («Los expedientes de extinción del derecho por transcurso del plazo de la concesión se podrán iniciar tres años antes de expirar su vigencia, de oficio o a instancia de parte») del RDPH, interpretados de manera extensiva.

Pero no es la reacción inmediata lo que interesa, sino el desenlace definitivo de la trama planteada en torno a las instalaciones. A continuación se exponen los tres posibles desenlaces, todos convergentes, en mi opinión, en la necesidad de apostar por la especialización técnica, la eficiencia administrativa y la optimización económica, mediante el recurso a la colaboración público-privada.

1. La nacionalización

En estos momentos hay más de cuarenta centrales, con una potencia instalada total de c. 250 MW explotados directamente por el Estado, mayoritariamente por las confederaciones hidrográficas (más de 150 MW) y otros entes públicos. En su momento se planteó la idea, luego desechada, de crear una sociedad mercantil estatal de pequeño tamaño que centralizase la explotación de las instalaciones revertidas. La publicación de la gestión de las centrales goza de buena reputación, pero está teñida de un marcado tinte ideológico o identitario (17). De hecho, el concepto de «explotación directa» puede resultar equívoco, pudiendo entenderse en sentido estricto o amplio. En el primero de los casos, las entidades públicas —notablemente, los organismos de cuenca— gestionarían con sus propios recursos humanos las instalaciones, lo cual no se compadece con la realidad.

A la vista de las funciones legalmente encomendadas a los organismos de cuenca (arts. 22 y 23 TRLA, y 25 y 26 del RD 927/1988, de 29 de julio, *por el que se aprueba el Reglamento de la Administración Pública del Agua*), no parece que éstos puedan desempeñar el papel de productores de energía. En todo caso, de hacerlo, conforme a los arts. 21 y 22 y 53 de la LSE deberían contar con la preceptiva autorización e inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, con todos los deberes y obligaciones que ello entraña.

También la explotación directa en sentido estricto se puede realizar a través de «encargo a medios propios», considerando tales las empresas públicas normalmente vinculadas a los organismos de cuenca (ACUAES y ACUAMED, TRAGSA y/o TRAGSATEC). A tal efecto, convendría ampliar sus respectivos objetos sociales, o proceder a una relectura de los vigentes para entender que la explotación de centrales revertidas puede formar parte del concepto genérico de «gestión de obras hidráulicas».

(17) La nacionalización de las centrales hidroeléctricas es una aspiración formal de partidos políticos de izquierda: en su día el Grupo Parlamentario Confederal de Unidos Podemos-En Comú Podem-En Marea presentó a tal efecto la proposición de ley nº 122/000177, publicada en el BOCG de 16 de febrero de 2018, disponible en https://www.congreso.es/public_oficiales/L12/CONG/BOCG/B/BOCG-12-B-209-1.PDF. También las Cortes de Aragón aprobaron una proposición no de ley nº 142/16, sobre la desprivatización de los saltos hidroeléctricos: *vid.* [http://bases.cortesaragon.es/bases/original.nsf/\(DSCA1\)/519B88ACC1F471EEC125834D0030D892/\\$File/DSCA_20_Pleno_2016-04-07y08.pdf?OpenElement](http://bases.cortesaragon.es/bases/original.nsf/(DSCA1)/519B88ACC1F471EEC125834D0030D892/$File/DSCA_20_Pleno_2016-04-07y08.pdf?OpenElement).

En sentido amplio, la explotación directa encubre situaciones de colaboración público-privada como las que aquí se defienden, debido a la insuficiencia de medios reconocida por los propios organismos de cuenca (18). La explotación directa es, en realidad, mediada por contratos de explotación de las centrales revertidas («operación, mantenimiento y gestión de incidencias») que presentan escasas diferencias, ontológicamente hablando, con nuevas concesiones. Como se ha dicho en el epígrafe 2 de este análisis, la fórmula contractual utilizada plantea cuestiones de cierto interés, pero es su diseño interno lo que merece una reflexión detenida, en lo relativo al plazo de la operación, la imposición al colaborador privado de obligaciones de carácter técnico, ambiental o social, y, sobre todo, el diseño del sistema retributivo más adecuado (siendo dudosa la conveniencia de trasladar sin adaptaciones la fórmula del art. 133 RDPH) (19).

No parece plantear problema alguno la articulación de los procedimientos de adjudicación y concesión demanial, pues ésta no sería necesaria en este caso, siendo lo procedente el establecimiento de una reserva demanial de los caudales a turbinar (20).

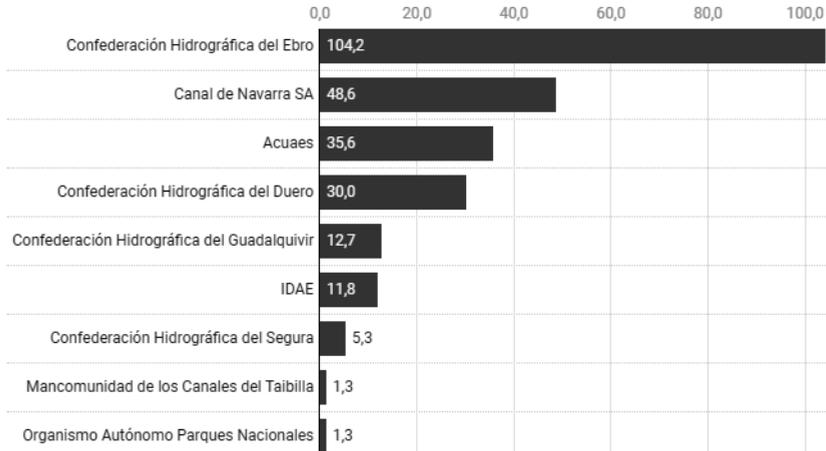
(18) Una argumentación razonada y razonable, en este sentido, figura sistemáticamente en los «Informes de suficiencia de medios» incluidos en los expedientes de contratación de los servicios para la operación, mantenimiento y gestión de incidencias de las centrales hidroeléctricas revertidas en la demarcación del Ebro: «... cabe tener en cuenta que la explotación de una central eléctrica y de sus instalaciones asociadas es una actividad completamente ajena a las actividades habitualmente desarrolladas por el personal de esta Confederación. Además, existen algunas tareas para las que los trabajadores deben disponer de ciertas habilitaciones administrativas, de las cuales no dispone el personal de esta Confederación. Tampoco se dispone entre nuestro personal de los conocimientos necesarios para la realización de las labores objeto de este contrato de servicios. Por todo lo anterior, se hace necesaria la contratación de una empresa externa que realice los trabajos indicados en el Pliego de Bases incluido en este expediente de contratación. Algunos de los trabajos a realizar son el mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones, así como disponer de un servicio de gestión de incidencias que asegure, en el menor tiempo posible, la presencia en las instalaciones de personal especializado para realizar las operaciones oportunas o para hacerse cargo de la operación *in situ* de la Central... y de la presa... ante eventuales alarmas del sistema o fallos de comunicación».

(19) RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ, D. «Sobre los costes, los precios y el mercado de la electricidad», en *Estudios sobre la Economía Española 2021/28-Fedea*, apuesta por que las nuevas concesiones se adapten a las circunstancias actuales, extrayendo las rentas de escasez del recurso, reduciéndose drásticamente los plazos a períodos no superiores a 15 o 20 años, evitando entablar una relación de muy largo plazo en un contexto de transición energética sujeta a elevadas incertidumbres. El autor duda que una hidroeléctrica pública abarate la electricidad, reclama transparencia sobre las características de las concesiones para uso hidroeléctrico.

(20) Así, por ejemplo, el art. 28.3 del proyecto de Plan Hidrológico de la Demarcación Ebro (revisión de tercer ciclo 2021-2027) establece «una reserva para la explotación de los saltos hidroeléctricos revertidos al Estado en tanto no se otorgue el derecho a su aprovechamiento a un tercero».

La potencia hidroeléctrica en operación que ya está en manos del Estado

Potencia instalada (MW) de hidroeléctricas de titularidad de la Administración General del Estado



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, Congreso · Creado con Datawrapper

2. La privatización

Como se acaba de afirmar, las diferencias entre una gestión directa realizada por adjudicatarios de servicios y una gestión indirecta realizada por concesionarios son puramente nominales, siendo lo determinante el diseño interno del vínculo negocial. No hay objeción jurídica a que los concesionarios cesantes, o terceros entrantes, puedan elevar a los organismos de cuenca una instancia de reocupación de las centrales revertidas presentando el oportuno proyecto exigido por el art. 134 del RDPH. Tampoco la hay a que el organismo de cuenca proceda a licitar una nueva concesión hidroeléctrica, debiéndose en este caso poner atención a la articulación de los procedimientos concesional y autorizatorio «industrial».

La solución concesional ofrece el plusvalor del mantenimiento de los ingresos fiscales y parafiscales para los municipios afectados y los organismos de cuenca, quedando éstos en situación de ejercer su papel supervisor de los aprovechamientos y receptor de sus réditos. Como contrapartida cabe anotar la relativa inseguridad jurídica a la que han quedado abocadas todas las concesiones de aprovechamientos hidroeléctricos que utilizan agua embalsada tras la reforma del art. 55.2 TRLA por el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre. Aunque solo rige para embalses de capacidad inferior a 50 hm³, la posibilidad de imponer —y de variar— cada año el régimen mínimo y máximo de caudales

medios mensuales a desembalsar en distintas situaciones, o cada mes el régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas, supone un factor condicionante del plazo y del canon concesional, a tener en cuenta en los eventuales pliegos.

3. La comunitarización

Con carácter marginal, pero aplaudida desde algunos sectores vinculados al municipalismo y el conservacionismo ambiental, emerge una tercera opción relacionada con la primera. La restitución total de las centrales revertidas al «territorio» en el que se ubican, entendiéndose por «territorio» a los entes públicos básicos (municipios y sus agrupaciones), se ha propuesto como solución política para la continuidad de las operaciones de estas centrales. La solución técnico-jurídica a esta opción por una publicación a pequeña escala pasaría, en mi opinión, por el recurso a la constitución de las comunidades de energía, a modo de autoconsumo compartido.

Sucede, no obstante, que las comunidades de energía son figuras todavía emergentes en nuestro ordenamiento, por más que figuren descritas —desde su introducción por Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, *de medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica*— en el art. 6.1.i) LSE: «Las comunidades de energías renovables... son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, PYMES o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras» (21).

Estas figuras están por ahora en proceso de definición conceptual y fáctica, merced al «Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia», que

(21) El citado decreto-ley traspuso las Directivas 2018/2001, de 11 de diciembre, *de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables* y 2019/944, de 5 de junio, *de normas comunes para el mercado interior de la electricidad*. En esta última se define la comunidad ciudadana de energía como una «entidad jurídica que se basa en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas; cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera, y participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios».

pretende impulsarlas mediante el desarrollo de proyectos de producción de energía renovable, para autoconsumo o para entrega a red, servicios de eficiencia energética o de recarga para vehículos eléctricos: todos estos propósitos encajan en la agenda de los municipios rurales que demandan la titularidad de las instalaciones revertidas al estado o cuando menos su aprovechamiento para dedicar la producción a la satisfacción de las necesidades locales (22).

V. TELÓN

Las centrales hidroeléctricas son recursos estratégicos para un sistema nacional que pretende superar el 74% de generación eléctrica renovable en 2030. Frente a la posibilidad, aclamada por algunos, de que las centrales revertidas sean apagadas, desmanteladas y sus obras hidráulicas de soporte demolidas, hay que recordar que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030) apuesta por «garantizar que se lleven a cabo las inversiones necesarias y que las centrales no dejen de funcionar una vez terminen las concesiones existentes» (23).

Toda central hidroeléctrica es *a priori* imprescindible, independientemente de su capacidad y rendimiento. Aunque cada central produce energía a un coste diferente en función de sus características, éste puede ser estimable en menos de un tercio del precio final de venta en el mercado mayorista. Si a ello sumamos el hecho de que las centrales revertidas se hallan plenamente amortizadas, sin perjuicio de su posible modernización, parece que toda central revertida es intrínsecamente rentable, máxime en un escenario de precios de energía al alza y de estancamiento de la potencia hidroeléctrica instalada.

Toda central revertida supone una gran oportunidad económica para el Estado y para el mercado, que no debería desaprovecharse. A su vez, signi-

(22) La inmadurez normativa de estas figuras no han impedido el impulso de algunos proyectos piloto, el desarrollo de algunos instrumentos de *soft law* para orientar su implantación y, sobre todo, la confección de sugestivos análisis y propuestas como la de HERRERA, J.; NAVARRO, P.: «Las comunidades energéticas como nuevo sujeto del derecho energético en España: del falansterio a la transformación», en *Anuario del Gobierno Local 2021. Los Gobiernos locales ante el cambio climático*, pp. 203-248.

(23) La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, estableciendo en el apartado IV de su preámbulo que «el aprovechamiento del dominio público hidráulico no fluyente para la generación de energía eléctrica en las nuevas concesiones que se otorguen tendrá como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables... promoviendo, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles». Asimismo, en los «Esquemas de Temas Importantes» de la revisión del tercer ciclo de los Planes Hidrológicos (2021-2027) se propone impulsar la construcción de centrales de bombeo reversible, así como la implantación de modalidades «parahidráulicas» innovadoras tales como las placas fotovoltaicas flotantes en embalses: *vid.* http://www.chebro.es/che/EsquemaTemasImportantes/Definitivo/01_RESUMEN.pdf.

fica una gran oportunidad para la mejora del estado del medio ambiente en general y de las masas de agua en particular, por la atención y mantenimiento que reciben al dedicarse a un uso constante y valioso, y por la posibilidad de imponer a quienes las explotan obligaciones de restauración y mejora de los cauces y riberas. La comprensible preocupación por la territorialización de los rendimientos queda soslayada si se contempla el diseño de un sistema tributario particularmente atento a los aprovechamientos hidroeléctricos (24).

Así pues, se impone disponer todos los medios jurídicos al alcance para agilizar el proceso de reversión, evitar el cese de la producción de las centrales revertidas y mantenerlas operativas, buscando fórmulas por las que el dominio público hidráulico sea utilizado, de forma eficiente y competitiva, por parte de los agentes mejor capacitados para ello.

La explotación y el mantenimiento de las centrales revertidas puede depender transitoriamente del organismo de cuenca, pero para la operación y mantenimiento de las instalaciones exigen la colaboración «público-privada» mediante la suscripción de contratos con sujetos privados especializados (como se ha defendido, no necesariamente de servicios), o bien, tramitar una autorización temporal de explotación, adoptando en ambos casos la oportuna reserva demanial. En cualquiera de los supuestos, es preciso aclarar los instrumentos jurídicos aplicables y enfocar la atención en el diseño de sus elementos esenciales: el plazo y el precio, factores ambos que deben ser calculados atendiendo a las circunstancias y necesidades de las instalaciones y, por supuesto, del mercado de la energía. Favorecer la competencia en estos procesos puede redundar en un aprovechamiento óptimo que reporte unos retornos económicos, ambientales y sociales sólidos y estables para la Administración hídrica, vicaria del interés general.

(24) La producción de energía hidroeléctrica está gravada por el impuesto a la generación del 7%, además de satisfacer el canon concesional regulado en el RD 198/2015, de 23 de marzo, *por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias*. Algunas Comunidades Autónomas han creado impuestos propios que gravan los aprovechamientos hidroeléctricos de agua embalsada, tales como el «Impuesto sobre el daño medioambiental causado por determinados usos y aprovechamientos del agua embalsada» (Ley 15/2008, de 19 de diciembre, de Galicia), el «Impuesto sobre la afección medioambiental causada por determinados aprovechamientos del agua embalsada, por los parques eólicos y por las instalaciones de transporte de energía eléctrica de alta tensión» (art. 19 de la Ley 1/2012, de 28 de febrero, *de Medidas Tributarias, Administrativas y Financieras* de Castilla y León), o el «Impuesto Medioambiental sobre determinados usos y aprovechamientos de agua embalsada» (art. 7 de la Ley 10/2015, de 28 de diciembre, *de medidas para el mantenimiento de los servicios públicos en la Comunidad Autónoma de Aragón*).

VI. CRÉDITOS

Muchas de las reflexiones vertidas en este trabajo, confeccionado de resultas de mi participación con una ponencia en el curso «Derecho, agua y sostenibilidad: III Curso para profesionales de la revista REDAS» celebrado en Orense el 28 de septiembre de 2021, fueron comunicadas a las autoridades hídricas durante el proceso de consulta pública de la revisión de tercer ciclo del Plan Hidrológico de la demarcación del Ebro al que tuve el honor de concurrir. En concreto, elevé una de las 529 aportaciones escritas al borrador de dicho plan, consistente en una sugerencia de ampliación y precisión de su art. 28.4, a cuya redacción original «En los procedimientos de extinción de los derechos relativos al aprovechamiento de saltos hidroeléctricos, la propuesta relativa a la continuidad del salto atenderá a su viabilidad económica y ambiental» propuse añadir el siguiente contenido:

«(...) , considerándose prioritaria la continuidad.

5. El órgano competente, una vez adoptada la decisión de continuar con la explotación, tramitará el correspondiente concurso público para la explotación del aprovechamiento conforme a lo especificado en el art. 132.2 del RDPH. En el pliego de bases del citado concurso se fijarán, en desarrollo de lo dispuesto en el art. 133 del RDPH, los siguientes puntos:

a) un régimen mínimo y máximo de caudales medios mensuales a desembalsar para situaciones de normalidad hidrológica y de sequía prolongada.

b) un régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas para cada mes.

c) la reserva mensual mínima que debe permanecer almacenada en el embalse para evitar indeseados efectos ambientales sobre la fauna y la flora del embalse y de las masas de agua con él asociadas.

d) un listado de mejoras de carácter técnico a ejecutar por el adjudicatario, relativas a la modernización, informatización y aumento de la seguridad y productividad de las instalaciones.

e) un listado de mejoras de carácter ambiental a ejecutar por el adjudicatario, relativas a la conservación y mejora de la biodiversidad en la masa de agua afectada y su entorno próximo.

f) la duración máxima de la explotación del aprovechamiento, incluidas las prórrogas, se establecerá con independencia de las limitaciones establecidas en el art. 31, favoreciéndose los proyectos que contemplen una explotación a más largo plazo.

6. los valores a introducir en la fórmula de cálculo del importe anual del canon se obtendrán, para cada aprovechamiento, tras analizar sus costes operativos y las necesidades de mantenimiento y mejora de las instalaciones, su producción anual media de los últimos (n) años y de la evolución de los precios de la energía en el mercado mayorista diario de electricidad en los últimos (n) años».

Con esta propuesta pretendí que se incorporasen a la normativa del plan algunos matices y detalles que completasen y aclarasen el régimen de explo-

tación de saltos revertidos, enfatizando la prioridad de la continuidad de la explotación, optando rotundamente por la externalización de las operaciones pero ganando control administrativo sobre el estado hidrológico y ecológico de los caudales y los hábitats afectados, asegurando una mejora técnico-industrial en las instalaciones de producción y garantizando un sistema de cálculo de las retribuciones realista y equilibrado a favor de la Administración. Sostuve la preferencia por contratos de explotación a largo plazo, pues la duración de la relación jurídica entre Administración y adjudicatario es irrelevante si ésta se formaliza incorporando mecanismos de flexibilidad y autonivelación «desde el diseño» (cláusulas de progreso en lo relativo a la modernización de instalaciones, listas abiertas de mejoras ambientales y sistemas de cálculo financiero evolutivo).

A esta aportación la Confederación Hidrográfica del Ebro respondió generosamente en los siguientes términos: «La cuestión de la concreción del procedimiento a seguir una vez extinguidos los derechos relativos al aprovechamiento de saltos hidroeléctricos está siendo tratada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en estos momentos». Recientemente ha sido licitada por el Ministerio una contratación titulada «Soporte técnico y jurídico para las actuaciones derivadas de las extinciones de derechos al uso privativo del agua para producción hidroeléctrica, reversiones de infraestructuras y concurso de aprovechamientos hidroeléctricos, para la identificación de oportunidades y necesidades de la estrategia de la administración hidráulica con relación al binomio agua energía» (25). Este trabajo, entre otras cosas, pretende que sirva al Ministerio para dar criterios generales de carácter técnico, ambiental, de rentabilidad económica y social, que den soporte al consiguiente estudio de la viabilidad de explotación, incluyendo la posible demolición, y el procedimiento concreto, así como sobre la elaboración de pliegos de bases para la realización de concursos para la explotación. Por todo ello,

(25) Vid. nota 1. De la adjudicataria se espera apoyo en la elaboración de guías y recomendaciones sobre los procedimientos de extinción, reversión de infraestructuras, la nueva puesta en explotación de los aprovechamientos hidroeléctricos o la demolición de infraestructuras en dominio público hidráulico soporte legal y técnico para la elaboración de pliegos para los concursos la explotación, operación y mantenimiento temporal de centrales revertidas; un análisis de los condicionantes de explotación de los aprovechamientos existentes derivados de la implantación de los caudales ecológicos; un estudio de la oportunidad de la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles y de fotovoltaicas flotantes y otras prestaciones relativas a los aprovechamientos aún en vigor, por ejemplo la detección de «reservas de energía» en las cartas concesionales o la prolongación irregular de plazos concesionales. Por cierto, este contrato se solapa con otro de asistencia técnica «para las actuaciones derivadas de la extinción del derecho, la reversión de infraestructuras y concurso de aprovechamientos para la producción hidroeléctrica en la Confederación Hidrográfica del Duero», adjudicado en julio de 2022 a Heymo Ingeniería, por c. 380.000 euros. Vid. https://contrataciondelestado.es/wps/poc?uri=deeplink:detalle_licitacion&idEvl=bMONUMGTjKASugstABGr5A%3D%3D.

en este contexto, no es posible en el momento presente recoger ninguna particularización en el Plan Hidrológico, que debe limitarse a lo recogido en el RDPH, que no se manifiesta sobre la prioridad de la continuidad, y esperar a los criterios que traslade el Ministerio o que también pudieran incluirse en el RDPH de forma general en el futuro y no particularizados únicamente para la demarcación del Ebro. En este sentido se recuerda que el recientemente modificado artículo 81.2 del Real Decreto 907/2007, de 6 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Planificación Hidrológica, establece que: «2. La normativa de los planes hidrológicos de cuenca no incorporará contenidos para los que el plan no esté expresamente habilitado mediante una norma legal o reglamentaria. La inclusión en la normativa del plan hidrológico de cualquier contenido distinto de los indicados en el apartado 1 requerirá de la cita expresa de la norma habilitante». No parece claro que la normativa de los planes hidrológicos regule aspectos tales como los que se proponen en la presente aportación, que no tienen una norma habilitante y que, además, no son específicos de la demarcación hidrográfica del Ebro. Por este motivo no se puede valorar la aportación que se está analizando en este punto. No obstante, dado el interés de la misma, se ha trasladado la sugerencia al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para que sea valorado como elemento para ser tenido en cuenta en la redacción del nuevo Reglamento del Dominio Público Hidráulico que está actualmente en elaboración y con fecha de aprobación prevista para el 2022» (26).

(26) Vid. el *Informe sobre las propuestas, observaciones y sugerencias presentadas a la propuesta de proyecto de plan hidrológico de la Demarcación Hidrográfica del Ebro-Tercer ciclo de planificación hidrológica*, marzo de 2022, p.144 (https://www.chebro.es/documentos/20121/0/PH3c_091_2022-03_InformePOS_PH_v82.pdf/fd3b5835-251e-d3fc-5090-d571d81c968b?t=1648197548434).

