

**As concesións hidroeléctricas:  
A súa reversión e a nova explotación do recurso**

Autor: José Antonio Blanco Moa

---

Tese de doutoramento UDC/2023

Directores: Carlos Ignacio Aymerich Cano e Anxo Ramón Calvo  
Silvosa

Titor: Carlos Ignacio Aymerich Cano

Programa de Doutoramento en Dereito Administrativo  
Iberoamericano





## Agradecementos

Ao rematar un camiño tan longo como é o da tese de doutoramento séntese un grande agradecemento cara a moitas persoas.

En primeiro lugar debo mencionar aos que máis de cerca me acompañaron neste camiño: os meus directores, Carlos e Anxo. Ter a ocasión de traballar de primeira man con dúas persoas ás cales admiro é unha honra. Todas as correccións que realizaron, as longas conversas en que me deron o seu punto de vista ou a bibliografía que me invitaron a consultar forman xa parte do patrimonio máis importante que posúo, que é a formación.

No ámbito académico tampouco me podo esquecer de Guillermo Iglesias, que foi quen me introduciu no mundo do sector eléctrico. Sen el esta tese probablemente nunca fose comezada.

O meu agradecemento tamén en especial a meus pais, meu irmán e os demais membros da miña familia. Chegar até este punto ten moito que ver coa persoa que son e nesa persoa hai moito deles. Sen o seu apoio constante iso sería unha ficción.

Grazas aos meus amigos pola súa paciencia todas as veces que non puideron participar neste ou naquel plan e lles roubaba tempo con eles para empregalo nesta tese de doutoramento. Sempre foron un apoio imprescindible.

Por último, pero non menos importante, debo darlles as grazas aos meus compañeiros de traballo na avogacía e a todos aqueles con que tantas veces comentei dúbidas e dos cales tamén hai un pouco nesta tese de doutoramento. En especial, agradézolle a Alfredo Cerezales todo o que aprendín del de dereito administrativo.

Grazas a todos.



## **Resumo**

O obxecto deste estudo son as concesións hidroeléctricas españolas, dentro das cales se realiza especial mención ao caso galego. Con respecto a elas, analízanse a súa finalización e reversión á Administración, así como distintas fórmulas para a súa nova explotación. Para levar a cabo esta análise estúdanse a evolución histórica e a regulación actual tanto do sector eléctrico como do dereito de augas. Unha vez observados ambos os campos, invéstigase o concepto de concesións de dominio público e, dentro destas, a regulación das concesións hidroeléctricas, especialmente a súa finalización e reversión. Posteriormente, inclúese un estudo de dereito comparado en que se aprecian as distintas formas xurídicas de explotación dos recursos hidroeléctricos nos países con maior potencia instalada no ámbito tanto europeo como mundial, así como a estrutura do mercado de produción hidroeléctrica dos devanditos países. Por último, analízase a conveniencia de continuar ou non coa explotación deste recurso e as distintas formas xurídicas de facelo. Para iso, obsérvanse as vantaxes e os inconvenientes dunha explotación privada, pública e mixta dos aproveitamentos, e propóñense distintos cambios normativos e formas xurídicas a través das cales se pode levar cabo esta explotación ou mellorar o modelo existente.

## **Resumen**

El objeto del presente estudio son las concesiones hidroeléctricas españolas y, dentro de ellas, se realiza especial mención al caso gallego. Con respecto a estas se analiza su finalización y reversión a la Administración, así como distintas fórmulas para su nueva explotación. Para llevar a cabo este análisis se realiza un estudio de la evolución histórica y su regulación actual tanto del sector eléctrico como del derecho de aguas. Una vez observados ambos campos se investiga el concepto de concesiones de dominio público y, dentro de éstas, la regulación de las concesiones hidroeléctricas, especialmente su finalización y reversión. Posteriormente, se incluye un estudio de derecho

comparado en el que se aprecian las distintas formas jurídicas de explotación de los recursos hidroeléctricos en los países con mayor potencia instalada tanto a nivel europeo como mundial, así como su estructura del mercado de producción hidroeléctrica. Por último, se analiza la conveniencia de continuar o no con la explotación de este recurso y las distintas formas jurídicas de hacerlo. Para ello, se observan las ventajas e inconvenientes de una explotación privada, pública y mixta de los aprovechamientos y se proponen distintos cambios normativos y formas jurídicas a través de las que puede llevarse a cabo esta explotación o mejorar el modelo existente.

## **Abstract**

The object of this study is the Spanish hydroelectric concessions and, within them, special mention is made of the Galician case. With respect to these, their completion and reversion to the Administration is analysed, as well as different ways for its new exploitation. In order to carry out this analysis, a study is made of the historical evolution and current regulation of both the electricity sector and water law. Once both issues have been observed, the concept of public domain concessions is investigated and, within these, the regulation of hydroelectric concessions, especially their completion and reversion. Subsequently, a study of comparative law is included in which the different legal forms of exploitation of hydroelectric resources in the countries with the highest installed power are appreciated, both at a European and world level, as well as their structure of the hydroelectric production market. Finally, the convenience of continuing or not with the exploitation of this resource and the different legal forms of doing so are analysed. For this, the advantages and disadvantages of a private, public and mixed exploitation of the hydroelectric uses are observed and different regulatory changes and legal forms are proposed through which this exploitation can be carried out or improve the existing model.

## **ABREVIATURAS**

APPA	Asociación de Produtores de Enerxías Renovables
Aselétrica	Asociación de Empresas para a Explotación do Sistema Eléctrico
Cecoel	Centro de Control Eléctrico
CIADI	Centro Internacional de Arranxo de Diferenzas relativas a Investimentos
CEIDA	Centro de Extensión Universitaria e Divulgación Ambiental de Galicia
CNE	Comisión Nacional de Enerxía
CNMC	Comisión Nacional dos Mercados e a Competencia
CNMV	Comisión Nacional do Mercado de Valores
CSEN	Comisión do Sistema Eléctrico Nacional
CTC	Custos de transición á competencia
CV	Cabalo de vapor
DMA	Directiva marco europea da auga
DOG	Diario Oficial de Galicia
EBN	Energie Beheer Nederland
EDF	Électricité de France
EEE	Espazo Económico Europeo
EUA	Estados Unidos
EFTA	European Free Trade Association (Asociación Europea de Libre Comercio)
Endesa	Empresa Nacional de Electricidade, SA
Enher	Empresa Nacional Hidroeléctrica de Ribagorzana

EROI	Energy Return On energy Invested (taxa de retorno enerxético)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (Comisión Federal Reguladora da Enerxía)
GWh	Xigavatio hora
hm <sup>3</sup>	Hectómetro cúbico
IEA	International Energy Agency (Axencia Internacional da Enerxía)
Inega	Instituto Enerxético de Galicia
INI	Instituto Nacional de Industria
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre o Cambio Climático)
Irena	International Renewable Energy Agency (Axencia Internacional de Enerxías Renovables)
IVE	Imposto sobre o valor engadido
kVA	Quilovoltampere
kW	Quilovatio
kWh	Quilovatio hora
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
Miteco	Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico
MLE	Marco legal estable
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
NDRC	National Development and Reform Commission (Comisión Nacional de Desenvolvemento e Reforma da República Popular China)



LAG	Lei 9/2010, do 4 de novembro, de augas de Galicia
LCCTE	Lei 7/2021, do 20 de maio, de cambio climático e transición enerxética
LOSEN	Lei 40/1994, do 30 de decembro, de ordenación do sistema eléctrico nacional
LSE	Lei 24/2013, do 26 de decembro, do sector eléctrico
LSE97	Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico
OCDE	Organización para a Cooperación e o Desenvolvemento Económicos
Ofile	Oficina Liquidadora de Enerxía Eléctrica
Omel	Operador do Mercado Eléctrico/Compañía Operadora do Mercado Español da Electricidade, SA
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Enerxía, Polo Español, SA
OPV	Oferta pública de venda
Peme	Pequena e mediana empresa
PEN	Plan enerxético nacional
PERTE	Proxecto estratéxico para a recuperación e transformación económica
PNACC	Plan nacional de adaptación ao cambio climático 2021-2030
PNIEC	Plan nacional integrado de enerxía e clima 2021-2030
PVPC	Prezos voluntarios para o pequeno consumidor
Reca	Repartidor Central de Cargas
REE	Rede Eléctrica de España, SA

RDPH	Regulamento do dominio público hidráulico
RTE	Réseau de Transport d'Électricité (Rede de Transporte de Electricidade)
SEPI	Sociedade Estatal de Participacións Industriais
TFUE	Tratado de funcionamento da Unión Europea
TIR	Taxa interna de retorno
TRLA	Real decreto lexislativo 1/2001, do 20 de xullo, polo que se aproba o texto refundido da Lei de augas
UE	Unión Europea
Unesa	Unidade Eléctrica, SA/Asociación Española da Industria Eléctrica
V. M.	Vosa Maxestade
VIE	Variable Interest Entity (entidade de interese variable)
WWF	World Wildlife Fund for Nature (Fondo Mundial para a Natureza)

## Sumario

Introdución .....	17
CAPÍTULO I. O sector eléctrico. Evolución histórica .....	25
1.1. Os comezos (1875-1933): .....	25
1.2. Evolución durante o franquismo (1939-1975) .....	35
1.3. Transición e marco legal estable .....	45
1.3.1. Plans enerxéticos nacionais de 1975, 1978 e 1983 .....	45
1.3.2. O marco legal estable .....	50
1.4. A regulación orientada ao mercado e a privatización do sector eléctrico .....	53
1.4.1. A Lei de ordenación do sistema eléctrico nacional (LOSEN) e a apertura ao mercado .....	53
1.4.2. A privatización do sector eléctrico .....	57
1.4.3. Os custos de transición á competencia (CTC) .....	65
1.4.4. A nova configuración do sector eléctrico .....	67
1.5. O mercado eléctrico .....	74
1.6. A evolución do sector eléctrico entre a Lei 54/1997 e a Lei 24/2013 .....	79
1.6.1. Cara á plena liberalización do sector eléctrico .....	79
1.6.2. Auxe das enerxías renovables .....	81
1.6.3. O problema do déficit tarifario .....	88
1.7. A nova reforma do sector eléctrico .....	90
1.7.1. Evolución normativa da reforma .....	90
1.7.2. Problemas da reforma .....	98
1.8. O sector eléctrico na actualidade e as súas perspectivas de futuro .....	101
1.8.1. A configuración actual do sector eléctrico .....	101
1.8.2. O impacto do cambio climático e as previsións hidroeléctricas .....	104

1.8.3.	O contexto económico e social actual e as políticas europeas sobre enerxía .....	107
1.8.4.	A transición enerxética xusta.....	111
CAPÍTULO II. A evolución normativa do dereito de augas.....		115
2.1.	Do dereito romano ao século XIX .....	115
2.2.	A situación existente antes das leis de augas de 1866 e 1879 .....	117
2.3.	As leis de augas do 3 de agosto de 1866 e do 13 de xuño de 1879.....	120
2.4.	As normas posteriores á Lei de augas de 1879 e anteriores á Lei de augas de 1985 .....	126
2.4.1.	A lexislación previa á Guerra Civil e os intentos de reforma da Lei de augas.....	126
2.4.2.	A lexislación entre 1939 e 1985.....	132
2.4.3.	O aumento das presas hidráulicas.....	136
2.5.	A Lei de augas do 2 de agosto de 1985 e a súa evolución posterior .....	139
2.5.1.	A promulgación da nova Lei de augas .....	139
2.5.2.	A ratificación da Lei de augas polo Tribunal Constitucional.....	147
2.5.3.	A planificación hidrolóxica .....	151
2.6.	O Real decreto legislativo 1/2001, do 20 de xullo, polo que se aproba o texto refundido da Lei de augas (TRLA) e a súa evolución posterior.....	157
2.6.1.	O texto refundido da Lei de augas .....	157
2.6.2.	A Directiva marco da auga e a súa adaptación á lexislación española.....	160
2.6.3.	O mercado de augas.....	177
2.6.4.	Os caudais ecolóxicos.....	181
2.6.5.	Outras reformas da Lei de augas.....	186
2.7.	O dereito de augas en Galicia .....	194

2.7.1.	A normativa galega de augas.....	194
2.7.2.	A demarcación Galicia-Costa.....	205
2.7.3.	A demarcación do Miño-Sil .....	221
2.7.4.	A demarcación do Cantábrico Occidental .....	225
2.7.5.	A demarcación do Douro .....	227
2.8.	Vinculación entre a planificación hidrolóxica e a enerxética .....	230
CAPÍTULO III. As concesións hidroeléctricas e a súa reversión .....		233
3.1.	O dominio público hidráulico.....	233
3.1.1.	O concepto de dominio público .....	233
3.1.2.	O dominio público hidráulico .....	245
3.2.	As concesións de dominio público .....	248
3.2.1.	Antecedentes históricos e concepto.....	248
3.2.2.	Natureza xurídica.....	254
3.3.	As concesións hidroeléctricas.....	268
3.3.1.	Consideracións previas.....	268
3.3.2.	Procedemento de outorgamento da concesión e instalación de centrais hidroeléctricas .....	271
3.3.3.	Modificación da concesión.....	288
3.3.4.	Revisión da concesión.....	297
3.4.	A extinción das concesións hidroeléctricas .....	298
3.4.1.	Formas de extinción.....	298
3.4.2.	Caducidade da concesión .....	301
3.4.3.	Expropiación forzosa .....	318
3.4.4.	Renuncia expresa do concesionario .....	322
3.4.5.	Finalización do prazo da concesión .....	325
3.4.6.	Proxecto de modificación do RDPH do 22 de xullo de 2022 .....	332

3.5. A reversión da concesión á Administración .....	333
3.5.1. Concepto e antecedentes históricos.....	333
3.5.2. Gratuidade da reversión .....	348
3.5.3. Natureza xurídica da reversión .....	355
3.5.4. Bens suxeitos a reversión .....	362
3.5.5. Recapitulación: A regulación actual da cláusula de reversión hidroeléctrica .....	367
3.5.6. As proposicións de lei 122/000177 e 122/000020 sobre a reversión dos saltos hidroeléctricos do 16 de febreiro de 2018 e o 16 de xullo de 2019.....	381
3.6. Conclusión: necesidade dunha reforma lexislativa .....	392
CAPÍTULO IV. A explotación da enerxía hidroeléctrica no ámbito europeo e internacional .....	401
4.1. Os principais países produtores de enerxía con fontes hidroeléctricas.....	401
4.2. Noruega .....	404
4.2.1. O sector eléctrico no país .....	404
4.2.2. Regulación hidroeléctrica.....	406
4.2.3. Estrutura do mercado .....	413
4.3. Francia.....	415
4.3.1. O sector eléctrico no país .....	415
4.3.2. Regulación hidroeléctrica.....	416
4.3.3. Estrutura do mercado .....	424
4.4. Italia.....	428
4.4.1. O sector eléctrico no país .....	428
4.4.2. Regulación hidroeléctrica.....	430
4.4.3. Estrutura do mercado .....	439
4.5. Suíza.....	441
4.5.1. O sector eléctrico no país .....	441

4.5.2. Regulación hidroeléctrica.....	443
4.5.3. Estrutura do mercado .....	446
4.6. Suecia .....	449
4.6.1. O sector eléctrico no país .....	449
4.6.2. Regulación hidroeléctrica.....	451
4.6.3. Estrutura do mercado .....	454
4.7. Austria .....	456
4.7.1. O sector eléctrico no país .....	456
4.7.2. Regulación hidroeléctrica.....	458
4.7.3. Estrutura do mercado .....	462
4.8. Alemaña.....	463
4.8.1. O sector eléctrico no país .....	463
4.8.2. Regulación hidroeléctrica.....	465
4.8.3. Estrutura do mercado .....	469
4.9. Portugal.....	473
4.9.1. O sector eléctrico no país .....	473
4.9.2. Regulación hidroeléctrica.....	475
4.9.3. Estrutura do mercado .....	481
4.10. China .....	482
4.10.1. O sector eléctrico no país .....	482
4.10.2. Regulación hidroeléctrica.....	484
4.10.3. Estrutura do mercado .....	492
4.11. Brasil .....	494
4.11.1. O sector eléctrico no país .....	494
4.11.2. Regulación hidroeléctrica.....	496
4.11.3. Estrutura do mercado .....	508
4.12. Estados Unidos.....	513
4.12.1. O sector eléctrico no país .....	513

4.12.2. Regulación hidroeléctrica.....	515
4.12.3. Estrutura do mercado .....	524
4.13. Canadá.....	529
4.13.1. O sector eléctrico no país .....	529
4.13.2. Regulación hidroeléctrica.....	531
4.13.3. Estrutura do mercado .....	542
CAPÍTULO V. As posibles formas de explotación das concesións hidroeléctricas.....	549
5.1. Introducción. Diferentes formas de explotación.....	549
5.2. Debemos continuar coa explotación dos recursos hidroeléctricos?.....	552
5.2.1. Argumentos en contra .....	552
5.2.2. Argumentos a favor .....	567
5.2.3. Conclusión: continuación, pero non sempre .....	575
5.3. Explotación privada.....	577
5.3.1. Razóns para a explotación privada do recurso .....	577
5.3.2. Reformas que cómpre levar a cabo na explotación privada do recurso .....	604
5.4. Explotación pública.....	631
5.4.1. Razóns para a explotación pública do recurso .....	631
5.4.2. Posible estrutura xurídica dunha explotación pública do recurso .....	652
5.5. Explotación mixta.....	674
5.5.1. Razóns para a explotación mixta do recurso.....	674
5.5.2. Posible estrutura xurídica dunha explotación mixta do recurso .....	681
Conclusións .....	701
Bibliografía .....	731



## Índice de figuras

Figura 1. Evolución da potencia eléctrica e hidroeléctrica instalada antes da Guerra Civil.....	27
Figura 2. Evolución da potencia eléctrica e hidroeléctrica instalada durante o franquismo .....	41
Figura 3. Estrutura da produción eléctrica durante o franquismo	43
Figura 4. Separación de actividades do sector eléctrico.....	60
Figura 5. Capacidade instalada en 1996 por empresa.....	70
Figura 6. Potencia instalada por tecnoloxía en 1998 .....	71
Figura 7. Casación de prezos no mercado eléctrico primario.....	77
Figura 8. Evolución do réxime especial .....	85
Figura 9. Evolución da prima e os ingresos totais (en miles de millóns de euros).....	87
Figura 10. Potencia instalada en España en 2012.....	87
Figura 11. Compoñentes do déficit tarifario .....	89
Figura 12. Cotas de xeración no mercado primario de produción eléctrica español en 2020.....	101
Figura 13. Potencia instalada en decembro de 2022 en MW ....	103
Figura 14. Media mensual do prezo da electricidade no mercado primario español (até febreiro 2023).....	107
Figura 15. Cadro resumo dos primeiros plans hidrolóxicos.....	154
Figura 16. Territorio da demarcación Galicia–Costa.....	206
Figura 17. Presas da demarcación Galicia–Costa .....	217
Figura 18. Territorio da demarcación Miño–Sil.....	222
Figura 19. Territorio da demarcación do Cantábrico Occidental .....	225
Figura 20. Territorio da demarcación do Douro.....	228
Figura 21. Potencia hidroeléctrica instalada por países en Europa (2020).....	401

Figura 22. Potencia hidroeléctrica instalada por países (2020) .	403
Figura 23. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Noruega).....	405
Figura 24. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Francia) .....	416
Figura 25. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Italia).....	429
Figura 26. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Suíza) .....	443
Figura 27. Estrutura de capital de Alpiq con data do 31 de decembro de 2020.....	448
Figura 28. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Suecia).....	450
Figura 29. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Austria).....	458
Figura 30. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Alemaña).....	464
Figura 31. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Portugal).....	475
Figura 32. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (China).....	484
Figura 33. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Brasil).....	495
Figura 34. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (EUA).....	515
Figura 35. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Canadá) .....	531
Figura 36. Cadro resumo da forma de explotación dos aproveitamentos hidroeléctricos por países .....	549
Figura 37. Beneficios de Endesa en millóns de euros entre 1993 e 2007 .....	582

## Introdución

A enerxía defínese, segundo a Real Academia Española, como a capacidade para realizar un traballo. De xeito semellante, a Real Academia Galega, defínea como a capacidade que ten un corpo de producir traballo. Unha das súas principais propiedades é que nin se crea nin se destrúe, senón que simplemente se transforma. Ademais, constitúe un recurso fundamental na existencia humana.

Pola súa banda, a electricidade ou enerxía eléctrica é unha forma de enerxía onde a materia –os electróns– posúen cargas eléctricas positivas e negativas. Así, cando os electróns pasan dun corpo a outro, o primeiro corpo, que é o que perde electróns, cárgase positivamente, mentres que o outro se carga negativamente. Este movemento sería o que se coñece como corrente eléctrica .

A enerxía eléctrica artículase tamén na actualidade como un recurso estratéxico chave para calquera país. A súa vinculación co desenvolvemento económico é máis que palpable. De feito, existe unha clara correlación entre o aumento do consumo da enerxía eléctrica, o aumento do consumo xeral e o aumento do PIB nas distintas economías mundiais.

Dentro da enerxía eléctrica atópase a enerxía hidroeléctrica, que é aquela que se xera ao transformar a forza da auga (enerxía hidráulica) en enerxía eléctrica. Esta transformación faise a través dunha central hidroeléctrica, que pode ser, esencialmente, de tres tipos distintos: hai centrais de auga fluente, centrais de encoro e centrais de bombeo ou reversibles. Nos tres casos a enerxía eléctrica prodúcese facendo xirar as turbinas da central. En cambio, os métodos utilizados para iso difíren dunhas a outras.

No caso das centrais de auga fluente cáptase unha parte do caudal dun río, que se emprega para mover as turbinas e se devolve novamente ao río, aproveitando a súa velocidade natural. Neste tipo de centrais a potencia depende do caudal do río e da súa velocidade, e non permiten o almacenamento. Por tanto, a súa potencia instalada non tende a ser demasiado elevada, aínda que a súa incidencia ambiental tamén resulta menor.

Pola súa parte, as centrais de encoro, como o seu propio nome indica, caracterízanse pola existencia dun encoro que pode ser de orixe natural (por exemplo, un lago) ou, polo xeral, derivar da construción dunha presa. Neste caso, a auga almacenada transpórtase até as turbinas a través dunhas tubaxes para, posteriormente, devolvela á canle normal do río, aínda que previamente é habitual que esa auga pase por outro encoro para que se calme antes de volver á canle fluvial. Nestes aproveitamentos, que é a tipoloxía común da maioría das centrais hidroeléctricas de gran tamaño do noso país, resulta posible controlar a vontade a produción de enerxía eléctrica mentres que o encoro conteña auga, e a electricidade así producida pode ser incorporada ao sistema con relativa sinxeleza e velocidade. Neste caso o impacto ambiental é significativo, posto que require de importantes obras civís e se interrompe a canle natural do río.

Por último, atópanse as coñecidas como centrais de bombeo ou reversibles, en que existe unha presa augas arriba e outra que se sitúa augas abaixo. Este tipo de presas utilízanse como unha especie de batería do sistema, posto que nos momentos de maior demanda de electricidade se libera a auga situada na presa superior para xerala, mentres que nos momentos de menor demanda eléctrica a auga situada no encoro inferior é bombeada novamente cara ao encoro superior, consumindo á súa vez electricidade. Así pois, aínda que é certo que se consideramos o global deste tipo de centrais hidroeléctricas tenden a consumir máis enerxía da que xeran, teñen un papel destacado no que concirne á seguridade do sistema, posto que se poden integrar nel con relativa facilidade, en caso de resultar necesario, nos momentos de maior demanda.

Dentro destas centrais débese distinguir as de bombeo puro ou *closed loop*, onde resulta necesario bombear previamente a auga desde a presa inferior até a superior para poder producir enerxía eléctrica, e as de bombeo mixto ou *open loop*, onde se pode producir electricidade con ou sen bombeo, caso este último en que é posible cando existan excedentes de auga. Ademais, as primeiras adoitan ter a presa superior fóra do leito do río, mentres que as segundas non.

Por outra banda, tamén existe a posibilidade de que estas centrais reversibles sexan marítimas en vez de fluviaias. Nese caso, non se precisa un encoro inferior, posto que é o propio mar o que funciona como tal. Iso implica que o impacto ambiental, nun principio, poida resultar inferior e que a dispoñibilidade do recurso hídrico sexa superior. En cambio, introduce novos problemas derivados das posibles variacións do nivel da auga no océano entre a preamar e a baixamar, as corrosións provocadas pola auga mariña, as incrustacións en tubaxes e turbinas e a posibilidade de que se contaminen acuíferos con auga salgada. En España estase estudando a implantación dalgunha central deste tipo, como é o caso do proxecto existente en Punta Centinela, Oia, Pontevedra.

A maiores destes tipos, ou como un subtipo dos anteriores, tamén existen as centrais integradas en redes de augas, como poden ser as redes de distribución de auga potable, canles de rega e de navegación, tubaxes en presión ou estacións de tratamento de augas residuais. Neste caso, desde o punto de vista da súa capacidade de xeración, non presentan unha grande incidencia no sistema eléctrico. En cambio, é unha modalidade que conta con notables vantaxes, posto que serven para optimizar o uso da auga e resultan máis eficientes desde o punto de vista enerxético. Ademais, o seu impacto ambiental é moi reducido, posto que o que xera o impacto é a rede de augas en que se estrutura (por exemplo, a estación de tratamento de augas residuais), que se debería levar a cabo xa con independencia da central hidroeléctrica.

Para a utilización privativa das augas superficiais continentais necesarias para operar a maior parte destas centrais é precisa unha concesión de augas, ademais das correspondentes autorizacións do sector eléctrico e ambientais. É sobre estas concesións, a súa finalización e nova explotación que se centrarán os estudos realizados nesta tese de doutoramento.

A motivación deste estudo atópase na grande importancia que ten este recurso no sector eléctrico. Esta é a enerxía renovable máis antiga e, durante toda a primeira metade do século XX, foi a principal fonte de xeración de electricidade en España. Grazas a isto, desde o punto de vista tecnolóxico, atopámonos ante unha tecnoloxía madura. De feito, trátase da segunda fonte de enerxía con

maior taxa de retorno enerxético (EROI, pola súa sigla en inglés), tan só por detrás da nuclear<sup>1</sup>.

Partindo de datos do Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico (Miteco)<sup>2</sup>, en España existen arredor de 1350 centrais hidroeléctricas, das cales a maioría, 1200, se consideran minicentrais (as de potencia inferior a 10 MW), que producen só o 12 % da produción hidroeléctrica anual total (4000 GWh); o resto de centrais, as grandes centrais, son as xeradoras do 88 % restante (29.000 GWh). Segundo o MITECO, os datos de produción de enerxía hidroeléctrica dependen en gran medida da dispoñibilidade dos recursos hídricos, pois mentres que en anos húmidos pode superar os 40 000 GWh, en anos secos non chega aos 25 GWh. A media dos últimos anos é de 32 500 GWh, que representan un 17 % da produción anual. Ademais, segundo os datos da Rede Eléctrica de España (REE), nestes momentos existe no país unha potencia instalada de 17 097 MW de enerxía hidroeléctrica e outros 3331 MW de hidroeléctrica reversible ou de bombeo.

A importancia da hidroeléctrica non se reduce só á agregación dunha maior produción de enerxía eléctrica ao sistema, senón que é unha tecnoloxía que se pode integrar con rapidez e facilidade nel (abrindo as comportas dos encoros, por exemplo) naqueles momentos en que se precisa polos aumentos da demanda. Por tanto, a través dela facilítase a integración doutras enerxías renovables que non permiten esa dispoñibilidade do recurso en todo momento (por exemplo, no caso da enerxía eólica, non sempre sopra o vento, e no da enerxía solar, non sempre vai sol).

---

<sup>1</sup> CONCA, J., «EROI -- A Tool To Predict The Best Energy Mix», en liña, <https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2015/02/11/eroi-a-tool-to-predict-the-best-energy-mix/?sh=4b8c36cea027> [consulta 17 de abril de 2023].

<sup>2</sup> MITECO, «Generación de energía a partir del agua. Tipos de centrales hidráulicas y elementos que las conforman y minicentrales hidroeléctricas», 2014, p. 3, en liña, [https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/310generaciondeenergiaapartirdelaguatiposdecentraleshidraulicasyelementosquelasconformanyminicentraleshidroelectricas\\_tcm30-215763.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/310generaciondeenergiaapartirdelaguatiposdecentraleshidraulicasyelementosquelasconformanyminicentraleshidroelectricas_tcm30-215763.pdf) [consulta 3 de febreiro de 2023].

Partindo desta importancia do recurso, neste estudo analizarase a configuración xurídica das concesións hidroeléctricas. En particular, o seu vencemento e reversión e a súa próxima explotación. Ao respecto resulta complicado obter unha listaxe pública sistematizada das distintas concesións hidroeléctricas. Malia a dificultade de conseguila, da cal se dará máis detalle ao longo desta tese, tal listaxe pódese observar na resposta a unha pregunta no Senado –en que se cuestionaba precisamente tal dato– no Expediente 684/042980. Partindo dos datos desa listaxe obsérvase que na próxima década (2023-2033) rematarán 108 concesións, que supoñen case 1500 MW.

Aínda que a maioría destes aproveitamentos son de escaso tamaño, si existen varios cunha potencia instalada significativa, como é o caso de Castro I e II, Buendía, Saucelle I ou Porto Peña. Neses casos, os problemas que poidan existir na tramitación da finalización da concesión e a súa eventual nova explotación poden ter incidencia no sistema eléctrico. A estes vencementos débense sumar o doutras 204 centrais e uns 3,25 GW para 2045. Xa que logo, das concesións actuais, nesa data estarán vencidas máis do 30 % das centrais existentes, que supoñen algo menos dun 30 % da potencia instalada, sen contar bombeo. Isto tamén fai ver a oportunidade da realización do estudo.

En canto á configuración da tese de doutoramento, esta dividirse en cinco partes ou capítulos. Na primeira destas partes farase un estudo do sector eléctrico. Partindo da súa evolución histórica, observarase a súa configuración xeral actual e os seus principais problemas.

O segundo capítulo céntrase na evolución histórica do dereito de augas e a actual regulación sectorial. Novamente resulta necesario estudar a evolución histórica, posto que as concesións hidroeléctricas teñen unha ampla duración no tempo (até 75 anos de acordo coa normativa actual, pero en normas anteriores incluso se superaban estas cifras). Ademais, xa que, malia que esta tese de doutoramento atende á situación xeral do sector hidroeléctrico en España, dado que estes estudos se levan a cabo dentro da Universidade da Coruña e, incluiremos apreciacións específicas da

súa situación no ámbito galego, isto é, tamén se fará referencia ás especificidades da normativa no caso galego.

Posteriormente, o terceiro capítulo céntrase na regulación existente estritamente nas concesións hidroeléctricas. Para iso, primeiro delimitarase o que é o dominio público, con vistas a xustificar que estamos ante concesións de dominio público e as implicacións que iso ten. Posteriormente, descríbese o proceso de outorgamento, modificación e revisión das concesións hidroeléctricas e as súas especificidades concretas, desde o punto de vista tanto do dereito de augas como da normativa eléctrica e as habilitacións administrativas que se precisan derivadas dela. Tras iso, o estudo centrarase na regulación existente para o procedemento de extinción destas concesións –distinguindo as distintas formas posibles de extinción–, así como na reversión que se deriva de tal extinción.

Pola súa parte, no capítulo cuarto analízase cales son os principais países produtores de enerxía hidroeléctrica tanto en Europa como no ámbito mundial e, logo diso, estúdase cal é o réxime de explotación deste recurso en tales países. Así, obsérvanse nese capítulo cales son as principais normas do sector en cada un dos países analizados, que títulos administrativos se precisan para a explotación dos recursos hidroeléctricos e que condicións presentan. Ademais, tamén se analiza a composición do sector desde o punto de vista do mercado da produción hidroeléctrica, observando cales son os seus principais actores.

Finalmente, no quinto e derradeiro capítulo analízanse distintas posibles formas de explotar os aproveitamentos hidroeléctricos tras a súa reversión á administración competente. Para iso, nun primeiro lugar, expóñense as razóns existentes para continuar ou non con estes aproveitamentos. Despois disto, obsérvanse as razóns que existen para continuar cunha explotación privada do recurso –que é a que existe arestora mediante as concesións– e as posibles melloras que se aprecian respecto da situación en que actualmente se atopa o sector. Ademais, tamén se estudarán as distintas razóns existentes que poden xustificar a explotación pública do recurso ou a súa explotación mixta. Dentro



destas dúas modalidades formularanse distintas formas posibles de explotación.

En canto á metodoloxía usada, serao esencialmente de carácter cualitativo, aínda que tamén se analizan datos das distintas centrais hidroeléctricas existentes ou da porcentaxe de enerxía eléctrica que esta fonte achega tanto en España como noutros países. Dentro desta análise estúdanse as distintas normas que afectan ao sector, así como a xurisprudencia e a doutrina máis relevantes. Isto tamén se complementa con informes e datos que fornecen distintas axencias tanto nacionais como internacionais, e cunha ampla webgrafía consultada.

Ademais, ao longo da investigación tamén se acudiu a diversos actos en que o autor desta tese tivo ocasión de contrastar as súas ideas con operadores do sector tanto públicos (esencialmente confederacións hidrográficas) como privados (compañías concesionarias, así como empresas de desenvolvemento de proxectos hidroeléctricos, esencialmente de enxeñaría).

Todo isto permitiu elaborar este estudo e acadar as conclusións con que se cerra, sendo a data definitiva na que se finalizou a redacción na primeira metade de maio de 2023.



# CAPÍTULO I. O sector eléctrico. Evolución histórica

## 1.1. Os comezos (1875-1933):

O inicio do sector eléctrico en España, a través da produción e distribución de electricidade, atópase a finais do século XIX, en concreto, na década dos setenta, en que efectuaron diversos experimentos sobre iluminación eléctrica. Así, en 1875 o empresario Tomás Dalmau, co obxecto de facer mostra da utilidade da electricidade, instalou en Barcelona varias máquinas de iluminación que levaron luz a parte da zona vella mediante esta fonte de enerxía<sup>3</sup>. No ano 1881, data de referencia á hora de sinalar o comezo da explotación industrial do sector, foi fundada en Barcelona a Sociedade Española de Electricidade, que se converteu na primeira empresa eléctrica española. Nestes primeiros anos a electrificación en España estaba ligada á iluminación de rúas, fogares e fábricas.

Desta época datan tamén as primeiras normas sectoriais, dentro das cales figuran as leis municipais do 20 de agosto de 1870 e do 2 de outubro de 1877, que lles outorgaban aos municipios competencia exclusiva en materia de iluminación pública e privada<sup>4</sup>. Esta normativa só era de tipo policial, polo que a produción e distribución de electricidade na época se configurou como unha actividade libre. Outra característica existente neste período era a problemática do transporte de enerxía a longas distancias, xa que non existían liñas e a electricidade creábase aínda en corrente continua. A primeira implicación directa disto foi a descentralización inicial do sector, posto que a produción, por

---

<sup>3</sup> NÚÑEZ ROMERO-BALMAS, G., «Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953)» en *Revista de Historia Industrial*, n.º 3, 1995, p. 41.

<sup>4</sup> ANTOLÍN FARGAS, F., «Regulación y gestión de los recursos eléctricos durante el primer siglo de la industria eléctrica», *Revista de Historia Industrial*, n.º 61, 2016, p. 116.

motivos tecnolóxicos, debía situarse preto dos centros de consumo<sup>5</sup>. Estes eran na maior parte cidades, posto que nestes comezos o uso eléctrico principal era o de iluminación.

As dificultades tecnolóxicas comentadas tamén entrañaron unha posición predominante da produción de enerxía de orixe térmica fronte a outras fontes. Este predominio imperou durante o século XIX<sup>6</sup>, aínda que, a pesar diso, a enerxía hidráulica ía gañando en relevancia pouco a pouco grazas á escaseza de carbón de calidade e ben localizado en España. Estes dous motivos contribuían a encarecer a produción eléctrica mediante o uso de carbón, polo que a enerxía hidráulica se erixía como substituta en lugares preto de ríos<sup>7</sup>. A lexislación existente sobre ela era bastante dispersa. Así, a norma de cabeceira era a Lei de augas de 1879, aínda que esta norma non se refería directamente aos aproveitamentos hidroeléctricos. A citada lei foi complementada posteriormente polo Código civil datado de 1889; en concreto, polos artigos 407 a 425. Pola súa banda, o Ministerio de Fomento situouse á cabeza na aplicación e execución desta normativa en materia de augas<sup>8</sup>, que lle outorgaba á iniciativa privada un papel moi relevante. A dita lei de augas tiña como forma usual do aproveitamento de augas públicas a concesión (artigos 147 e ss.). Nestas concesións eran os particulares os que debían levar a cabo a obra hidráulica, mentres que a Administración se reservaba o control e a titularidade última sobre o ben e a actividade que ía realizarse<sup>9</sup>. Á súa vez, no propio artigo 149 establecíase un prazo

---

<sup>5</sup> PALACÍN FARRÉ, P., *El Sector Eléctrico Español de 1880 a 2005, su liberalización. Comparativa internacional*, 1.ª edición, Promociones y Publicaciones Universitarias, Barcelona, 2007, p. 51.

<sup>6</sup> CAYÓN GARCÍA, F., «Electricidad e historia: la perspectiva de un siglo», *Tst: Transportes, Servicios y telecomunicaciones*, n.º 1, 2001 p. 120.

<sup>7</sup> SUDRIÀ, C., «La electricidad en España antes de la Guerra Civil: una réplica» en *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1990, p. 659.

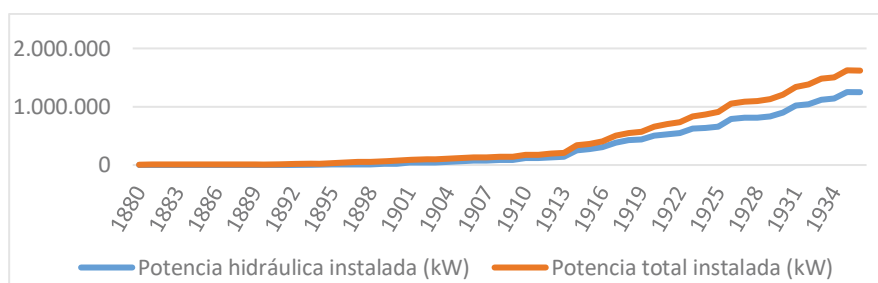
<sup>8</sup> OJEDA SAN MIGUEL, R., «Los libros de “registros de aguas”: una fuente para la historia industrial y de los recursos energéticos», *Revista de Historia Industrial*, n.º 15, 1999, pp. 179-180.

<sup>9</sup> EMBID IRUJO, A., «Público y privado en la construcción, explotación y mantenimiento de obras hidráulicas», *Revista de Administración Pública*, n.º 143, 1997, pp. 31-32.

de 20 anos en que se podía conservar a concesión aínda sen facela efectiva, posto que iso era o que tardaba en prescribir.

A principios do século XX comezou a xeneralizarse en España o uso da corrente alterna en contraposición á corrente continua, que era maioritaria con anterioridade. Este cambio transcendental do sector posibilitou o transporte de electricidade a grandes distancias. A introdución deste avance significou un pulo importante para o sector eléctrico e abriu unha segunda fase da electrificación no país, en que estivo xa máis ligada á capitalización do mercado financeiro español<sup>10</sup>. Ademais, moitos recursos hidráulicos que antes non se podían aproveitar por ficaren lonxe dos centros de consumo ofrecían agora unha posibilidade factible de crecemento. Deste xeito, entre 1901 e 1935 a potencia eléctrica instalada medrou a un 8,8 % anual acumulativo, mentres que a produción o fixo a un 9,4 %<sup>11</sup>. Este crecemento foi debido principalmente ao maior aproveitamento dos recursos hidráulicos, en especial os da alta montaña<sup>12</sup>. Isto pódese observa na seguinte gráfica:

Figura 1. Evolución da potencia eléctrica e hidroeléctrica instalada antes da Guerra Civil



Fonte: elaboración propia a partir de datos de BARTOLOMÉ<sup>13</sup>

<sup>10</sup> CENTENO, R., «Glosa del trabajo de Carles Sudrià sobre la restricción energética», *Papeles de Economía Española*, n.º 73, 1997, p. 189.

<sup>11</sup> ESPEJO MARÍN, C. e GARCÍA MARÍN, R., «Agua y energía: producción hidroeléctrica en España», *Investigaciones Geográficas*, n.º 51, 2010, p. 109.

<sup>12</sup> SUDRIÀ, C., «La restricción energética al desarrollo económico de España», *Papeles de Economía Española*, n.º 73, 1997, p. 174.

<sup>13</sup> BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, I., «La industria eléctrica española antes de la guerra civil: reconstrucción cuantitativa», *Revista de Historia Industrial*, n.º 15, 1999, p. 155.

Nestes primeiros anos comezaron a aparecer empresas, normalmente en réxime de monopolio local, que controlaban o sector nas súas respectivas zonas. Sobre estas precursoras existe bastante debate doutrinal respecto á súa concentración, así como tamén respecto ao crecemento do sector eléctrico<sup>14</sup>. En cambio, si que é claro que varias delas foron actores fundamentais ao longo de todo o século e, tras algunha fusión, aínda seguen a operar hoxe. Tal podía ser o exemplo de Hidroeléctrica Ibérica e Hidroeléctrica Española, fundadas respectivamente en 1901 e 1907, e que na actualidade se atopan fusionadas e conforman a mercantil Iberdrola. Outro exemplo sería o de Electra del Viesgo, nada en 1906. Pola súa parte, Fuerzas Eléctricas del Noroeste, SA (Fenosa) é un exemplo atípico de empresa que conseguiu chegar a converterse en importante no sector pese a fundarse comparativamente máis tarde que as anteriores (1943)<sup>15</sup>; aínda que neste caso tamén se debeu en boa medida ao importante apoio con que contou por parte do Banco Popular<sup>16</sup>.

O apoio de importantes entidades bancarias ao crecemento do sector eléctrico, lonxe de resultar illado para o caso de Fenosa, tratouse practicamente dunha constante que se converteu nalgúns

---

<sup>14</sup> O debate enfrontou sobre todo a ANTOLÍN, que defendeu a existencia dunha menor concentración empresarial e crecemento do sector, e a SUDRIÀ. O groso pódese consultar nos seguintes artigos:

ANTOLÍN FARGAS, F., «Electricidad y crecimiento económico. Los inicios de la electricidad en España», *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1988, pp. 635-655.

SUDRIÀ, C., «La electricidad en España antes de la Guerra Civil: una réplica», *op. cit.*, pp. 651-660.

ANTOLÍN FARGAS, F., «Electricidad y crecimiento económico. Una hipótesis de investigación», *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1990, pp. 661-671.

SUDRIÀ, C., «Puntualizaciones a la respuesta de Francesca Antolín», *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1990, pp. 673-675.

<sup>15</sup> Neste caso a referencia é a empresas privadas, xa que Endesa (Empresa Nacional de Electricidade), por exemplo, tamén foi fundada na década dos corenta, e hoxe, aínda que xa privatizada, continúa a ser un operador moi relevante.

<sup>16</sup> CARMONA BADÍA, X., «Una empresa pequeña se hace grande: la Sociedad General Gallega de Electricidad y los orígenes de Fenosa», *Revista de Historia Industrial*, n.º 58, 2015, pp. 368-374.

casos nun aspecto diferencial chave<sup>17</sup>. Exemplos disto poderían ser, entre outros, o proceso de creación dos Saltos do Douro e a dura pugna que mantiveron ao respecto o Banco Bilbao e o Banco Vizcaya<sup>18</sup>, moito antes de unirse ambos; ou a creación de Hidroeléctrica Española, cun importante investimento do Banco Vizcaya<sup>19</sup>.

A creación destas novas empresas e o salto tecnolóxico comentado catapultaron definitivamente a enerxía hidráulica. Así, como tamén se pode observar na gráfica anteriormente amosada, a partir do ano 1914 comeza un período de gran crecemento. Deste xeito, entre 1910 e 1960 constitúe de forma ininterrompida a principal fonte de obtención de enerxía eléctrica. A isto axudaba que a orografía española potenciase o aproveitamento enerxético dos ríos. De feito, grazas a iso, antes da Guerra Civil a maioría dos saltos utilizados non necesitaban a construción de presas, con explotacións que se situaban en tramos con desniveis e nas cabeceiras das bacías fluviaais<sup>20</sup>. Esta evolución da hidroeléctrica foi especialmente salientable na bacía do río Ebro. Alí, en 1913 xa se producía unha cuarta parte da hidroeléctrica de España, mentres que en 1935 achegaba o 41 % deste tipo de enerxía<sup>21</sup>.

Volvendo ao ámbito normativo, nos primeiros anos do século XX xurdiron novas normas sectoriais. Ao respecto, débese comezar citando a Lei do 23 de marzo de 1900, de servidume forzosa de paso de correntes eléctricas, que introduciu o concepto de utilidade pública para as liñas de tendido eléctrico de alta tensión

---

<sup>17</sup> GARRUÉS IRURZUN, J., «Mérito y problemas de las eléctricas pioneras: Arteta, 1893/98-1961», *Revista de Historia Industrial*, n.º 31, 2006, p. 66.

<sup>18</sup> DÍAZ MORLÁN, P., «El proceso de creación de Saltos del Duero (1917-1935)», *Revista de Historia Industrial*, n.º 13, 1998, pp. 181-198.

<sup>19</sup> CAYÓN GARCÍA, F., «Hidroeléctrica Española: un análisis de sus primeros años de actividad (1907-1936)», *Revista de Historia Económica*, n.º 2, 2002, pp. 301-334.

<sup>20</sup> ANTOLÍN FARGAS, F., «Dotaciones y gestión de los recursos energéticos en el desarrollo económico de España», *Papeles de Economía Española*, n.º 73, 1997, p. 195.

<sup>21</sup> OLMEDA MARGELÍ, M., «La energía ante el nuevo Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro», *Agua y Energía*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2010, p. 392.

e estableceu unha servidume forzosa de paso para terceiros. Sobre esta norma e os regulamentos que a desenvolveron tivo ocasión de pronunciarse o Tribunal Supremo na Sentenza do 7 de xuño de 1920, en que delimitou as competencias municipais ao dispor que estas só abarcaban, en canto á iluminación e no relativo a concesións, o interior das poboacións. Con esta norma potenciouse o transporte de enerxía, o que axudaría tamén a deslocalizar a produción, que xa non tiña que situarse ao carón dos centros de consumo. Desta forma, grandes centros de consumo como Madrid ou Barcelona puidéronse abastecer cos aproveitamentos do Júcar e dos Pirineos, respectivamente; a enerxía era transportada a distancias de 250 km, nalgún caso, preto dos 300 km<sup>22</sup>. Isto foi un factor máis que permitiu o despegue do sector hidráulico.

Após isto cómpre citar a continuación a Orde de decembro de 1907 de verificacións de contadores. Esta foi o resultado da evolución das normas de policía industrial anteriores e trataba de asegurar a regularidade e a continuidade da subministración. Nestes anos, en materia de prezos seguía vixente o disposto na lexislación sobre concesións municipais de fornecemento e na de aproveitamentos de augas públicas para saltos de auga de ámbito provincial<sup>23</sup>.

Tras a Primeira Guerra Mundial, aumentou a lexislación sobre o sector. Isto, como podemos contrastar observando a gráfica anterior, coincide co gran despegue na creación de novas centrais de produción eléctrica, maioritariamente hidráulicas. De feito, este é un dos motivos principais desta maior intervención administrativa a través da regulación. A el hai que lle unir as dificultades de fornecemento de enerxía e as subas de prezos durante a Primeira Guerra Mundial, e, posteriormente, a chegada ao poder de Primo de Rivera, que tratou de desenvolver unha economía de forte

---

<sup>22</sup> BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, I., «La industria eléctrica en España (1890-1936)», *Estudios de Historia Económica*, n.º 50, 2007, p. 24.

<sup>23</sup> ANTOLÍN FARGAS, F., «Regulación y gestión de los recursos eléctricos durante el primer siglo de la industria eléctrica», *op. cit.*, pp.116-119.



intervención estatal<sup>24</sup>, acorde coa crise ideolóxica da corrente liberal imperante nesas datas.

En 1920, foi aprobada a Real orde do 14 de agosto, de medidas dirixidas a asegurar o cumprimento do establecido para a subministración de enerxía eléctrica ás industrias e aos particulares. Esta norma respondía a unha dobre lóxica de pretensións contrapostas. Por un lado, as empresas produtoras e distribuidoras trataban de conseguir permiso para aumentar as súas tarifas. Mentres, polo outro lado, os consumidores queixábanse de que as empresas se negasen a subministrar enerxía en moitas ocasións debido a razóns de mercado. Deste xeito, a norma deixou en mans da Administración central a autorización dos prezos ofrecidos ao público. Con todo, a capacidade para obrigar ao cumprimento desta norma non se produciu até 1933. O que si que se conseguiu foi pór de manifesto a necesidade da intervención administrativa no sector, o que desembocou na declaración do fornecemento de electricidade como servizo público<sup>25</sup>. As consecuencias disto foron as seguintes:

- A atribución á Administración central de competencias nos aspectos básicos do sector.
- A obriga de subministración a quen o solicitase, sempre e cando a empresa concesionaria tivese os medios suficientes para iso.
- A fixación dun sistema de tarifas por parte das empresas que debía ser aprobado pola Administración e que en ningún caso podía exceder dunhas determinadas tarifas máximas.

---

<sup>24</sup> ANTOLÍN FARGAS, F., «Iniciativa privada y política pública en el desarrollo de la industria eléctrica en España. La hegemonía de la gestión privada, 1875-1950», *Revista de Historia Económica*, n.º 2, 1999, p. 429.

<sup>25</sup> Sobre a declaración da electricidade como servizo público é preciso esclarecer que este termo acolle, no ordenamento español, realidades diversas. Así, por exemplo, no caso da electricidade –malia ser preciso diferenciar entre xeración, transporte e subministración– nunca houbo unha *publicatio* ou reserva de actividade ao sector público. As concesións, nese sentido, son de dominio público (isto é, dos bens e recursos públicos precisos para desenvolver a actividade), mais non de servizo público no sentido da lexislación de contratos do sector público.

- As posibles revisións á alza das tarifas debían ser aprobadas pola Administración (o cal era unha potestade libre e discrecional desta).
- O control e a verificación por parte da Administración das condicións e a calidade da subministración, no tocante ao cal gozaba ademais de amplas potestades sancionadoras sobre as empresas produtoras e distribuidoras<sup>26</sup>.

A través desta normativa foise configurando a regulación do sector, o cal tamén contou con algúns incentivos e axudas do regulador. Así, por exemplo, débese facer mención ao concurso de proxectos para construción da Rede Eléctrica Nacional en 1925 ou ás exencións tributarias existentes na ditadura de Primo de Rivera, suspendidas en 1931. Finalmente, en 1933, o 5 de decembro, viu a luz o Regulamento de verificacións eléctricas e de regularidade da subministración de enerxía, que no seu primeiro artigo declaraba a enerxía eléctrica como servizo público (de novo) e lle outorgaba á Administración central a potestade de redactar a súa regulamentación interna. Esta foi a primeira norma do sector que tiña carácter sistemático de conxunto e outorgaba a capacidade de executar a normativa anterior. O maior problema con que contou foi que a súa aprobación se produciu en vésperas da Guerra Civil, polo que a súa aplicación práctica se viu moi lastrada por estes acontecementos.

No referente ao desenvolvemento hidráulico, nestes anos tamén cómpre citarmos a aparición de nova normativa, entre a cal resalta, en primeiro lugar, a Lei de obras hidráulicas do 7 de xullo 1911 (Lei Gasset), que estableceu importantes subvencións á construción de obras hidráulicas. A pesar diso, a súa relevancia en relación coa hidroelectricidade foi residual por dous motivos. Por un lado, esta lei estaba máis pensada para os aproveitamentos agrarios e os regadíos, que, até 1920, eran a prioridade no almacenamento de augas en España. Mentres, por outro lado, nunca se dotou un orzamento o suficientemente elevado como para

---

<sup>26</sup> PALACÍN FARRÉ, P., *El Sector Eléctrico Español de 1880 a 2005, su liberalización. Comparativa internacional*, op. cit., pp. 53-54.

cumprir co texto da normativa, que fixaba subvencións do 50 % do valor de obra e anticipos estatais do 40 %<sup>27</sup>.

Esta norma seguía mantendo o principio da iniciativa privada para o desenvolvemento de infraestruturas hidroeléctricas. Mediante este considerábase que as obras se construían por iniciativa do sector privado, que solicitaba as habilitacións administrativas pertinentes para iso no momento que considerase. Isto deriva tamén do dogma liberal imperante, tendente a reducir a actividade do sector público, polo que era preferida a figura do contratista privado, o que deu lugar ao principio do contratista interposto. Este xa deriva de mediados do século anterior, posto que, por exemplo, o Real decreto do 10 de outubro de 1845, ditado para promover e executar as obras públicas durante o reinado de Isabel II, estableceu que, con carácter xeral, o sistema prioritario para levar a cabo estas obras era a contrata<sup>28</sup>.

Pola súa banda, tratouse de modificar a Lei de augas en 1900, 1902, 1910 e 1912, aínda que sen conseguir aprobación parlamentaria. Si que sería aprobada a Lei de protección de industrias do 2 de marzo 1917, que facía referencia no seu artigo primeiro á industria hidroeléctrica, co obxecto de dispor a posibilidade de realizar expropiacións forzosas de terreos para remansos e casas de máquinas se a importancia da nova industria era cinco veces superior á xa instalada. No entanto, o Real decreto do 5 setembro de 1918 instituíu ao fin unha normativa específica sobre a concesión de augas públicas para producir electricidade, en que se lles daba prioridade aos grandes proxectos fronte a outros usuarios. De feito, para a declaración de utilidade pública para os efectos de expropiación forzosa establecíase un limiar de 1000 kW.

O Real decreto do 14 de xuño de 1921 tamén modificou preceptos da Lei de augas. Esta norma cambiou o réxime de

---

<sup>27</sup> BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, I., «¿Fue el sector eléctrico un gran beneficiario de la política hidráulica anterior a la Guerra Civil? (1911-1936)», *Hispania*, vol. LXXI, n.º 239, 2011, pp. 807-810.

<sup>28</sup> GOSÁLBEZ PEQUEÑO, H., «Ejecución directa de obras públicas versus contrato administrativo: el principio del contratista interpuesto en el derecho administrativo español del siglo XIX», *Misión Jurídica*, vol. 11, n.º 15, 2018, pp. 67-68.

concesións, que até aquel momento gozaba de carácter de perpetuidade, e marcou a reversión á Administración aos 65 anos. Pouco despois, este real decreto foi modificado polo Real decreto do 10 de novembro de 1922, que modificou de novo os prazos. Así, as autorizacións quedaban fixadas por un prazo de 75 anos, salvo aquelas reguladas mediante embalse en que resultase beneficiado o interese xeral, caso en que o prazo se situou nos 99 anos. Á súa vez, tamén se establece nesta normativa que as empresas beneficiarias destas concesións debían ceder forzosamente á Administración un 5 % da enerxía xerada. Destes anos, en concreto do 5 de marzo de 1926, data tamén a creación das mancomunidades hidrográficas, que naceron para canalizar os intereses privados dos concesionarios e usuarios das augas fluviais. Pese a iso, a súa relevancia en relación co sector eléctrico foi escasa. Moita máis importancia tivo en cambio o Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927 (Decreto Guadalhorce), que abordaba varios puntos chave do sector hidroeléctrico e estableceu o seguinte:

- A posibilidade de expropiación forzosa nos aproveitamentos de máis de 5000 CV considerados de interese xeral.
- Limitacións para que as concesións de augas públicas só fosen aproveitadas polos titulares da concesión e que estes non as vendesen ou cedesen. Isto tiña moita lóxica no sector, debido a que unha das estratexias empresariais básicas neses anos era a de conseguir o maior número de concesións posibles, independentemente da súa eventual explotación futura, xa que se adquirían cun interese especulativo en moitos casos.
- Un procedemento de poxa das concesións por iniciativa da Administración.<sup>29</sup>

Finalmente, en setembro de 1929, co nacemento do Consello de Enerxía, creouse o primeiro organismo oficial específico co obxectivo de organizar e ordenar o sector eléctrico.

---

<sup>29</sup> BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, I., «La industria eléctrica en España (1890-1936)», *op. cit.*, pp. 83-84.

Quedaría adscrito ao Consello de Obras Hidráulicas en novembro de 1932 <sup>30</sup>.

## 1.2. Evolución durante o franquismo (1939-1975)

Logo da Guerra Civil, a situación económica en España era crítica. O sector eléctrico non foi unha excepción a isto e pasou de gozar dun exceso de oferta antes da guerra a non dar abastecido a demanda, polo que se tiveron facer cortes eléctricos en moitos casos. Entre os factores que levaron a esta situación destacan os seguintes:

- A destrución durante a guerra dalgunhas das centrais, sen construírse outras novas nin reparar as destruídas. Así e todo, tamén é certo que a potencia instalada non foi obxecto de grandes ataques militares, polo que non se tratou tampouco dun factor diferencial.
- A situación internacional –II Guerra Mundial– que se viviu posteriormente dificultaba moito a importación de equipos para novas centrais. Ademais, o bloqueo económico ditado polos aliados durou até a década dos cincuenta.
- A importante seca ocorrida nestes anos. Este argumento foi espremido e usado polo Goberno para xustificar toda a situación, o cal era unha esaxeración. Pese a iso, os anos 1944 e 1945 foron especialmente secos e isto afectaba de xeito relevante á xeración de electricidade, xa que a maioría proviña de fontes hidráulicas.
- A ausencia dunha rede unificada de transporte que conectase as diferentes empresas no ámbito nacional para atender o consumo globalmente<sup>31</sup>.
- A conxelación de tarifas desde 1924, que, nun contexto de alta inflación, non fomentaba que as empresas acometesen novos investimentos en plantas de produción.

---

<sup>30</sup> ANTOLÍN FARGAS, F., «Iniciativa privada y política pública en el desarrollo de la industria eléctrica en España. La hegemonía de la gestión privada, 1875-1950», *op. cit.*, p. 429.

<sup>31</sup> PALACÍN FARRÉ, P., *El Sector Eléctrico Español de 1880 a 2005, su liberalización. Comparativa internacional*, *op. cit.*, p. 55.

- O aumento do consumo que, malia nun principio ser moderado (un 10 % entre 1935 e 1943), posteriormente avanzou a maior ritmo<sup>32</sup> (por exemplo, medrou un 50 % entre 1945 e 1950).
- A perda tanto de man de obra como de persoal cualificado como consecuencia da migración e o exilio.

A conxunción destes factores, a que se debe unir a ausencia de carbón de calidade no país e o racionamento do petróleo, que facía inviable a alternativa da enerxía térmica, levou a unha grave insuficiencia da oferta fronte á demanda enerxética. Esta situación durou até ben entrada a década dos cincuenta. En concreto, até 1957 rexistráronse apagamentos por incapacidade produtiva<sup>33</sup>.

Estes problemas propiciaron a intervención estatal. A postura oficial até o momento poderíase cualificar de apática co sector eléctrico, pero isto cambiou debido á influencia do Instituto Nacional de Empresa (INI). Desde esta institución constituíronse diversas empresas eléctricas públicas, tales como Endesa, o 18 de novembro de 1944, que nun principio estivo máis ligada ao sector termoeléctrico; ou a Empresa Nacional Hidroeléctrica de Ribagorza (Enher), fundada esta última no ano 1946. Deste xeito, a Administración pública entraba nun campo que até o momento era esencialmente privado<sup>34</sup>.

O INI, nun principio, foi creado para impulsar a industrialización nacional e carecía dun plan eléctrico específico. Fundouno Juan Antonio Suanzes –que proviña da carreira militar– o 25 de setembro de 1941. Durante a presidencia de Suanzes, que durou até o ano 1961, desde o INI tratouse de desenvolver o modelo económico autárquico que se propuña na primeira etapa do réxime

---

<sup>32</sup> DÍAZ MORLÁN, P. e SAN ROMÁN, E., «Causas de la restricción eléctrica en el primer franquismo: una aportación desde la historia empresarial», *Investigaciones de Historia Económica*, vol. 5, n.º 13, 2009, pp. 73-75.

<sup>33</sup> SUDRIÀ, C., «La economía española bajo el primer franquismo: la energía», *VII Congreso de la Asociación de Historia Económica*, 2001, pp. 9-20.

<sup>34</sup> BLÁZQUEZ GÓMEZ, M. L., «Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español: 1988-2004», GRIFELL-TATJE, E. (dir.), *Universidade Autònoma de Barcelona*, Barcelona, 2008, p. 28.

franquista<sup>35</sup>. Deste xeito, a pesar da carencia dun plan concreto referente ao sector eléctrico, en consonancia coas súas ideas autárquicas, desde o Instituto pronto caeron na conta de que a súa propia actividade significaba un gasto importante de enerxía eléctrica. Ademais, o INI podía funcionar como coordinador do sistema eléctrico para favorecer unha explotación conxunta. Así, incluso se chegou a propor a expropiación de centrais en construción e concesións non empregadas<sup>36</sup>. De feito, o propio Suanzes caracterizábase pola súa desconfianza cara ao sector privado, ao cal acusaba de inoperancia e ineficiencia.

O INI foi aumentando o seu peso no sector eléctrico ao longo da década dos cincuenta utilizando bacías hidráulicas non explotadas e, sobre todo, construíndo centrais térmicas que puidesen compensar o gran peso da hidroelectricidade. Ademais, tamén tratou de crear unha rede eléctrica nacional, aínda que non tivo éxito nisto durante este período<sup>37</sup>.

En oposición ao INI, polo lado dos operadores privados, a solución proposta desde a patronal para a problemática do sector foi a creación de Unesa (Unidade Eléctrica, SA), que se produciu finalmente o 3 de agosto de 1944. Unesa, que englobaba 17 das principais empresas eléctricas da altura, definíase a si mesma como unha entidade de coordinación de todas as empresas nela integradas nas actividades de produción, transporte e distribución. Este organismo alzouse como o principal coordinador do sistema eléctrico –autorregulándose incluso no ámbito do transporte– en detrimento do INI, pois contaba cunha boa relación co réxime, até punto de que o propio xeneral Franco lle encargou persoalmente esta misión de coordinación ao presidente de Unesa, José María

---

<sup>35</sup> COMÍN, F., «Los mitos y los milagros de Suanzes: la empresa privada y el INI durante la autarquía», *Revista de Historia Industrial*, n.º 18, 2000, pp. 226-229.

<sup>36</sup> SUDRIÀ, C., «El Estado y el sector eléctrico español bajo el franquismo: regulación y empresa pública», *Electra y el Estado. Volumen I*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.ª edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 41-42.

<sup>37</sup> ÁLVAREZ MARTÍN, M. M. e ORTÚÑEZ GOICOLEA, P. P., «La mirada del ejército sobre la industria: los sectores eléctrico y químico en la España de entreguerras», *Anales de Estudios Económicos y Empresariales*, vol. XX, 2010, pp. 199-201.

Oriol y Urquijo. Para conseguir os obxectivos propostos, as tarefas máis relevantes que se efectuaron foron as seguintes:

- Medidas para lograr un aproveitamento máis completo do sistema de xeración coordinando os produtores, aínda que coa dificultade de que non todos eles se atopaban dentro de Unesa.
- A creación, en relación co punto anterior, dunha rede eléctrica nacional que puidese conectar distintos puntos da Península e favorecer intercambios entre as diferentes empresas que, até o momento, operaban na súa maioría como monopolios locais.<sup>38</sup>

Un aspecto determinante que levou a que fose Unesa e non o INI quen executase o programa eléctrico foi o político, respecto do cal cómpre destacarmos que algunha das estratexias propostas polo INI non só non tiveron efecto, senón que causaron desconfianza entre varios ministros do réxime e, loxicamente, tamén entre as empresas. Un exemplo disto sería o recorrente argumento do déficit enerxético de que culpabilizaba en exclusiva ás empresas. Estes enfrontamentos políticos e a falta dun plan específico acabou favorecendo a Unesa.<sup>39</sup>

Deste xeito, produciuse en España unha situación moi particular: foi o único país onde as empresas privadas sen intervención do Estado se encargaron de conectar as redes de transporte. No resto de Europa predominaron as actuacións públicas. Este feito veu motivado pola ameaza que estas mercantís vivían de que o sector fose intervido.<sup>40</sup> Ademais, viuse favorecido por que os capitais no sector tenderon a concentrarse, levándose a cabo diversos procesos de fusións e adquisicións, o cal foi impulsado tamén polo feito de que a localización das fontes de

---

<sup>38</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*, 1.ª edición, Montecorvo, Madrid, 1998, pp. 85-87.

<sup>39</sup> GÓMEZ MENDOZA, A., «La intervención pública en la industria eléctrica bajo el franquismo», *Electra y el Estado. Volumen II*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.ª edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 33-58.

<sup>40</sup> PUEYO, J., «Las relaciones entre las empresas eléctricas y el Estado franquista», *Jornadas de Historia de la Electricidad*, 2008, pp.13-18.



enerxía se atopaba cada vez máis lonxe dos centros de consumo e polo cambio de escala nos aproveitamentos hidráulicos e de carbón.<sup>41</sup>

Neste contexto débese encadrar o Decreto do 12 de xaneiro de 1951, que supuxo unha das normas chave do sector nese período. Este, na súa exposición de motivos, definía o que se consideraban os grandes problemas eléctricos do momento, que incluían os seguintes:

- A situación confusa do sistema de tarifas, que non fora actualizado desde 1933, polo que xa non respondía á lóxica económica vixente naquel momento.
- A repercusión sobre o conxunto dos consumidores do incremento en volume e custo da produción de orixe térmica. Neste punto, hai que salientar que, aínda que a produción seguía sendo maioritariamente de orixe hidráulica, porque resultaba máis barata, a enerxía térmica comezou a gañar importancia. As causas disto hai que buscalas na incapacidade da enerxía hidráulica para abastecer toda a demanda, na súa irregularidade directamente relacionada coa pluviosidade e en que a construción de novas centrais era un proceso moito máis lento que a construción de centrais térmicas.
- Os incentivos ao investimento na construción de novas centrais. Isto garda unha relación directa coas tarifas, xa que a súa falta de actualización nun contexto de alta inflación implicaba que os rendementos reais dos investimentos percibidos polas empresas fosen menores<sup>42</sup>.

Para combater estes problemas do sector creáronse, mediante a citada norma, as denominadas «tarifas tope unificadas», que posteriormente foron desenvolvidas mediante a Orde do 23 de

---

<sup>41</sup> DEL CERRO TOCINO, J., «La generación de energía eléctrica en la época franquista (1940-1975): estrategias empresariales y opciones tecnológicas», tese de doutoramento, SUDRIÀ, C. (dir.), Universidade Pompeu Fabra, Barcelona 2012, p. 61.

<sup>42</sup> PUEYO, J., «La regulación de la industria de producción y distribución de energía eléctrica en España, 1939-1972», *Electra y el Estado. Volumen I*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.ª edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 167-170.

decembro de 1952. Tales tarifas, que regulaban os prezos de venda ao público, trataban de cubrir os custos de funcionamento do sistema e os dos investimentos, así como de ofrecer unha rendibilidade o suficientemente alta como para atraer os elevados capitais que precisaba o sector. A maiores, había que engadir un fondo especial destinado a novas construcións e ao abastecemento de certos fornecementos especialmente protexidos, cunhas compensacións que foron xestionadas a través da Oficina Liquidadora de Enerxía (Ofile). Esta normativa complementábase coa Sentenza do Tribunal Supremo do 6 de febreiro de 1958, en que se recoñeceu a discrecionalidade da Administración para revisar as devanditas tarifas<sup>43</sup>.

Ademais, neste decreto tamén se facía referencia a outros tres elementos importantes na configuración do sector eléctrico, que eran estes:

- O recoñecemento do carácter privado das empresas, aínda que se lles ordenaba que se xestionasen como se se tratase dun sistema unificado.
- Faise mención aos consumidores cualificados. Estes eran empresas con grandes consumos de enerxía eléctrica que podían gozar de tarifas especiais. Isto, ademais, foi usado como un incentivo á industrialización.
- Debido aos maiores gastos que implicaba a electrificación de zonas rurais incluíanse unhas recargas transitorias.<sup>44</sup>

A pesar das normas citadas, boa parte do sector eléctrico foi xestionado de xeito privado mediante unha sorte de autorregulación levada a cabo por Unesa, que tamén colaboraba na elaboración lexislativa. Para a consecución dos obxectivos deste ente –que en 1998 pasou a ter carácter de asociación empresarial– foi moi relevante a creación do Repartidor Central de Cargas (Reca) en

---

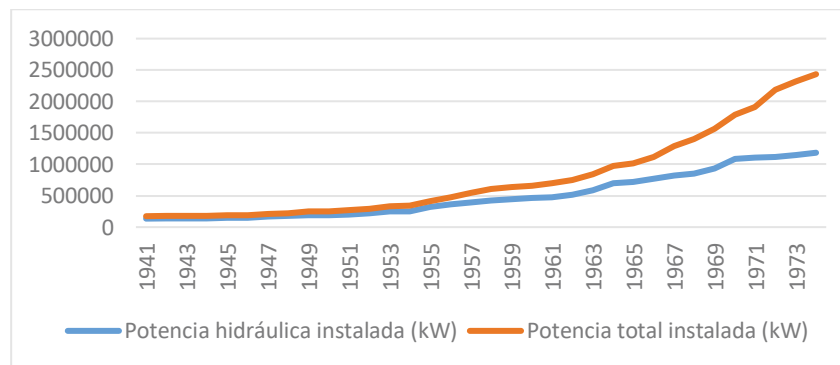
<sup>43</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E., «Memoria sobre la reconfiguración sustancial del sistema eléctrico español en 1951», *Revista de Administración Pública*, n.º 171, 2006, pp. 410-411.

<sup>44</sup> PUEYO, J., «La regulación de la industria de producción y distribución de energía eléctrica en España, 1939-1972», *op. cit.*, pp. 170-171.

1953, que conectou entre si os distintos sistemas rexionais e foi o órgano usado para a programación e dirección do sistema eléctrico. Mediante intercambios de enerxía púidose planificar a xestión do sistema, o que supuxo na práctica o fin do sistema de concesións rexionais. Ademais, Unesa tiña tales atribucións que até exercía como árbitro en conflitos entre empresas eléctricas<sup>45</sup>. Por outra parte, tamén se conseguiu que comezasen a cesar os cortes por escaseza de demanda. Así, a creación dun mercado unificado puxo as pautas para os retos que debería afrontar a industria eléctrica nos anos vindeiros.

Se nos centramos na potencia instalada desta época, a enerxía hidroeléctrica era a que seguía a predominar, como se pode observar na seguinte gráfica:

Figura 2. Evolución da potencia eléctrica e hidroeléctrica instalada durante o franquismo



Fonte: elaboración propia a partir de datos de ESPEJO MARÍN e GARCÍA MARÍN<sup>46</sup>

Aquí obsérvase que a partir da década dos sesenta o sector hidroeléctrico medra a un ritmo menor que o global eléctrico, o que se acentúa na década dos setenta. Pese a iso, nos anos que se

<sup>45</sup> ARROYO ILERA, F., «Territorio, tecnología y capital. La regulación hidroeléctrica de los ríos españoles (1900-1970)», *Treballs de la Societat Catalana de Geografia*, n.º 63, 2007, pp. 54-55.

<sup>46</sup> ESPEJO MARÍN, C. e GARCÍA MARÍN, R., «Agua y energía: producción hidroeléctrica en España», *op. cit.*, p. 113.

consideran na gráfica, dentro da Unión Europea (UE) só Francia e Italia superaron a produción hidroeléctrica media española<sup>47</sup>.

De feito, a pesar da baixada do seu peso porcentual, isto non sucedeu así en valores absolutos. É mais, nestes anos inauguráronse varias grandes centrais hidroeléctricas como, por exemplo, as de Aldeadávila ou Belesar. Así pois, entre a década dos cincuenta e a década dos setenta produciuse o que se coñece como o paso da denominada «hulla branca» á «hulla verde». Isto é, a hidroelectricidade que era até entón obtida maioritariamente por centrais situadas en zonas montañosas en que eran frecuentes as Neves (hulla branca), pasaba agora á utilización abundante dos cursos medios dos ríos (hulla verde)<sup>48</sup>.

Volvendo á perda de peso da enerxía hidroeléctrica no sector, débese sinalar que este feito ten íntima relación co até o de agora exposto. Isto é:

- Os caudais onde se podían instalar novas centrais hidráulicas eran cada vez máis escasos.
- A escaseza enerxética motivou que o Estado fixese una aposta importante pola enerxía térmica, pois malia que era máis cara, as centrais podían ser construídas moito antes, que era o que se necesitaba para resolver o urxente problema do déficit de oferta. Ademais, desde finais dos sesenta e comezos dos setenta, foi promocionada intensamente<sup>49</sup>.
- O aumento da demanda vivido a partir dos anos sesenta fixo insuficiente esta fonte enerxética. O dito aumento proviña dun maior desenvolvemento económico e do

---

<sup>47</sup> JUÁREZ SÁNCHEZ-RUBIO, C., «Los desafíos del agua. La producción eléctrica como factor de desequilibrio económico regional», *Paisaje, cultura territorial y vivencia de la geografía. Libro homenaje al profesor Alfredo Morales Gil*, VERA REBOLLO, J. F., OLCINA CANTOS, J. e HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ, M. (eds.), Publicacións da Universidade de Alacant, Unión de Editoriais Universitarias Españolas, Alacant, 2016, p. 1146.

<sup>48</sup> ESPEJO MARÍN, C. e GARCÍA MARÍN, R., «Agua y energía: producción hidroeléctrica en España», *op. cit.*, p. 114.

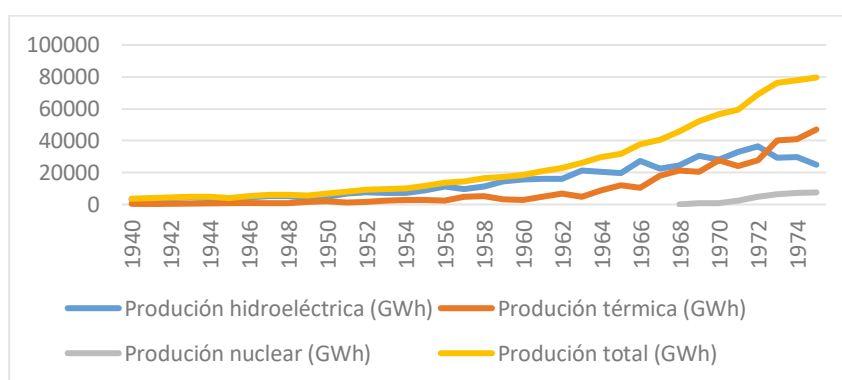
<sup>49</sup> ARROYO ILERA, F., «La iniciativa privada y el desarrollo de la industria hidroeléctrica en España. La otra cuestión nacional», *Agua y territorio. La cooperación hídrica en España*, Real Sociedad Gráfica, Madrid, 2011, pp. 167-168.

correlativo aumento do nivel de vida, a apertura ao exterior e o fomento do turismo, froito do Plan de estabilización de 1959 que acabou co período de autarquía<sup>50</sup>.

– Ao medrar o consumo enerxético unha dependencia tan importante da enerxía hidráulica non era recomendable debido á súa irregularidade.

A maiores do auxe da enerxía térmica, tamén cómpre destacarmos a aparición da enerxía nuclear nos últimos anos do franquismo. Este novo panorama apréciase con facilidade ollando a estrutura da produción eléctrica nestes anos.

Figura 3. Estructura da produción eléctrica durante o franquismo



Fonte: elaboración propia a partir de datos de MOLINA IBÁÑEZ<sup>51</sup>

Chegando ao fin da autarquía, a apertura española ao exterior tamén se observou no sector. Así, por un lado, comezáronse a realizar intercambios eléctricos con Francia. Estes foron esencialmente intercambios de enerxía de auxilio para momentos determinados, que foron negociados por diversas empresas e coordinados mediante Unesa. Pese a iso, nestes primeiros momentos as infraestruturas de transporte existentes rexistraban unhas altas perdas de enerxía, o que aumentaba os custos.

Por outro lado, os Estados Unidos destinaron axudas a España, en especial entre os anos 1953 e 1958. Estes fondos

<sup>50</sup> MARCOS FANO, J. M., «Historia y panorama actual del sistema eléctrico español», *Física y Sociedad*, n.º 13, 2003, p. 12.

<sup>51</sup> MOLINA IBÁÑEZ, M., «La producción y el consumo de energía eléctrica en España», *Geographicalia*, n.º 1, 1977, p. 56.

contaban esencialmente cun dobre obxectivo: a) evitar que se repetisen as restricións na subministración eléctrica que se produciran na década dos corenta; e b) formar capital humano (sobre todo desde o punto de vista técnico e de dirección) nos Estados Unidos no marco das actividades da Comisión Nacional de Produtividade Industrial. No marco destas relacións cos Estados Unidos tamén se firmaron acordos para colaborar na investigación e o uso da enerxía nuclear con fins industriais, no marco dos cales se ofreceu a posibilidade de poder obter contratos para levar a cabo reactores de probas a empresas estadounidenses como Atomics International, General Electric ou Westinghouse<sup>52</sup>.

Xa na década dos sesenta, un dos asuntos que máis preocupaba ao sector –ou polo menos ás empresas– era a substitución do sistema de tarifas vixente por un novo sistema de tarifas binomiais. Este cambio comezouse co Decreto 1698/1969, do 16 de agosto, sobre novas tarifas eléctricas, que modificou o sistema vixente até o momento, caracterizado por un mínimo de consumo e un termo de enerxía diferenciado en bloques horarios, por outro en que se aplicaba un termo de potencia en función da potencia contratada e outro termo de enerxía proporcional ao consumo rexistrado. Esta nova tarifa desenvolveuse con maior detalle a través da Orde Ministerial do 31 de decembro de 1970.

A finalidade da nova tarifa, segundo a exposición de motivos desta orde ministerial, era o conseguir unha mellor regulación do consumo e unha repartición máis equitativa dos custos. Así, no artigo 1 da norma consérvanse as tarifas tope unificadas, pero dáselles unha estrutura binomial. Deste xeito, indícase que as devanditas tarifas estaban compostas pola potencia que se tivese contratada e a enerxía consumida e, a maiores, o complemento á Ofile. Mentres, nos artigos 2 e ss. indícase o resto de tarifas existentes en baixa tensión, alta tensión e fornecementos especiais.

---

<sup>52</sup> GÓMEZ MENDOZA, A., «UNESA y la autorregulación de la industria eléctrica (1944-1973)», *Electra y el Estado. Volumen I*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.<sup>a</sup> edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 548-553.

Finalmente, na última etapa do franquismo produciuse a crise enerxética mundial, que comezou o 23 de agosto de 1973. En España, naquel momento vivíase unha época política convulsa e por mor diso non se tomaron as medidas pertinentes a tempo. Este feito, como se analizará, tería importantes consecuencias.

### **1.3. Transición e marco legal estable**

O 20 de novembro de 1975, após o falecemento do ditador Francisco Franco, iniciábase en España un cambio de réxime político cara á democracia. Un cambio de tal calibre deu pé a un período de inestabilidade política que afectou tamén ao sector eléctrico, máis se cabe, tendo en conta que este tiña gran proximidade coa Administración franquista, en tanto se trataba dun sector estratéxico e as súas actividades estaban consideradas como un servizo público.

A todo isto, a maiores, hai que engadirlle a citada crise enerxética mundial, que se orixinou cunha elevadísima subida dos prezos do petróleo. Entre setembro de 1973 e marzo de 1974, o prezo do barril multiplicouse case por cinco. Posteriormente, esta subida de prezos tivo unha segunda manifestación entre 1979 e 1980, cando os prezos da materia prima se multiplicaron practicamente por tres. Todo isto, ademais das tremendas consecuencias causadas á economía no seu conxunto, situou o sector enerxético nunha posición pouco favorable e no punto de mira das políticas económicas dos gobernos.

#### **1.3.1. Plans enerxéticos nacionais de 1975, 1978 e 1983**

A crise enerxética da década dos setenta comportou, entre outras implicacións, un aumento importante dos prezos do petróleo. Respecto a isto, a primeira actuación levada a cabo polo Goberno consistiu en compensar parte deste aumento de prezos. A consecuencia disto foi a introdución dunha ineficiencia no mercado, xa que non se lle estaba a trasladar ao consumidor final este aumento no prezo, polo que a demanda non era correlativa cunha subida dos custos, que debería implicar unha subida dos prezos. Esta estratexia, que non conseguiu combater de xeito conveniente os problemas enerxéticos –e económicos– foi substituída ao pouco

tempo. Así, en xaneiro de 1975 o Consello de Ministros creou o primeiro Plan enerxético nacional (PEN-75)<sup>53</sup>.

Este plan tratou de darlle unha resposta á crise enerxética tentando crear unha planificación integral do sistema, que tiña como piar básico a redución da dependencia do petróleo. As medidas, centradas no lado da oferta enerxética, conseguiron efectivamente o obxectivo de reducir a dependencia do petróleo como fonte de xeración eléctrica, en favor da enerxía nuclear e da térmica de carbón. En cambio, no PEN-75 fíxose unha estimación excesivamente optimista do aumento da demanda eléctrica, ao non considerarse a sobrecapacidade que sufriría o sistema, e tamén se lles prestou escasa consideración aos custos de cambiar dun modelo de produción a outro. Ademais, o impacto do aumento dos prezos do barril de petróleo sen refinar, grazas á redución de impostos indirectos, non implicou un aumento proporcional dos prezos dos destilados, que medrou en menor medida, polo que o comportamento dos axentes económicos se viu afectado. Todo isto tivo como consecuencia que o Plan acabase sendo un fracaso.<sup>54</sup>

Por tales motivos, nos Pactos da Moncloa de 1977, firmados o 25 de outubro, introducíronse cambios no panorama enerxético. Estes deron lugar ao Plan enerxético nacional 1977-1987, que finalmente non viu a luz. Si a viu, en cambio, o Plan enerxético nacional 1979-1987 (PEN-79)<sup>55</sup>.

O PEN-79, a diferenza do anterior plan, transmitía o incremento do prezo do barril de petróleo ao consumidor final. Os

---

<sup>53</sup> COSTA CAMPI, M. T., «Evolución del sector eléctrico español (1975-2015)», *Revistas ICE*, n.º 889-890 (exemplar dedicado á economía española no reinado de Xoán Carlos I), 2016, p. 144.

<sup>54</sup> CUERDO MIR, M., «Evaluación de los planes energéticos nacionales en España (1975-1998)», *Revista de Historia Industrial*, n.º 15, 1999, pp. 162-165.

<sup>55</sup> Segundo as fontes consultadas, tamén se pode atopar nomeado como PEN-78. Véxase, por exemplo, COSTA CAMPI, M. T., «Evolución del sector eléctrico español (1975-2015)», *op. cit.*, pp. 145-146; ou CUERDO MIR, M., «Evaluación de los planes energéticos nacionales en España (1975-1998)», *op. cit.*, pp. 165-167.



seus obxectivos básicos aparecían recollidos no balance enerxético aprobado polo Congreso<sup>56</sup>, onde se citaban os seguintes:

- *Moderación efectiva dos incrementos do consumo de enerxía.*
- *Máxima utilización das enerxías de orixe nacional.*
- *Potenciación dos esforzos dirixidos a facer posible o aproveitamento de novas fontes de enerxía.*
- *Obtención dunha diversificación efectiva, dentro do posible, da subministración de todas as fontes dispoñibles de enerxía, incluída a nuclear<sup>57</sup>.*

Nesta época promulgouse a Lei 82/1980, do 30 de decembro, de conservación da enerxía. Esta, que viu a luz co obxectivo de reducir a dependencia externa, obedecía a importantes razóns políticas, posto que os principais exportadores das materias primas empregadas para producir enerxía, tales como produtos fósiles, eran na súa maioría países de pouca estabilidade política<sup>58</sup>.

Tamén nestes anos, baixo o PEN-79, se produce o nacemento da Asociación de Empresas para a Explotación do Sistema Eléctrico (Aselétrica). A través do Real decreto 926/1980, do 18 de abril, esta asociación asumiu as funcións que antes lle correspondían ao Reca a través dun órgano dependente dela chamado Centro de Control Eléctrico (Cecoel)<sup>59</sup>. Nesta norma, no parágrafo segundo do seu primeiro artigo, tamén se dispuña:

*Aselétrica estará facultada para ordenar a adopción das medidas conducentes á mellor utilización dos medios de xeración e transporte de enerxía eléctrica a todas as empresas eléctricas*

---

<sup>56</sup> Esta resolución do Congreso carece de forza de lei, pero si que implicaba o compromiso de que as leis e os regulamentos que se aprobasen non contraviñesen o aquí acordado. De feito, tal e como se recolle na Sentenza do Tribunal Superior de Xustiza de Cantabria do 4 de novembro de 2016 (recurso contencioso-administrativo n.º 346/2014), este tipo de plans enerxéticos e resolucións non teñen «determinacións directamente aplicables, non é normativa de directa aplicación, senón unha determinación de pasos para dar no futuro, ou máis ben, un elenco de principios para ter en conta nos pasos que se dean no futuro».

<sup>57</sup> A tradución de todas as normas nacionais, xurisprudencia e doutrina que se cita nesta tese de doutoramento é propia.

<sup>58</sup> FOLGADO BLANCO, J., «Una reflexión sobre el sistema eléctrico español», *Estudios de Economía Aplicada*, n.º 29-2, 2011, pp. 434-435.

<sup>59</sup> ÁLVAREZ GARCÍA, V. e DUARTE MARTÍNEZ, R., *Administración Pública y electricidad*, 1.ª edición, Civitas, Madrid, 1997, p. 69.

*de ciclo completo, con instalaciones de producción directamente conectadas á rede de alta tensión.*

Deste xeito, Unesa foi, en certo modo, substituída por Aselétrica, a pesar de que algunha voz como a do profesor GARCÍA DE ENTERRÍA defende que esta substitución aconteceu tan só de xeito formal.<sup>60</sup>

Á súa vez, o PEN-79 tamén baseaba os seus plans de actuación nunhas previsións de incremento da demanda que finalmente resultaron excesivamente optimistas. Isto, unido ao cambio de goberno, coa vitoria electoral do PSOE, implicou que o PEN-79 non tivese a duración prevista. Foi substituído polo Plan enerxético nacional de 1983 (PEN-83). Sobre este hai que citar, en primeiro lugar, as resolucións aprobadas polo Congreso o 28 de xuño de 1984, que consagran os principios da reforma. Desta hai que salientar que descansa na idea da responsabilidade financeira compartida entre as empresas e o Goberno, polo que este último se comprometía a ofrecer unha retribución que posibilitase o saneamento do sector. Ademais, consideraba que os obxectivos que buscaba para o sector eléctrico debían descansar nestes tres piares:

- Os investimentos deberían ser feitos no marco dun modelo de planificación enerxética.
- Tratar de minimizar os custos variables conxuntos das actividades de produción e transporte.
- Reducir os custos financeiros futuros do sector a través dunha ordenación financeira<sup>61</sup>.

Neste período foi especialmente relevante a promulgación da Lei 49/1984, do 26 de decembro, de explotación unificada do sistema eléctrico nacional. Con esta normativa e o seu desenvolvemento pasouse dun sistema de planificación conxunta

---

<sup>60</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E., «El régimen jurídico de la electricidad durante el siglo de vida de la Compañía Sevillana de Electricidad», *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, ALCAIDE, J., BERNAL, A. M., GARCÍA DE ENTERRÍA, E., MARTÍNEZ-VAL, J. M., DE MIGUEL, A., NUÑEZ, G. e TUSELL, J. (dirs.), 1.ª edición, Fundación Sevillana de Electricidade, Sevilla, 1994, p. 120.

<sup>61</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*, op. cit., pp. 156-158.

levada a cabo polas empresas operantes no sector a un sistema de planificación estatal centralizada. Así, en primeiro lugar, a Lei 49/1984 declarou a actividade de transporte a través de redes de alta tensión un servizo público de titularidade estatal. A xestión destas redes foille encomendada á Rede Eléctrica de España, SA (REE), que foi creada a través do Real decreto 91/1985, do 23 de xaneiro, cun capital maioritariamente de titularidade pública (estaba participada esencialmente polo INI e as empresas públicas Endesa e Enher), aínda que con importantes achegas privadas que globalmente se aproximaban bastante ao 50 % do capital social.

Ademais, o PEN-83 seguía a manter a preocupación pola redución da dependencia do petróleo. As alternativas máis apoiadas eran o gas natural e o carbón nacional, aínda que este último tiña o problema de non ser demasiado abundante nin de gran calidade. Tamén se completou gran parte do aproveitamento hidroeléctrico que era técnica e economicamente viable, instalando arredor de 3000 MW durante esta época. A maiores, o programa nuclear que se iniciara en anos anteriores desenvolveuse parcialmente. Debido aos problemas financeiros do sector e as previsións excesivas do aumento da demanda, as centrais nucleares autorizadas non chegaron a funcionar todas nesta etapa. Así, das 14 que eran, seis foron desestimadas, dúas entraron en moratoria<sup>62</sup> e as outras seis recibiron autorización para conectarse á rede.

No referente ao saneamento económico do sector, cambiouse a remuneración a través do Real decreto 2660/1983, do 13 de outubro, e do Real decreto 774/1985, do 14 de abril. Co novo sistema de retribución tratábase de sufragar os custos de xeración ou adquisición da enerxía necesaria para abastecer o sistema, incluíndo un beneficio suficientemente atractivo para que capitais externos se interesasen no mercado. Ademais, tratouse de compensar as diferenzas dos custos citados e os ingresos, que eran froito das distintas estruturas de mercado.

Tamén por motivos económicos, levouse a cabo un intercambio de activos entre empresas. Con esta medida tratábase

---

<sup>62</sup> Esta moratoria financiaríase até 2007 cunha porcentaxe que incrementaba as tarifas eléctricas.

de equilibrar a súa solvencia a curto prazo e modificar a súa estrutura industrial para equilibrar tamén o mercado.<sup>63</sup>

Así pois, o PEN-83 caracterizouse pola preocupación xurdida acerca do estado financeiro do sistema. Con el, cambiouse a forma de xestión e a Administración gañou peso no mapa deste sistema. Tamén se inicia unha sorte de sistema de concertación entre a Administración e as empresas que operaban no sector, onde as decisións eran negociadas entre ambos os actores.

### 1.3.2. O marco legal estable

Todas estas medidas levadas a cabo a través do PEN-83, e que implicaron unha maior participación estatal no sector eléctrico, tiveron a súa continuación co marco legal estable (MLE). O MLE foi composto por un conxunto de normas que regularon esencialmente a contorna económica do sector até os momentos previos á súa liberalización. Introduciuse a través do Real decreto 1538/1987, do 11 de decembro, polo que se determina a tarifa eléctrica das empresas xestoras do servizo, en que se define a dita tarifa como unha remuneración global e conxunta do sistema eléctrico nacional que era fixada con base nuns criterios de ingresos e custos estándares.<sup>64</sup>

Deste xeito, a tarifa eléctrica aparecía definida como unha relación entre os ingresos e a demanda previstos, e trataba de satisfacer os seguintes obxectivos:

- Reducir o contexto de incerteza no sector, que resultaba negativo de cara aos posibles investimentos.
- Promover a xestión eficiente das empresas, introducindo mecanismos incentivadores na regulación.
- A recuperación dos investimentos levados a cabo polas empresas. Este obxectivo aparece en clara relación co de reducir a incerteza sectorial.

---

<sup>63</sup> BLÁZQUEZ GÓMEZ, M. L., «Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español: 1988-2004», *op. cit.*, pp. 35-38.

<sup>64</sup> SANZ VILLARROYA, I. e SANAÚ VILLARROYA, J. J., «Configuración del sector eléctrico a partir de 1945 y crecimiento español», *XXII Encuentro de Economía Pública. Reformas y nuevos retos de los Estados de Bienestar: eficiencia y equidad*, Universidade de Vigo, Servizo de Publicacións, Vigo, 2016, p. 9.

- Depurar os custos que se debían considerar dentro das empresas, para poder retribuílas axeitadamente.
- Unha apropiada distribución dos ingresos entre o sector<sup>65</sup>.

Así pois, o que en esencia buscaba o MLE era resolver os problemas financeiros do sector, á vez que incentivaba unha súa xestión eficiente. Con esta normativa, as empresas deixaban de ser retribuídas polos custos reais, que pasaron a ser desprazados por uns custos estándares. Estes constituían a principal característica do MLE e trataban de estandarizar os custos individualizados para cada instalación tanto de xeración como de distribución, para o cal se calculaba o prezo medio do servizo polo cociente entre o custo estándar total do sistema e a previsión da demanda. Deste xeito incentivábase que as empresas diminuísen os seus custos reais, xa que iso tería directa repercusión na súa conta de resultados. Pese a isto, o sistema non permitía que as empresas competisen en custos unhas con outras, xa que o custo estándar era independente da eficiencia do sector<sup>66</sup>.

Á súa vez, seguíase a manter un sistema de compensacións entre empresas, aínda que se introduciron certas variacións que levaron a distinguir –en liña coa normativa vixente até ese momento– entre compensacións de xeración e de mercado. Aquí tamén se debe facer unha distinción entre os subsistemas eléctricos de ciclo completo cun sistema de compensacións interempresas e o réxime de empresa produtora non incluída en ningún subsistema, como era o caso de Endesa, que recibía un prezo por entregarlles a enerxía aos distintos subsistemas<sup>67</sup>.

---

<sup>65</sup> MUÑOZ MACHADO, S., «Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia», *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.ª edición, Iustel, 2009, pp. 22-23.

<sup>66</sup> AROCENA, P. e RODRÍGUEZ ROMERO, L., «Incentivos en la regulación del sector eléctrico español (1988-1995)», *Revista de Economía Aplicada*, n.º 18, vol. VI, 1998, pp. 63-64.

<sup>67</sup> BLÁZQUEZ GÓMEZ, M. L., «Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español: 1988-2004», *op. cit.*, pp. 39-57.

Nun principio, as empresas mostráronse favorables a este cambio, pero isto pronto tornou en desconfianza, xa que a normativa non incluía varios aspectos que as mercantís botaron en falta. Entre estes estaban as desviacións relacionadas coa falta de dispoñibilidade dos recursos hidroeléctricos en determinados momentos (por exemplo, en secas) e os problemas de valoracións de activos tales como as novas construcións ou a taxa de interese, que se tratou de corrixir con posterioridade periodificando a tarifa. A idea imperante no sector era que a normativa beneficiaba o sector público en contra do criterio europeo<sup>68</sup>. De feito, a Orde Ministerial do 19 de febreiro de 1988, que regulaba o papel de Endesa no conxunto do sistema, establecía un sobreprezo pola enerxía que esta empresa pública cedía a cada subsistema eléctrico.

Por outra banda, a normativa estaba pensada para funcionar como un sistema pechado, pero os intercambios internacionais de enerxía eran cada vez máis frecuentes, polo que máis cedo que tarde a normativa debía ter en conta esta variable. Á súa vez, a lexislación esquecía completamente os produtores independentes e os autoxeradores, uns actores do sector que comezaban a coller cada vez máis un peso maior<sup>69</sup>.

Pese a todo, o MLE cumpriu razoablemente cos seus obxectivos e sobre el débese concluír o seguinte:

- Conseguiu sanear o sistema eléctrico e evitar a crise financeira a que se estaban a expor as empresas do sector. De feito, estas conseguiron diminuír a súa débeda e aumentar a súa rendibilidade, a pesar das queixas que verteron sobre o MLE.
- Introduciuse un sistema de tarifas estable.
- O prezo medio de venda de electricidade en España, en termos reais, diminuíu un 10,9 % entre 1988 e 1995. Con todo, aínda que esta redución pareza elevada, no período

---

<sup>68</sup> GARRUÉS IRURZUN, J., «Las eléctricas españolas ante la regulación «tradicional»: poder de mercado vs. poder regulador, 1973-1992/6», *Jornadas de Historia de la Electricidad*, 2008, pp. 15-16.

<sup>69</sup> RODRÍGUEZ MONROY, C., «Evolución histórica reciente y situación actual del sector eléctrico español», *Cuadernos de Economía*, vol. 25, 2002, p. 431.

inmediatamente anterior (de 1973 a 1987) a baixada en termos reais fora do 47,7 %<sup>70</sup>, aínda que se trata de datos afectados pola crise enerxética.

– Conseguiuse mellorar a eficiencia do sector, tanto técnica como económica, a pesar de que os incentivos para o control dos custos non se mostraron demasiado eficaces en comparación con outros países.

– Houbo grandes disparidades entre a situación das empresas do sector que, en moitos casos, levantaron a sospeita dunha falta de imparcialidade por parte do Ministerio de Industria e Enerxía. Pese a iso, tal e como sostén PALACÍN FARRÉ, amosouse máis imparcial do que o fixera no pasado Unesa.

– En relación co anterior, existiu un alto grao de intervencionismo no sector que, en moitos casos, debilitou bastante a identidade das empresas e reduciu os incentivos á competencia entre elas<sup>71</sup>.

## **1.4. A regulación orientada ao mercado e a privatización do sector eléctrico**

### **1.4.1. A Lei de ordenación do sistema eléctrico nacional (LOSEN) e a apertura ao mercado**

O 30 de decembro de 1994 viu a luz a Lei 40/1994 de ordenación do sistema eléctrico nacional (LOSEN). Esta norma aparece ao abeiro das directivas 90/547/CEE do Consello, do 29 de outubro de 1990, relativa ao tránsito de electricidade polas grandes redes; 90/377/CEE do Consello, do 29 de xuño de 1990, relativa a un procedemento comunitario que garanta a transparencia dos prezos aplicables aos consumidores industriais finais de gas e de electricidade; e 90/531/CEE do Consello, do 17 de setembro de 1990, relativa aos procedementos de formalización de contratos nos sectores da auga, da enerxía, dos transportes e das

---

<sup>70</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*, op. cit., pp. 209-213, 267 e 268.

<sup>71</sup> PALACÍN FARRÉ, P., *El Sector Eléctrico Español de 1880 a 2005, su liberalización. Comparativa internacional*, op. cit., p. 95-96.

telecomunicacións. Tales directivas supuxeron un primeiro paso cara á creación dun mercado interior europeo de electricidade.

Esta procura dun mercado interior de electricidade e a súa liberalización tamén debe ser contextualizada dentro da que, desde a década de 1980, foi coñecida como teoría da regulación. A devandita teoría está dirixida cara ao deseño de mecanismos por parte dos reguladores para que, en determinados sectores como é o eléctrico, as empresas actúen de xeito eficiente, pero tamén teñan limitacións á súa liberdade de elección, para así protexer os consumidores<sup>72</sup>. Dentro desta teoría existen distintas posicións ideolóxicas que especialmente avogan ou por unha maior ou por unha menor regulación. Dentro destas últimas destacaba na época a mercantil Iberdrola, que, en palabras de ARIÑO ORTIZ e de LÓPEZ DE CASTRO<sup>73</sup>, liderou «a defensa da concepción da regulación orientada ao mercado», para o que efectuou estudos internos e patrocinou outros ben de xeito directo ou de forma indirecta a través de Unesa.

Partindo destas cuestións, a LOSEN tratou de iniciar unha apertura do sector ao mercado, sen efectuar tampouco grandes cambios no modelo de planificación e explotación do sistema eléctrico español. De feito, os novos programas de reordenación e saneamento fortalecieron a regulación pactada, segundo a cal a Administración conservaba a súa potestade de intervención e as empresas tiñan garantida a súa rendibilidade económica<sup>74</sup>. Pese a todo, esta norma non se chegou a desenvolver regulamentariamente e a liberalización do sector tivo que esperar até 1997. Aínda así, a LOSEN ten grande interese por servir de transición entre o MLE e a liberalización do sector.

---

<sup>72</sup> LASHERAS, M. A., «La teoría de la regulación: un panorama», *Energía: del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*, GARCÍA DELGADO, J. L. e JIMÉNEZ, J. C. (dirs.), 1.<sup>a</sup> edición, Thomson Civitas, Navarra, 2006, pp. 153-154.

<sup>73</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*, op. cit., p. 297.

<sup>74</sup> GARRUÉS IRURZUN, J., «La transición eléctrica en España: de la regulación tradicional a la regulación para el mercado (1982-1996)», *Revista de Historia Industrial*, n.º 61, monográfico I, 2016, p. 192.



A LOSEN, no comezo da súa exposición de motivos, xa afirmaba que «é obxectivo fundamental desta lei garantir a seguridade do fornecemento eléctrico ao menor custo posible e cunha calidade adecuada». Ademais, dentro dela tamén explica outras das razóns de ser da norma: a seguridade xurídica (parágrafo primeiro), a introdución de elementos de concorrencia e competitividade (parágrafo segundo) ou o aumento do grao de transparencia na regulación. Ademais, o artigo 1 da LOSEN finaliza esta explicación sinalando o seguinte:

*O obxecto desta lei é regular as actividades destinadas á subministración de enerxía eléctrica, consistentes na súa xeración, transporte, explotación unificada do sistema eléctrico nacional, intercambios internacionais, e distribución, con carácter xeral e básico en todo o territorio do Estado.*

*2. A regulación das ditas actividades ten por finalidade asegurar:*

*a) A adecuación do fornecemento de enerxía eléctrica ás necesidades dos consumidores,*

*b) A súa racionalización, eficiencia e optimización, tendo en conta especialmente os obxectivos de política enerxética previstos na planificación do sistema eléctrico nacional.*

Pola súa parte, no artigo 2.2 da LOSEN sinalouse que se recoñecía «a libre iniciativa das empresas para o exercicio das actividades que estean sometidas ao réxime establecido de acordo con esta lei». Isto foi definido por algunha doutrina como unha «despublificación» do sector eléctrico, xa que este artigo supuña unha presunción a favor da liberdade de empresa consistente en que naquelas cuestións que non estivesen reguladas serían libres<sup>75</sup>.

Por outro lado, a LOSEN instaurou dous subsistemas de funcionamento da industria eléctrica española. Por un lado, estaba o sistema integrado, que era o xa existente, e, polo outro, naceu o sistema independente<sup>76</sup>. Neste novo sistema independente unha

---

<sup>75</sup> TRILLO-FIGUEROA MARTÍNEZ-CONDE, J., «Liberalización eléctrica en España: aspectos básicos de su regulación», *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico*, 1ª edición, Civitas, Madrid, 1998, pp. 38-40.

<sup>76</sup> BLÁZQUEZ GÓMEZ, M. L., «Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español: 1988-2004», *op. cit.*, p. 68.

parte da produción eléctrica debía ser vendida en réxime de libre mercado. Con todo, o seu ámbito de actuación configurouse dun xeito bastante restritivo.

Para poder introducir o réxime de libre mercado tamén se tivo que regularizar a actividade dos comercializadores, figura encargada de comprar enerxía no mercado primario e vendérllela aos consumidores. Estes novos pasos implicaron que a LOSEN tivese que regular tamén a liberdade no acceso ás redes de transporte e distribución.

Por último, outra gran novidade introducida pola LOSEN foi a creación da Comisión do Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) como órgano consultivo da Administración. Esta xurdiu como ente regulador independente que colaboraba na elaboración de normas e na planificación eléctrica<sup>77</sup>.

Posteriormente, o 19 de decembro de 1996, aprobouse a Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeo e o Consello, sobre o mercado interior da electricidade. Esta norma pulou pola liberalización do sector eléctrico, ao marcar como obxectivo o garantir o bo funcionamento do mercado interior europeo en réxime competitivo, en especial, o de electricidade. Ao respecto indicaba que, sen prexuízo das obrigas de servizo público que se puidesen prever nas distintas normativas nacionais (e que debían respectar en todo caso a normativa europea), as empresas do sector debían «poder funcionar no mercado interior» (considerando 9). Esa apertura ao mercado, segundo o considerando 23 da Directiva, podía facerse de acordo con «dous sistemas que se refiran ao procedemento de autorización e ao de licitación, que deben funcionar de acordo a criterios obxectivos, transparentes e non discriminatorios» e tratando de evitar o abuso de posición dominante das empresas e os comportamentos depredatorios.

Entre as medidas impostas cabe salientarmos as seguintes:

---

<sup>77</sup> SERRANO GONZÁLEZ, M., «La CNE como regulador de los mercados energéticos», *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.ª edición, Iustel, 2009, pp. 81-82.

- A separación da función de transporte e o resto de actividades que podían ser realizadas por empresas integradas verticalmente.
- A separación entre a función de produción e a distribución dentro das propias empresas.
- A obrigatoriedade de que a contabilidade interna das empresas estivese separada para as actividades de produción, transporte e distribución.
- A vixilancia da competencia para evitar abusos de posición dominante.
- A necesidade de que, para a construción de novas instalacións xeradoras, os estados membros tivesen que optar entre un procedemento de autorización ou de licitación.
- A implantación de procedementos específicos de acceso á rede.

## **1.4.2. A privatización do sector eléctrico**

### **1.4.2.1. A Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico (LSE97)**

O 1 de xaneiro de 1998 entrou en vigor a Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico, que incorporaba ao ordenamento interno español as previsións da Directiva 96/92/CE, do Parlamento Europeo e o Consello, do 19 de decembro, sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade. Esta lei, xunto coa Directiva 90/547/CEE, marcou o camiño da liberalización do sector eléctrico, para tratar de acadar un mercado interior único de bens e servizos dentro do cal se atopa a electricidade<sup>78</sup>.

Con carácter previo á aparición desta lei, o 11 de decembro de 1996, o Ministerio de Industria, Unesa e as grandes compañías eléctricas asinaban un protocolo que marcaría a folla de ruta do proceso liberalizador. Había só uns meses que o Partido Popular gañara as eleccións xerais e no seu programa electoral ocupaba un

---

<sup>78</sup> RIVERO TORRE, P., «Antecedentes y visión global de la Reforma eléctrica en España. (Una reflexión)», *Cuadernos de Energía*, vol. 44, 2015, p. 56.

sitio importante o sector eléctrico. Así, o que este protocolo dicía buscar era, dun lado, atinxir un alto grao de liberalización do sector, e, do outro, introducir criterios de competencia entre as empresas participantes para tratar de conseguir por esta vía unha diminución do custo soportado polos consumidores. De feito, esa foi unha das grandes xustificacións da reforma, até o punto de que no Protocolo de 1996 se incluía o obxectivo de reducir o valor medio da tarifa eléctrica en 1997 nun 3 % nominal respecto á do ano anterior.

Para desenvolver normativamente o aquí asinado creáronse grupos de traballo que estaban conformados por representantes do Ministerio de Industria, da CSEN, da REE e das comunidades autónomas, pero tamén das empresas eléctricas e de Unesa<sup>79</sup>.

Como se detallará en maior profundidade no capítulo quinto desta tese, a liberalización do sector provocou importantes debates doutrinais, dentro dos cales resultou fortemente defendida polas propias eléctricas e diversos autores que, nalgúns casos, presentaban unha relevante afinidade con estas. Entre os autores máis significativos que defenderon esta reforma destaca ARIÑO ORTIZ, que, xunto con LÓPEZ DE CASTRO<sup>80</sup>, afirmaba que a reforma era posible debido á desaparición das causas económicas e tecnolóxicas que xustificaban o modelo regulado, e desexable, xa que consideraba o modelo liberalizado máis eficiente.

Así pois, a LSE97, na súa exposición de motivos, non deixaba lugar a dúbidas respecto ao cambio de paradigma que se introducía no sector, ao afirmar:

*Esta lei ten, por conseguinte, como fin básico establecer a regulación do sector eléctrico, co triplo e tradicional obxectivo de garantir o fornecemento eléctrico, garantir a calidade do dito fornecemento e garantir que se realice ao menor custo posible, todo iso sen esquecer a protección do medio ambiente, aspecto que adquire especial relevancia dadas as características deste sector económico. En cambio, a diferenza de regulaci3ns*

---

<sup>79</sup> LÓPEZ MILLA, J., «La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales», PARDO ALÉS, G. (dir.), Universidade de Alacant, 1999, pp. 138 e 148-149.

<sup>80</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*, op. cit., pp. 432-433.

*anteriores, esta lei aséntase no convencemento de que garantir o fornecemento eléctrico, a súa calidade e o seu custo non require de máis intervención estatal que a que a propia regulación específica supón. Non se considera necesario que o Estado se reserve para si o exercicio de ningunha das actividades que integran o fornecemento eléctrico. Así, abandónase a noción de servizo público, tradicional no noso ordenamento pese á súa progresiva perda de transcendencia na práctica, substituíndoa pola expresa garantía do fornecemento a todos os consumidores demandantes do servizo dentro do territorio nacional. A explotación unificada do sistema eléctrico nacional deixa de ser un servizo público de titularidade estatal desenvolvido polo Estado mediante unha sociedade de maioría pública e as súas funcións son asumidas por dúas sociedades mercantís e privadas, responsables respectivamente, da xestión económica e técnica do sistema. A xestión económica do sistema, pola súa parte, abandona as posibilidades dunha optimización teórica para basearse nas decisións dos axentes económicos no marco dun mercado por xunto organizado de enerxía eléctrica.*

Con esta norma a planificación eléctrica que levaba a cabo a Administración pasaba a ter carácter indicativo, salvo para as instalacións de transporte. Tal planificación, segundo o artigo 4 da LSE97, tiña en conta o seguinte:

- Previsión da demanda.
- Estimación da potencia mínima que cumpría instalar para cubrir esa demanda prevista.
- Previsións sobre instalacións de transporte e distribución.
- Elaboración de plans de actuación no referente á calidade do fornecemento.
- Actuacións sobre a demanda co obxecto de mellorar o servizo eléctrico.
- Procurar a consecución da garantía do fornecemento.
- Criterios de protección ambiental.

Pola súa banda, as actividades de xeración e comercialización pasaron a realizarse en réxime de libre competencia. Deste xeito, estableceuse o dereito á libre instalación

de empresas de xeración. Á vez, tamén se estableceu o dereito de acceso de terceiros ás redes de transporte e distribución. Isto permitiu a competencia no lado da comercialización, xa que calquera empresa podía transportar a enerxía aínda que non fose titular da rede. Mentres, as actividades de transporte e distribución consideráronse, xunto coa xestión económica e técnica do sistema, actividades reguladas segundo o artigo 11.2 da LSE97. O dereito dos operadores do sector a usar as redes propiedade de terceiros recoñecéuselles tanto aos produtores como aos comercializadores e consumidores, aínda que no caso destes últimos estaba máis pensado para os consumidores cualificados. Esta apertura das redes era chave para a liberalización do sector eléctrico, cuxa regulación fundamental aparecía nos artigos 11.2, 38 e 42 da LSE97<sup>81</sup>.

Outro aspecto importante deste cambio normativo foi a separación de actividades, con que se trataba de buscar que as empresas que xestionaban as redes non tivesen intereses directos nas actividades de produción e subministración. Isto foi regulado no artigo 14 da LSE97. A separación entre actividades que esixía este precepto legal pode resumirse no seguinte cadro:

Figura 4. Separación de actividades do sector eléctrico

	Produción	Transporte	Distribución	Comercialización
Produción		Separación xurídica	Separación xurídica	Separación contable
Transporte			Separación contable	Separación xurídica
Distribución				Separación xurídica
Comercialización				

Fonte: PALACÍN FARRÉ<sup>82</sup>

<sup>81</sup> ESTOA PÉREZ, A., «El acceso a las redes de transporte y distribución», *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.ª edición, Iustel, 2009, pp. 635-636.

<sup>82</sup> PALACÍN FARRÉ, P., *El Sector Eléctrico Español de 1880 a 2005, su liberalización. Comparativa internacional*, op. cit., p. 161.

En canto ás novas tarifas, como indican os artigos 17 e ss. da LSE97, debían ser cobradas polas empresas que efectuasen as actividades de distribución da enerxía eléctrica mediante a súa venda aos consumidores. Estas tarifas incorporaban na súa estrutura os seguintes conceptos:

- O custo de produción da enerxía eléctrica, que se determinaba atendendo ao prezo medio previsto do kWh no mercado de produción durante o período que se determinase regulamentariamente.
- As peaxes relativas ao transporte e á distribución de enerxía eléctrica.
- Os custos de comercialización.
- Os custos permanentes do sistema.
- Os custos de diversificación e seguridade de abastecemento.

Por outra banda, como outro aspecto significativo desta normativa cómpre tamén salientarmos o despegue das enerxías renovables. Malia que co Real decreto 2366/1994 se acuñou o termo de «régime especial» –que sería usado en moitas disposicións legais futuras–, a LSE97 deulle un importante impulso ao sector. Neste réxime especial entraban as instalacións cunha potencia instalada inferior aos 50 MW que obtiñan enerxía eléctrica a través de fontes de enerxía renovables, coxeración ou residuos. Isto é, a grande hidráulica non entraba nesta regulación.

O apoio a este subsector nace como manifestación dos obxectivos europeos sobre renovables que se marcaran para o ano 2010. Para favorecer o seu crecemento, a Administración, desenvolvendo a LSE97 a través do Real decreto 2818/1998, retribuíu a xeración de enerxía baixo o réxime especial. Para esta retribución posibilitouse a elección entre dúas alternativas. Por un lado, unha prima fixa por enriba do prezo de mercado da electricidade. Polo outro, un prezo fixo total tamén axustado anualmente, que lles permitía aos xeradores saber a que se debían ater con antelación, independentemente dos cambios no prezo de

mercado<sup>83</sup>. Ademais, neste período garantíase o acceso á rede a todos os produtores de enerxías renovables, no caso dos cales a electricidade excedentaria debía ser absorbida polo sistema. Finalmente, na disposición transitoria décimo sexta da LSE97, establecíase un plan de fomento do réxime especial que buscaba que en 2010 o 12 % da enerxía en España tivese a súa orixe en fontes renovables. Esta porcentaxe elevaríaa posteriormente ao 15 % a UE.

#### **1.4.2.2. A Comisión Nacional da Enerxía (CNE)**

Outra novidade significativa aparecida por estas datas foi a creación da Comisión Nacional da Enerxía (CNE). Esta non foi creada a través da LSE97, senón que apareceu na disposición adicional undécima da Lei 34/1998, do 7 de outubro, do sector de hidrocarburos. No punto segundo desta disposición adicional recollíase o seguinte:

*Créase a Comisión Nacional de Enerxía como ente regulador do funcionamento dos sistemas enerxéticos, co obxecto de velar pola competencia efectiva neles e pola obxectividade e transparencia do seu funcionamento, en beneficio de todos os suxeitos que operan nos ditos sistemas e dos consumidores.*

*Para os efectos do previsto no apartado anterior entenderase por sistemas enerxéticos o mercado eléctrico, así como os mercados de hidrocarburos tanto líquidos como gasosos.*

Este organismo nacía en substitución da CSEN, que anteriormente cambiara o seu nome polo de Comisión Nacional do Sistema Eléctrico e que deixaba de existir (punto primeiro da citada disposición adicional undécima). Así, a CNE era a herdeira da CSEN, que lle traspasou os seus medios materiais e persoais; no entanto, non se tratou aquí dun simple cambio de nome, senón que se extinguiu un organismo público e naceu outro diferente. A CNE aparecía como un organismo público con personalidade xurídica e patrimonio propios, ademais de plena capacidade de obrar.

---

<sup>83</sup> DEL RÍO GONZÁLEZ, P., «The years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms», *Energy Policy*, n.º 36, 2008, pp. 2918-2919.



Basicamente, respondía ao concepto de ente regulador que imperaba na época en Europa. Tal concepto rexíase polos novos criterios da política económica, segundo os cales o Estado pasaba a ser un regulador deste tipo de sector, en lugar de ser un xestor ou prestador de servizos<sup>84</sup>.

Este tipo de organismos como a CNE amosaban unha nova manifestación do control da actuación da Administración como consecuencia dos fenómenos de privatización e liberalización de sectores e actividades previamente reservados ao eido público ou xestionados por el. A pesar desa liberalización, o carácter estratéxico e o interese público destes sectores implicaban a necesidade de manter algún tipo de intervención e supervisión sobre eles. En cambio, esta intervención en que se encadra a CNE era dun novo tipo, dun tipo de intervención que pretende amosarse liberada de influencias políticas e, a excepción das disposicións lexislativas (as únicas que poden impoñer as chamadas «obrigas de servizo público» ou «servizo universal»), destinada a manter unha competencia efectiva no mercado en que se atopa<sup>85</sup>.

En canto ás funcións encomendadas a este novo organismo, atopámonos coas seguintes:

- Normativas e consultivas: a CNE podía emitir circulares de desenvolvemento e execución de reais decretos e ordes ministeriais se as ditas normas a habilitaban. Ademais, actuaba como órgano consultivo en temas tales como a autorización de instalacións enerxéticas de competencia estatal.
- Executivas en actuacións tales como a liquidación de tarifas.
- De defensa da competencia no eido relativo aos mercados enerxéticos.

---

<sup>84</sup> SERRANO GONZÁLEZ, M., «La CNE como regulador de los mercados energéticos», *op. cit.*, pp- 79-80 e 83-91.

<sup>85</sup> GARCÍA ÁLVAREZ, G., «La UE como estado regulador y las administraciones independientes», *Revista de Administración Pública*, n.º 194, 2014, pp. 85-87.

- De resolución de conflitos respecto dos contratos relativos ao acceso ás redes de transporte e os relacionados coa xestión económica e técnica do sistema e do transporte.
- De inspección das condicións técnicas das instalacións, do cumprimento dos requisitos nas autorizacións e das condicións económicas e actuacións que poidan afectar á aplicación das tarifas e aos criterios de remuneración<sup>86</sup>.

En canto á composición da CNE destacaba o Consello de Administración, que era o órgano administrador. Compúñano un presidente, oito vogais e un secretario, e ás súas reunións podía asistir o Ministro de Industria e Enerxía, con voz pero sen voto (artigo 20 do Real decreto 1339/1999). Á súa vez, aínda que o presidente e os vogais debían ser elixidos mediante real decreto, por proposta do Ministro de Industria e Enerxía, logo de debate no Congreso dos Deputados, o feito de que fosen escollidos por un período de seis anos –superior a unha lexislatura– estaba pensado para outorgarlles unha certa independencia.

Esta independencia aparecía reforzada polo feito de que a CNE gozaba de fontes propias de financiamento. Así, o artigo 43 do Real decreto 1339/1999 recoñecíalle o dereito a gozar dun patrimonio propio independente do patrimonio do Estado. Mentres, a súa principal fonte de financiamento proviña de diversas taxas. En cambio algunha doutrina cuestionouse repetidamente esta independencia, indicando que a evolución do ente foi no sentido de resultar cada vez menos independente<sup>87</sup>.

A CNE, con diversos cambios, continuou a ser o principal ente regulador do sector eléctrico até a reforma que viviu en 2013, despois da cal pasou a integrarse dentro da Comisión Nacional dos Mercados e a Competencia (CNMC).

---

<sup>86</sup> BLÁZQUEZ GÓMEZ, M. L., «Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español: 1988-2004», *op. cit.*, pp. 95-96.

<sup>87</sup> NAVARRO RODRÍGUEZ, P., *La Comisión Nacional de Energía. Naturaleza, funciones y régimen jurídico*, 1.ª edición, Marcial Pons, Madrid, 2008, pp. 291-324.

### 1.4.3. Os custos de transición á competencia (CTC)

A disposición transitoria sexta da LSE97 establecía a existencia duns custos de transición á competencia (CTC). Estes pódense definir como un sistema de axudas do Estado ás compañías eléctricas para facilitar a transición desde a contorna regulatoria planificada en que estaban antes da liberalización do sector a unha contorna competitiva, onde a recuperación dos investimentos que se fixeran era diferente. Na práctica, estes CTC significaron unha compensación ás empresas eléctricas polo cambio normativo, para que así puidesen percibir pola actividade de xeración a remuneración fixada no Real decreto 1538/1987. Para calcular os CTC tivéronse en conta as seguintes variables:

- O valor actual dos ingresos esperados baixo a normativa existente durante o período do MLE.
- O valor actual dos ingresos esperados coa liberalización do sector.
- Axustes con base nun determinado coeficiente de eficiencia.
- Uns importes destinados a subvencionar o carbón nacional fronte ao proveniente do exterior<sup>88</sup>.

As razóns que argumentaron as empresas para que se lles concedese este dereito versaban sobre o cambio na forma das remuneracións que percibían, xa que con anterioridade eran retribuídas con base nuns custos estándar legalmente establecidos, mentres que agora dependían dos prezos que se acadasen no mercado. Xa que logo, indicaban que este cambio de paradigma económico implicaba a imposibilidade de recuperar moitos investimentos realizados baixo o paraugas da anterior regulación. Ademais, tamén se alegaba que esta situación beneficiaba ás novas empresas que entrasen no mercado, xa que non contarían con estes

---

<sup>88</sup> ROTHWELL, G. e GOMEZ, T., «Electricity Economics –Regulation and Deregulation», *IEEE series on power engineering*, John Wiley & Sons publication, 2003, pp. 210-211.

custos afundidos, polo que poderían competir con prezos inferiores<sup>89</sup>.

Curiosamente, parte dos autores máis afíns á liberalización do sector consideraron que o dito pagamento era necesario para garantir a viabilidade desas empresas. Neste caso, non coidaron que a suposta maior eficiencia do mercado liberalizado que eles mesmos argumentaban fose suficiente para que as empresas do sector puidesen prescindir desa remuneración. Así, por exemplo ARIÑO ORTIZ e LÓPEZ DE CASTRO<sup>90</sup>, en 1996 (antes da LSE97), defendían a necesidade dos CTC indicando que cumprían para asegurar a «adaptación non traumática» das empresas existentes á nova contorna competitiva. Os propios ARIÑO ORTIZ e VELASCO CABALLERO<sup>91</sup> sostían que o seu non recoñecemento provocaría a vulneración do principio de confianza lexítima.

Os CTC cuantificáronse nunha cantidade próxima aos 12 000 millóns de euros (11 951 490 €, concretamente), que serían pagados ao longo de 10 anos. Pola súa banda, tamén se estipulou na disposición transitoria sexta da LSE97 que se o custo medio de xeración resultase en media anual superior a 6 ptas. (3,61 céntimos de euro) por kWh, o exceso sería deducido da contía citada.

Nesta normativa pódese atopar o xerme do déficit tarifario, o cal se converteu nun dos maiores problemas do sector eléctrico nos últimos anos e propiciou a última reforma eléctrica, que en liñas sucesivas se abordará. Por tal motivo suscitou moitas críticas<sup>92</sup>. O Goberno foi acusado de falta de transparencia na forma de computar os CTC. Algunha doutrina científica tamén acusou a estes

---

<sup>89</sup> PALACÍN FARRÉ, P., *El Sector Eléctrico Español de 1880 a 2005, su liberalización. Comparativa internacional, op. cit.*, p. 171.

<sup>90</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., «El mercado eléctrico y los costes de transición», Programa de Estudos de Regulación Económica, Universidade Autónoma de Madrid, *Working Paper* n.º 25, 1996, p. 60. Uns razoamentos semellantes pódense atopar en: ARIÑO ORTIZ, G., «El mercado eléctrico y los costes de transición a la competencia», *Economía industrial*, 1997, n.º 316, pp. 93-108.

<sup>91</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e VELASCO CABALLERO, F., «Los costes de transición a la competencia: perspectiva jurídica», *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico*, 1ª edición, Civitas, Madrid, 1998, pp. 181-188.

<sup>92</sup> CRAMPES, N. e FABRA, N., «The Spanish Electricity Industry: Plus ça change...», *The Energy Journal*, vol. 26, 2005, pp. 134-135.

custos de introducir distorsións innecesarias no mercado. Así, os CTC introducían distorsións no prezo do mercado primario (prezo *spot*), xa que, se tal prezo subía demasiado, as empresas non recibían ningunha compensación por esta partida. Ademais, os CTC supuñan unha barreira para a entrada de novos competidores e un freo ao desenvolvemento dos mercados a prazo<sup>93</sup>.

Pola súa banda, a UE investigou a legalidade dos CTC, xa que sospeitaba que se puidese tratar de axudas ilegais. Aínda que tardou varios anos en pronunciarse, finalmente decidiuse que os CTC eran legais tanto en España como noutros países da Unión que empregaron compromisos de pagamento similares. Ao respecto, a Comisión Europea autorizou que se concedesen axudas compensatorias das perdas dos CTC mediante a carta SG (2001) D/290869, do 6 de agosto de 2001, así como mediante a Decisión SG (2001) D/290553, do 25 de xullo de 2001, no asunto NN 49/99.

Finalmente, con respecto aos CTC, débese sinalar que unha situación semellante sucedeu con posterioridade, como se explicará, na reforma do sector eléctrico que deu lugar á actual LSE, aínda que nese caso a resolución final tivo sentido contrario. Moitos produtores de enerxías renovables viron como se variaba a súa forma de remuneración e tamén alegaron que iso supuña a vulneración do principio de confianza lexítima. A pesar diso, o Tribunal Supremo entendeu que, dado que se trataba dun sector cun marcado risco regulatorio, ese tipo de cambios debían ser esperados polos operadores e non lles correspondía un dereito a ser indemnizados.

#### **1.4.4. A nova configuración do sector eléctrico**

Após a liberalización do sector eléctrico leváronse a cabo profundos cambios que variaron completamente a súa configuración. Un dos máis significativos foi o proceso privatización que afectou ás empresas eléctricas xeradoras de titularidade pública (entre as que salienta Endesa) e REE. Ademais, tamén se incrementou a concentración empresarial, da cal

---

<sup>93</sup> BEATO BLANCO, P., «La liberalización del sector eléctrico en España, ¿un proceso incompleto o frustrado?», *Información Comercial Española*, n.º 826, 2005, p. 265.

resultaron unhas poucas sociedades que, na actualidade, seguen a repartirse boa parte da cota de mercado.

Cando se promulgou a LSE97 e se procedeu á súa liberalización, Endesa era unha das principais compañías eléctricas. Había pouco que se fixera co control doutras importantes empresas, como eran Eléctrica de Viesgo, Fecsa ou Sevillana de Electricidad. Pese a iso, nese momento a súa privatización xa levaba certo tempo posta en marcha. Foi levada a cabo mediante catro ofertas públicas de venda (OPV). A primeira realizouse xa en 1988 e nela vendeuse o 20,3 % da compañía. Posteriormente, en 1994 a porcentaxe pública de capital social de que se desprendeu a Administración foi do 8,7 %, polo que cando se privatizou a raíz da liberalización do sector eléctrico algo menos dunha terceira parte da empresa estaba xa en mans privadas. En 1996 anunciouse que se privatizaría Endesa mediante tres OPV sucesivas nos anos 1997, 1998 e 1999. A pesar diso, en xuño de 1998 procedeuse xa á privatización mediante dúas OPV, por medio das cales se vendeu o 25 % da empresa en 1997 e o 41,19 % en 1998. Un mes despois da última OPV de Endesa, un informe da CNE sobre a liberalización do sector eléctrico criticou tamén a existencia de posicións dominantes –do que Endesa era un claro exemplo– e a insuficiente apertura do sector á competencia<sup>94</sup>.

A privatización de Endesa, ao igual que a maior parte das privatizacións realizadas nestes anos, recibiu críticas por parte da doutrina científica. Así, por exemplo, AROCENA afirmaba que o papel da Administración fora o de asumir unha socialización das perdas e unha privatización das ganancias, xa que o sector público fixo primeiro un grande esforzo para crear grupos industriais fortes que, unha vez foron empresas rendibles, foron privatizadas<sup>95</sup>.

Por outro lado, nesa época introduciuse a idea da necesidade de crear unha sorte de campións nacionais para competir con grandes empresas estranxeiras. Deste xeito, a Administración non

---

<sup>94</sup> BEL, G. e COSTA, A., «La privatización y sus motivaciones en España: de instrumento a política», *Revista de Historia Industrial*, n.º 19-20, 2001, p. 124.

<sup>95</sup> AROCENA, P., «Privatisation Policy in Spain: Stuck Between Liberalisation and the Protection of Nationals' Interests», *CESifo Working Paper*, n.º 1187, 2004, p. 22.

favoreceu plenamente a competencia no sector eléctrico, senón que trataba de que non se introducisen demasiados cambios no *status quo* da época, en que o sector eléctrico era un sector oligopólico<sup>96</sup>. Na procura deste campión nacional, Endesa estivo a piques de fusionarse con Iberdrola entre 2000 e 2001. Finalmente, foi a empresa italiana Enel a que acabou facéndose co control de Endesa anos despois, o cal resulta un paradoxo tendo en conta o exposto.

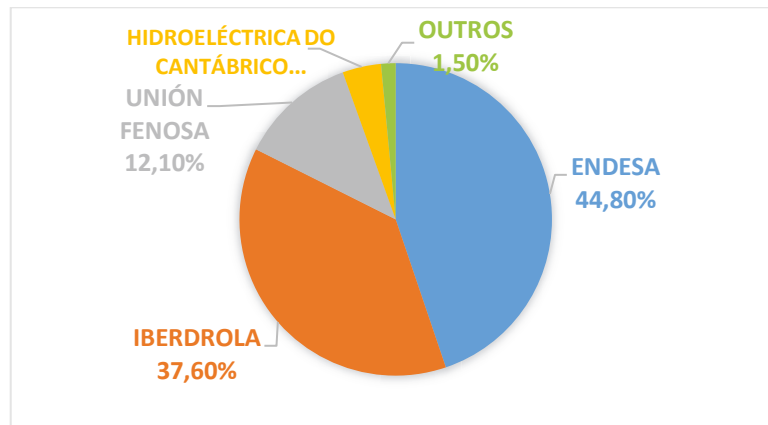
Como xa se sinalaba, nos anos anteriores á liberalización do sector eléctrico, e tamén con tal liberalización, tivo lugar un proceso de concentración no sector, de tal xeito que pasaron a operar cunha cota de mercado relevante no campo da xeración tan só catro importantes grupos empresariais, cando nos oitenta había sobre unha ducia que tiña certo peso. Dentro destes catro grupos, Iberdrola, sociedade que nacera en 1992 froito da fusión de Hidroeléctrica Española e Iberduero, e Endesa, que durante a década dos noventa adquirira unha participación maioritaria en varias compañías do sector, concentraban máis do 80 % da capacidade instalada, o que converteu o sector eléctrico español de produción nun dos de maior concentración no ámbito mundial<sup>97</sup>. Isto pódese observar mediante a seguinte gráfica:

---

<sup>96</sup> AROCENA, P., «The Reform of the Utilities Sector in Spain», United Nation University-World Institute for Development Economics Research, *Discussion Paper* n.º 2001/13, 2001, pp. 19-20.

<sup>97</sup> AROCENA, P., «Cost and quality gains from diversification and vertical integration in the electricity industry: A DEA approach», *Energy economics*, vol. 30, n.º 1, 2008, p. 56.

Figura 5. Capacidade instalada en 1996 por empresa



Fonte: elaboración propia a partir de datos de AROCENA et al.<sup>98</sup>

Estes actores empresariais do sector continuaron sen moitos cambios ou incorporacións até a actualidade, aínda que si houbo cambios de propiedade das mercantís citadas e a aparición dalgunha nova empresa importante no sector. Un dato representativo disto é que as empresas asociadas a Unesa (na actualidade Asociación de Empresas de Enerxía Eléctrica) hoxe son Endesa, Iberdrola, Naturgy (formada pola adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural), EDP (a empresa que adquiriu a Hidroeléctrica do Cantábrico) e Repsol.

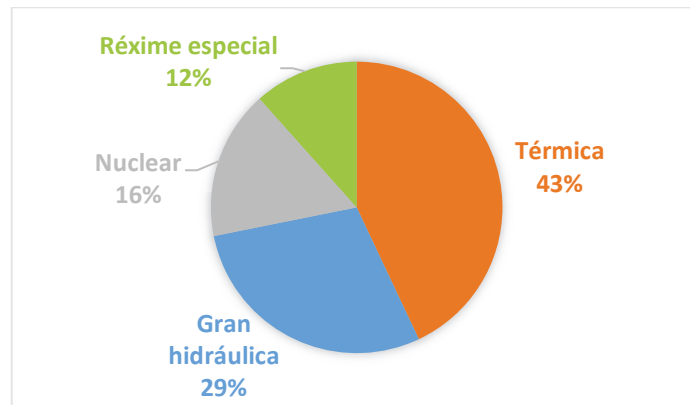
Se analizamos a potencia instalada por tecnoloxía usada, obsérvase como a enerxía térmica seguía a ser a máis empregada, mentres a grande hidráulica tamén continuaba en segundo posto. Á súa vez, a enerxía nuclear adquirira certo peso, pero o máis salientable era a aparición no campo da produción das tecnoloxías acollidas ao réxime especial. Isto pódese apreciar nesta gráfica:

---

<sup>98</sup> AROCENA, P., KÜHN, K.U. e REGIBEAU, P., «Regulatory reform in the Spanish electricity industry: a missed opportunity for competition», *Energy Policy*, vol. 27, n.º 7, 1999, p. 389.



Figura 6. Potencia instalada por tecnoloxía en 1998



Fonte: elaboración propia a partir de datos de CIARRETA et al.<sup>99</sup>

A enerxía hidráulica de centrais superiores a 50 MW atopouse nestas datas cun límite claro ao crecemento, como era a utilización da maior parte das bacías aptas. En contraposición, si xurdiron moitas instalacións inferiores a 50 MW, ao que axudou o seu encadramento no réxime especial, que contaba cun marco regulatorio moi favorable. Volvendo á grande hidráulica, débese sinalar que si que se fixo un certo avance produtivo grazas ao uso das centrais de bombeo ou reversibles. Estas son un tipo especial de central hidroeléctrica que posúe dous encoros. Deste xeito, a auga do encoro inferior bombéase ao encoro superior durante as horas de menor demanda eléctrica, para despois xerar enerxía nas horas de maior demanda.

Nesta época o principal grupo de interese no sector seguía a ser Unesa, que en 1999 se converteu en asociación empresarial. Este ente era o intermediario principal entre a Administración e as empresas do sector. Isto era moi relevante, dado que a reforma eléctrica de 1997 foi en gran parte pactada coas empresas do sector. Ademais, nestes anos empezaron a aparecer novos actores, especialmente os relacionados coas enerxías renovables, como podería ser o exemplo da Asociación de Produtores de Enerxías Renovables (APPA). Destaca aquí que a lexislación que, como se

---

<sup>99</sup> CIARRETA, A., NASIROV, S. E SILVA, C., «The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization» en *Energy Policy*, n.º 96, 2016 p. 703.

mencionou anteriormente, era en certo modo concertada –nacida dun pacto da Administración coas empresas do sector–, soamente o era cos sectores enerxéticos tradicionais, e excluía en boa parte ás recentemente aparecidas enerxías renovables<sup>100</sup>. A isto tamén contribuía a porta xiratoria existente entre políticos de primeiro nivel e as empresas eléctricas máis relevantes, o que favorecía esta alianza e a correlativa exclusión mencionada; é de notorio coñecemento o alto número de altos cargos políticos vinculados coas grandes empresas eléctricas.

Nesta nova configuración do sector eléctrico tamén cómpre salientarmos que REE pasou a mans privadas. Esta empresa, que fora creada en 1985 a través do Real decreto 91/1985, do 23 de xaneiro, era a responsable da xestión, o deseño e o mantemento da rede de transporte de alta tensión. En definitiva, era o xestor técnico do sistema, e entre as súas funcións destacaban as seguintes:

- Garantir a optimización do funcionamento de todas as instalacións de produción e transporte, así como a seguridade e calidade do servizo.
- Determinar e controlar o nivel de garantía nacional do sistema eléctrico español e definir as directrices xerais de funcionamento das reservas hidroeléctricas en distintas hidroeléctricas; isto, para estudar e prever, a medio prazo e anualmente, a súa explotación conxunta e a elaboración de informes e estatísticas respecto diso.
- Garantir o acceso de terceiros á rede de transporte.
- Aprobar e modificar a xeración de programas e acordos de intercambio de enerxía.
- Explotar e manter a rede eléctrica nacional de alta tensión.
- Coordinar os plans de mantemento dos elementos de produción e transporte das empresas eléctricas e autorizar a interrupción voluntaria do servizo das instalacións eléctricas que poden afectar directamente ao transporte.

---

<sup>100</sup> LATONDA PEDRAZA, M. A., «El sistema de intermediación de intereses y los grupos de interés en el sector eléctrico español», MOLINS LÓPEZ-RODÓ, J. e OÑATE RUBALCABA, P. (dirs.), Universitat de Valencia, 2014, pp. 241-243.

– Predicción da demanda<sup>101</sup>.

No caso da privatización de REE, ao igual que pasou coa liberalización do sector eléctrico, as directrices viñan desde Europa. Ao respecto, GARRUÉS IRURZUN e LÓPEZ GARCÍA consideraron que foi a UE a que exerceu presión para que o negocio do transporte de electricidade estivese en mans dunha empresa privada que se rexese por criterios de rendibilidade<sup>102</sup>.

A privatización de REE implicaba dúas cuestións fundamentais no seu seo. En primeiro lugar, a empresa tiña que vender boa parte das súas participacións públicas, o que fixo cunha saída á bolsa en que vendeu o 31,50 % das accións que até o momento posuía a Administración (a cal antes da OPV tiña un 60 % do capital social). Mentres, en segundo lugar, REE deixaba de ser a coordinadora e reguladora das achegas de enerxía das empresas produtoras. Esta función pasaba a un novo operador do mercado que adquiriría unha grande importancia a raíz da liberalización do sector: a Compañía Operadora do Mercado Español da Electricidade (Omel)<sup>103</sup>.

Así pois, tras a OPV de REE a súa participación compúñase nun 31,50 % de accionistas que adquiriron as súas participacións na OPV, un 28,50 % de participación estatal, un 10 % de Iberdrola, un 10 % de Endesa, un 10 % de Fenosa e un 10 % de Hidroeléctrica do Cantábrico. A participación destas empresas viuse posteriormente reducida a raíz da Lei 53/2002, do 30 de decembro, de medidas fiscais, administrativas e de orde social, mediante o

---

<sup>101</sup> ROMERA ALONSO, P., «The liberalisation process of the spanish electricity sector», *Proceedings of the Tenth forum: Croatian Energy Day: Energy sector liberalisation and privatisation in transition-economy and EU countries: experiences and perspectives*, 2001, p.106.

<sup>102</sup> GARRUÉS IRURZUN, J. e LÓPEZ GARCÍA, S., «Red Eléctrica de España, S.A.: instrumento de regulación y liberalización del mercado eléctrico español (1944-2004)», *LX Congreso de la Asociación Española de Historia Económica (AEHE)*, TEDDE, P., GÓMEZ MENDOZA, A. e AUBANELL, A. (coords.), Murcia, 2008, p. 12.

<sup>103</sup> GARRUÉS IRURZUN, J. e LÓPEZ GARCÍA, S., «Red Eléctrica de España, S.A.: instrumento de regulación y liberalización del mercado eléctrico español (1944-2004)», *op. cit.* p. 13.

artigo 92 da cal (que modificaba o artigo 34.1 da LSE97) se introduciu un límite máximo de participación do 3 %.

Por outro lado, a LSE97, de acordo coas esixencias comunitarias, tamén dispuxo unha separación xurídica de actividades, esencialmente entre produción e distribución. Isto implicou que as grandes empresas do sector tivesen que encadrar cada unha desas actividades en sociedades distintas, aínda que seguiron a pertencer ao mesmo grupo de empresas, polo que a efectividade da medida resultou limitada.

## 1.5. O mercado eléctrico

Coa liberalización do sector eléctrico era inevitable a creación dun mercado eléctrico en que se introducisen criterios de libre competencia. Este pode definirse como o conxunto de transaccións derivadas da participación dos axentes do mercado nas sesións do mercado diario e intradiario, así como da aplicación dos procedementos de operación técnica do sistema, que se articula como unha poxa de prezo uniforme. O dito mercado é unha secuencia doutros mercados en que xeradores e demandantes intercambian enerxía e reservas para distintos prazos de tempo<sup>104</sup>.

O mercado eléctrico xestiónase mediante un operador do mercado e un operador do sistema. Isto xa era un mandato da LSE97, que no seu artigo 32 indicaba o seguinte:

*Para asegurar o correcto funcionamento do sistema eléctrico dentro do marco que establece esta lei, corresponde ao operador do mercado e ao operador do sistema, respectivamente, asumir as funcións necesarias para realizar a xestión económica referida ao eficaz desenvolvemento do mercado de produción de electricidade e a garantía da xestión técnica do sistema eléctrico.*

Este mandato aparecía máis detallado no Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica. Na disposición adicional primeira desta norma especificábase que a Compañía

---

<sup>104</sup> CIARRETA, A., LAGULLÓN, M. e ZARRAGA, A., «Modelación de los precios en el mercado eléctrico español», *Cuadernos De Economía*, vol. 30, n.º 54, 2011, pp. 228-230.

Operadora do Mercado Español de Electricidade, SA sería a que actuaría como operadora do mercado, mentres que REE se encargaría das funcións de operador do sistema<sup>105</sup>. Tempo despois, o mercado eléctrico español e portugués integrárianse conxuntamente, dando lugar ao Mercado Ibérico de Electricidade (Mibel). Deste xeito, a Omel foi substituída polo Operador do Mercado Ibérico de Enerxía, Polo Español, SA (OMIE). Na actualidade este mercado segue a operar e o seu funcionamento pódese resumir como indicamos a continuación.

Existen tres tipos de mercados: o mercado a prazo, o mercado diario e varios mercados intradiarios.

En primeiro lugar, débese explicar que no mercado a prazo os axentes intercambian contratos con períodos de entrega de distinta duración, e non enerxía como tal, aínda que é certo que se trata de contratos vinculados á enerxía.

Pola súa banda, os mercados diarios e intradiarios, que é onde se producen a maioría dos intercambios enerxéticos – especialmente no primeiro–, teñen o seguinte funcionamento: o día anterior a que a enerxía sexa xerada os axentes intercambiána no mercado diario para cada unha das horas do día en que esta se xera. Á súa vez, xa dentro das 24 horas anteriores á produción e ao consumo, os axentes poden axustar as súas posicións contractuais por compravenda de enerxía nos mercados intradiarios. Ambos están xestionados polo OMIE.

No mercado diario participan como oferentes todos os produtores dispoñibles que non estean vinculados a un contrato bilateral físico e os axentes externos rexistrados como vendedores. Deste xeito, no lado da demanda aparecen os distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados e axentes externos rexistrados como compradores. Neste punto hai que poñer de manifesto que tanto a produción maioritaria como a maior parte da demanda a concentran uns poucos grupos de empresas, o que pode

---

<sup>105</sup> RAMOS GIL, R., «La producción de energía eléctrica en régimen ordinario» en *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.ª edición, Iustel, 2009, pp. 339-340.

facen que se dean situacións de abuso de poder de mercado<sup>106</sup>. Pese a todo, este é un tema que suscita certa controversia e tamén existen estudos que negan este abuso de poder de mercado<sup>107</sup>, contrapostos a outros que afirman que tal abuso explicaría en boa medida certos comportamentos deste mercado eléctrico<sup>108</sup>.

O mercado diario trátase dun mercado simétrico, xa que nel fan ofertas tanto xeradores como demandantes. O mecanismo máis empregado para a venda de enerxía é o de casación de oferta e demanda, que segue estes pasos:

- Paso 1: preséntanse as ofertas de venda e de compra. Estas ofertas, que deben ser presentadas antes das 11:00 h de cada día, son enviadas polos axentes ao OMIE e refírense a cada hora do día para o que se intercambia a enerxía. Poden ser de dous tipos: ofertas simples ou complexas, as cales incorporan restricións técnicas.
- Paso 2: o OMIE ordena as ofertas presentadas, realiza as curvas de oferta e demanda e establece unha orde polo prezo ofertado. Estas ofertas cásanse ao cruzar as citadas curvas de oferta e de demanda. Deste xeito, a casación de prezos respondería á lóxica da seguinte gráfica:

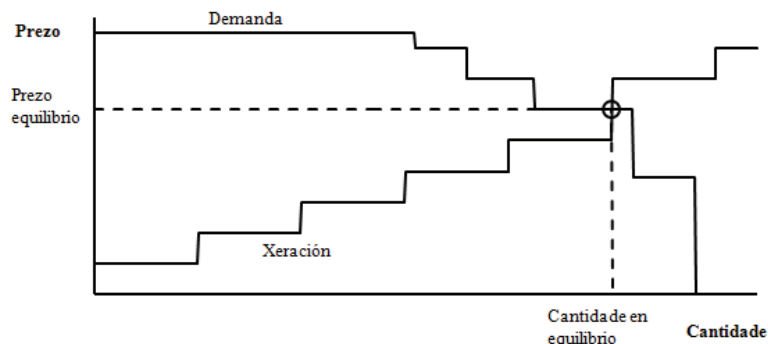
---

<sup>106</sup> JIMÉNEZ, J. C., «El déficit tarifario y el laberinto eléctrico», *Economistas*, n.º 116, 2008, p. 95.

<sup>107</sup> ARNEDILLO BLANCO, Ó., «¿Es competitivo el mercado eléctrico español? Indicadores de abuso de poder de mercado y aplicación al caso de España», *Estudios de economía aplicada*, vol. 29, n.º 2, pp. 627-654.

<sup>108</sup> FABRA, N. e TORO, J., «Price wars and collusion in the Spanish electricity market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 23, n.º 3, 2005, pp. 179-180.

Figura 7. Casación de prezos no mercado eléctrico primario



Fonte: elaboración propia

– Paso 3: incorpóranse as restricións técnicas no caso de que haxa ofertas complexas, que poden incluír condicións de indivisibilidade<sup>109</sup>, de ingresos mínimos<sup>110</sup> e de variación do gradiente de carga<sup>111</sup> segundo o caso<sup>112</sup>.

Xa a moi curto prazo, incluso só uns minutos antes da xeración e o consumo eléctrico, os produtores e, nalgúns casos, os demandantes, poden ofertar unha gama de servizos para o sistema en varios mercados organizados polo operador nacional do sistema (REE). Estes servizos son necesarios para xerar e atender exactamente a demanda en todo momento, xa que, debido a que a enerxía non se acumula –ou non en moi grandes cantidades–, facer axustes deste tipo permítelle ao sistema manter o equilibrio, o que en última instancia garante o mecanismo de xestión de desvíos de REE. Estes axustes son dos que se encarga o mercado intradiario, en que existen seis sesións de contratación baseadas no modelo descrito para o mercado diario.

<sup>109</sup> Dáse cando hai un tramo que teña que ser casado polo todo, ao non poder ser dividido.

<sup>110</sup> Pódeas incorporar unha oferta de venda, que implicaría que ten que xerar uns ingresos mínimos na casación da oferta.

<sup>111</sup> O gradiente de carga (MW/minuto) dános a diferenza máxima de capacidade de produción entre dúas unidades, entre dous períodos horarios consecutivos para o mesmo día de programación.

<sup>112</sup> CIARRETA, A., LAGULLÓN, M. e ZARRAGA, A., «Modelación de los precios en el mercado eléctrico español», *op. cit.*, pp. 231-232.

A maiores, hai que citar tamén as poxas dos contratos de enerxía para a subministración de último recurso (CESUR), que funcionaron até a reforma eléctrica de 2013. Estas poxas estaban reguladas pola Orde ITC/400/2007, pola que se regulan os contratos bilaterais que firmen as empresas distribuidoras para a subministración a tarifa no territorio peninsular. Nas poxas CESUR comprábase a enerxía para aqueles consumidores que optasen polas tarifas de último recurso, en vez de ir ao mercado. Por este tipo de tarifas podía optar a maioría de fogares españois, xa que estaba dispoñible para calquera consumidor cunha potencia contratada de menos de 10 kW. As poxas CESUR eran unha especie de mercados a prazo, xa que o que se intercambiaba nelas non era enerxía, senón contratos a prazo vinculados a enerxía. Eran trimestrais e paralelas ao mercado diario. Finalmente, logo da 25.<sup>a</sup> poxa CESUR, en decembro de 2013, a CNMC abriu unha investigación polo incorrecto funcionamento deste mercado e decidiu suspendelo.

Posteriormente, ao ano seguinte, as poxas CESUR foron substituídas polo sistema de prezos voluntarios para o pequeno consumidor (PVPC), que foron regulados polo Real decreto 216/2014, do 28 de marzo, polo que se establece a metodoloxía de cálculo dos prezos voluntarios para o pequeno consumidor de enerxía eléctrica e o seu réxime xurídico de contratación. Así, estes PVPC son os prezos máximos que lles poden cobrar os comercializadores aos consumidores que se acollan a eles<sup>113</sup>. Para o seu cálculo téñense en conta tres partidas básicas. En primeiro lugar, están as peaxes de acceso e cargos, que inclúen un termo de potencia –que varía en función da potencia contratada– e un termo de enerxía. Esta é unha partida regulada. En segundo lugar, atopámonos co custo da enerxía que se obtén a partir do mercado. Finalmente, hai que citar o que a normativa denomina como «enerxía reactiva», que é a demanda extra de enerxía que algúns equipos de carácter indutivo necesitan para o seu funcionamento<sup>114</sup>.

---

<sup>113</sup> CIARRETA ANTUÑANO, A. e PIZARRO-IRIZAR, C., «La nueva reforma del mercado eléctrico español: eficiencia y austeridad», *Cuadernos Económicos del ICE*, n.º 88, 2014, pp. 100-104 e 112-113.

<sup>114</sup> MENDOZA LOSANA, A. I., «La nueva regulación del sector eléctrico: nuevos derechos para los consumidores y nuevo régimen de precios», Centro de Estudios



Débase engadir que o mercado trata de cumprir cuns obxectivos básicos que son a seguridade e a eficiencia do fornecemento, a calidade ambiental e o descenso dos custos asociados á competitividade do sector.

## **1.6. A evolución do sector eléctrico entre a Lei 54/1997 e a Lei 24/2013**

### **1.6.1. Cara á plena liberalización do sector eléctrico**

Tras a Directiva 96/92/CE, do 19 de decembro, a UE quixo afondar na privatización do sector eléctrico. Por este motivo sacou un segundo paquete de medidas a través da Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeo e o Consello, do 26 de xuño de 2003, sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade e pola que se derroga a Directiva 96/92/CE. Esta norma xustifícase dentro do propio texto legal debido a que a experiencia adquirida pola UE coa aplicación da Directiva 96/92/CE levouna a pensar que o mercado interior de electricidade outorgaba grandes vantaxes, como poderían ser unha maior eficacia, reducións dos prezos, mellora da calidade do servizo e maior competitividade. Para lograr todo iso, con esta norma pretendíase garantir unhas condicións equitativas no ámbito da xeración e reducir o risco de que aparezan posicións dominantes e comportamentos abusivos. A isto último axudou a irrupción no mercado das enerxías renovables e a aparición de competidores estranxeiros. De feito, a concentración entre 1998 e 2013 reduciuse de forma notable<sup>115</sup>, aínda que seguía a ser elevada.

Esta norma tamén trataba de garantir unhas tarifas de transporte e distribución non discriminatorias mediante un acceso á rede baseado en tarifas publicadas antes da súa entrada en vigor. Con isto, a Directiva afirmaba buscar a protección dos dereitos dos pequenos clientes e dos clientes vulnerables.

---

de Consumo da Universidade de Castela-A Mancha, 2014, pp. 9-10.

<sup>115</sup> CIARRETA, A., NASIROV, S. e SILVA, C., «The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization», *op. cit.* pp.706-707.

Onde a Directiva pensaba que se atopaban os principais obstáculos para crear un mercado interior plenamente operativo e competitivo era especialmente no acceso á rede, que debía ser non discriminatorio, transparente e a prezos razoables. Para isto, a Directiva requiría que, en caso de que existisen empresas no sector integradas verticalmente –como efectivamente sucedía en España–, as redes de distribución e transporte se xestionasen a través de entidades xuridicamente independentes. Esta separación era tan só xurídica, dado que unha separación da propiedade foi considerada demasiado radical polos estados membros. Ademais, a UE tamén vía trabas ao mercado interior na tarificación e nos distintos graos de apertura dos mercados entre os estados membros.

O disposto na Directiva 2003/54/CE xa estaba na súa maioría recollido na LSE97. De feito, a Lei 17/2004, do 4 de xullo, que traspuña ao ordenamento interno a citada directiva, xa no seu preámbulo afirmaba que aínda que «a Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeo e do Consello, do 26 de xuño de 2003, introduce novidades para completar o mercado interior da electricidade, hai que sinalar que a maior parte das disposicións recollidas nela xa están incorporadas na lexislación española, polo que a súa adecuación só afecta á necesidade de modificar aspectos puntuais».

Posteriormente, introduciuse un novo paquete de medidas coa Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeo e do Consello, do 13 de xullo de 2009, sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade e pola que se derroga a Directiva 2003/54/CE. Esta introducía novos preceptos para lograr unha separación efectiva das actividades de subministración e xeración respecto ás actividades de rede, e formulaba diferentes opcións para levar a cabo esta separación entre actividades. Á súa vez, tamén reforzaba o papel das autoridades reguladoras nacionais, xa que prevía a creación dunha única autoridade reguladora a escala nacional.

Por outro lado, reforzábanse tamén as obrigas de servizo público. Neste sentido cabe salientarmos a regulación de acceso dos consumidores aos seus datos de consumo, aos prezos asociados e aos custos do servizo, así como á información relativa ás vías de

solución de conflitos. Ademais, dispúxose que os estados membros debían definir o concepto de cliente vulnerable e establecer medidas para garantir a súa subministración de enerxía eléctrica, introducindo o termo de «pobreza enerxética».

Esta directiva tamén introduciu o concepto de separación patrimonial, entendendo por tal unha situación en que o propietario da rede era designado como o seu xestor e era independente de calquera empresa con intereses na produción e a subministración. Ao mesmo tempo, a norma perseguía unha maior harmonización das competencias e o fortalecemento da independencia dos reguladores nacionais de enerxía, como medio para procurar un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada estado membro.

Esta directiva foi trasposta ao ordenamento interno por medio do Real decreto lei 13/2012, do 30 de marzo, polo que se traspoñen directivas en materia de mercados interiores de electricidade e gas e en materia de comunicacións electrónicas, e polo que se adoptan medidas para a corrección das desviacións por desaxustes entre os custos e ingresos dos sectores eléctrico e de gas. A súa introdución, como se pode deducir cotexando as datas, xa se produciu na véspera da reforma eléctrica de 2013.

### **1.6.2. Auxe das enerxías renovables**

A LSE97, cunha clara vocación de cumprir os obxectivos impostos desde Europa para o ano 2010, impulsou en boa medida as enerxías consideradas de réxime especial e, especialmente, as enerxías renovables. De feito, na súa disposición transitoria décimo sexta acordouse establecer un plan de fomento das enerxías renovables co fin de que, para o ano 2010, estas cubrisen, como mínimo, o 12 % do total da demanda enerxética de España. No desenvolvemento da LSE97, no que ao apoio ao réxime especial se refire, pódense distinguir tres períodos diferenciados, dentro dos cales salientou un real decreto central sobre o que se baseaba o resto de normativa<sup>116</sup>.

---

<sup>116</sup> MIGNORANCE MARTÍN, C., «Energías renovables y riesgo regulatorio: los principios de seguridad jurídica, irretroactividad y protección de la confianza legítima en el ámbito de la producción de energía eléctrica desde fuentes

O primeiro período regulamentario pódese encadrar entre os anos 1998 e 2004, en que a norma sobre a que pivotaban as demais foi o Real decreto 2818/1998, do 23 de decembro, sobre produción de enerxía eléctrica por instalacións abastecidas por recursos ou fontes de enerxía renovables, residuos e coxeración. Neste período, garantiúselles o acceso á rede a todos os produtores de enerxías renovables. Ademais, cambiouse o sistema estatal de axudas, algo en que existiu certa influencia dos modelos adoptados en terceiros países como Alemaña<sup>117</sup>. Deste xeito, o sistema retributivo estableceu na súa base central unha elección entre dúas alternativas.

Por un lado, os produtores podían acudir ao mercado e nel, ademais do prezo a que conseguisen vender a enerxía, obtiñan unha prima fixa a maiores, por encima dos ingresos propios da venda. A outra alternativa baseábase na venda de enerxía ás empresas abastecedoras, que estaban obrigadas a comprala preferentemente, polo que percibían un prezo fixo total distinto do de mercado. Este último tamén era axustado anualmente, e permitíalles aos xeradores predicir con maior exactitude os seus ingresos, posto que non dependían da flutuación de prezos que presentase o mercado<sup>118</sup>. Ademais, ás enerxías renovables, ao garantir o seu acceso á rede, recoñecíaselles o dereito a incorporar a ela toda a enerxía que producían. A maiores disto, en 1999 aprobouse o Plan para a promoción das enerxías renovables, que incluía un conxunto detallado de medidas para acadar os obxectivos impostos a España desde Europa para 2010.

O segundo bloque normativo de desenvolvemento da LSE97 construíuse sobre o Real decreto 436/2004, do 12 de marzo,

---

proambientales», *Revista andaluza de administración pública*, n.º 87, 2013, p. 147.

<sup>117</sup> REGUEIRO FERREIRA, R. M. e DOLDÁN GARCÍA, X. R., «Los pequeños inversores eólicos: reflexiones económicas y ambientales», *M+ A: Revista Electrónica de Medioambiente*, vol. 15, n.º 2, 2014, p. 31.

Un detalle completo do funcionamento do sistema alemán atópase en HELD, A., RAGWITZ, M., HUBER, C., RESCH, G., FABER, T. e VERTIN, K., «Feed-In Systems in Germany, Spain and Slovenia. A comparison», 2007, en liña, <https://www.mresearch.com/pdfs/docket4185/NG11/doc44.pdf>.

<sup>118</sup> DEL RÍO GONZÁLEZ, P., «The years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms», *op. cit.*, pp. 2918-2919.

polo que se establece a metodoloxía para a actualización e sistematización do réxime xurídico e económico da actividade de produción de enerxía eléctrica no réxime especial, e abarca o período de 2004 a 2007. Esta reforma viu a luz debido á confluencia de obxectivos entre tres grandes partes interesadas:

- A Administración, que trataba de mellorar a eficacia na implantación das enerxías renovables e unha maior participación destas no mercado de electricidade.
- REE, que mostraba certa preocupación pola estabilidade da rede debido ao crecente impacto da xeración mediante enerxías renovables, especialmente a eólica, xa que non son xestionables, no sentido de que non poden producir enerxía en calquera momento, senón que dependen do recurso (vento, sol...).
- Produtores de enerxías renovables, que argumentaban que as revisións anuais sobre a retribución non eran transparentes e tiñan un alto grao de arbitrariedade, á vez que lles impedían ter un horizonte a medio prazo suficientemente estable para planificar un financiamento cuns custos de capital razoables.

Deste xeito, o Real decreto 436/2004, na súa exposición de motivos, explicaba que nacía co obxectivo de outorgar un marco regulatorio duradeiro, obxectivo e transparente. Así pois, tratouse de reforzar o carácter previsible da remuneración e a estabilidade do sistema, eliminando revisións de tarifas retroactivas e garantindo a rendibilidade dos investimentos cun novo método de retribución. Esta nova forma de retribución aparecía definida no artigo 22.1 do Real decreto 436/2004 e, unha vez máis, implicaba unha elección entre dúas opcións totalmente diferentes. Aquí de novo tratábase de decidir se acudir ao mercado, que tiña maiores riscos pero tamén ofrecía maiores posibilidades de ganancia, ou non facelo. A diferenza coa retribución do Real decreto 2818/1998 estaba en que a venda aos distribuidores en lugar de directamente ao mercado pasou a recibir unha remuneración referenciada indirectamente a

este, polo que se incentivaba máis que os produtores acudisen á opción de mercado<sup>119</sup>.

O Real decreto 436/2004 dicía que trataba de crear un marco regulatorio duradeiro para a xeración no réxime especial, como recollía na súa exposición de motivos. En cambio, ese bo desexo desapareceu cando esta normativa foi derogada polo Real decreto 661/2007, do 25 de maio, polo que se regula a actividade de produción de enerxía eléctrica no réxime especial. Esta última é a norma básica pola que se rexe o terceiro período de desenvolvemento da LSE97, que abarca desde 2007 até a reforma eléctrica de 2013.

Nesta nova regulación púñase unha vez máis de manifesto unha lóxica de obxectivos diversa. Así, por un lado, destacaba a preocupación, especialmente por parte de REE, pola estabilidade do sistema, debido á desvantaxe de certas renovables que non poden producir a calquera hora do día. Para paliar isto, creáronse medidas tales como que a enerxía eólica e algunha solar, polo seu carácter inestable na xeración, non recibisen o pagamento de garantía de potencia. Ademais, tamén se introduciu unha normativa máis restritiva no relativo aos desvíos. Mais, polo outro lado, seguía habendo un grande interese polo impulso destas enerxías e, especialmente, por que os produtores se fosen integrando cada vez máis no mercado primario eléctrico. A última motivación, e non por iso menos importante, foi a crecente preocupación que estaba a supor o tema do déficit tarifario, en que se afondará máis adiante. Así, por mor disto último, tratábase de diminuír –con non moito éxito– os custos do sistema.

Con este cambio normativo, a pesar de que na exposición de motivos se seguía a falar de continuar potenciando o réxime especial, así como de acadar os obxectivos europeos ao respecto, xa se empezaron a introducir termos como os de «salvagarda da seguridade do sistema eléctrico» ou «garantía da calidade do abastecemento». Para a consecución deses obxectivos o apoio ao réxime especial podía supor eventualmente un problema. Ademais,

---

<sup>119</sup> DEL RÍO GONZÁLEZ, P., «The years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms», *op. cit.*, pp. 2.924-2.926.

o réxime de retribución contiña uns determinados mecanismos de revisión, para proporcionarlle seguridade xurídica ao sistema. Este sistema retributivo de novo trataba de alentar os produtores a acudir máis ao mercado. Unha vez máis, permitía dúas opcións de venda de enerxía. Por un lado, podía seguir coa tarifa regulada como na anterior normativa, sen ir ao mercado. Mentres, esta última opción de mercado variaba. Así, nela podía vender a enerxía a través do sistema de ofertas xestionado polo OMIE, a través dunha contratación bilateral ou a prazo, ou a través dunha combinación de todo isto, contando cunha prima a maiores<sup>120</sup>.

No transcurso de todos estes vaivéns lexislativos seguiron en vigor diversos réximes transitorios anteriores. Así, até a aprobación do Real decreto 661/2007 aínda perduraban réximes transitorios que proviñan da normativa de desenvolvemento da Lei 82/1980, tal como o Real decreto 2366/1994. Despois da aprobación do Real decreto 661/2007, este tamén regulou certos réximes transitorios, tratando de refundir os anteriores. Deste xeito, en moitos casos, a dificultade de saber cal era o dereito aplicable era ampla.

En definitiva, desde que se comezou a apoiar o réxime especial en 1994 –co Real decreto 2366/1994, do 9 de decembro, sobre produción de enerxía eléctrica por instalacións hidráulicas, de coxeración e outras abastecidas por recursos ou fontes de enerxía renovables–, tratouse de animar este subsector a acudir cada vez máis ao mercado. Toda esta evolución, no tocante ao aspecto remuneratorio, pódese observar resumida na seguinte táboa:

*Figura 8. Evolución do réxime especial*

Norma	Tipo de remuneración	
Real decreto 2366/1994	Tarifa en función do termo de	

<sup>120</sup> RUIZ OLMO, I. e DELGADO PIQUERAS, F., «La nueva regulación legal de las energías renovables: del régimen especial al régimen específico», *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, ALENZA GARCÍA, J. F. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2014, pp. 83-84.

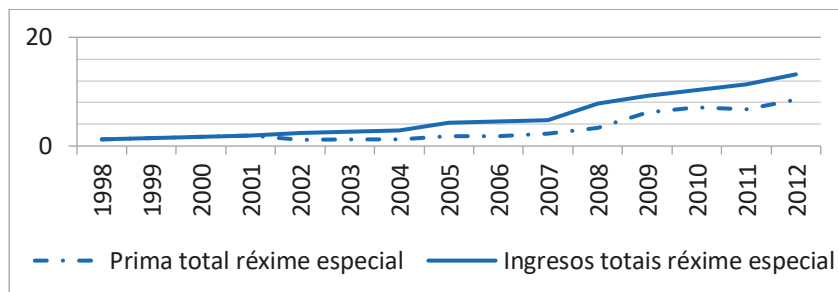
	potencia e a potencia para facturar	
Lei 54/1997 e normativa de desenvolvemento	Prima fixa por enriba do prezo de mercado	
	Prezo fixo total axustado anualmente	
Real decreto 436/2004	Tarifa regulada	
	Mercado + prima consistente nunha porcentaxe da tarifa media anual	
Real decreto 661/2007	Tarifa regulada	
	Mercado + prima variable en función do prezo do mercado a cada hora, uns límites superiores e inferiores e unha prima de referencia	

*Fonte: elaboración propia*

En resumidas contas, durante todo este período o apoio ás enerxías renovables, aínda que variable, foi continuo. Isto fomentou moito o seu crecemento. De feito, a retribución a este sector foi crecente en termos absolutos, como se mostra na seguinte gráfica:



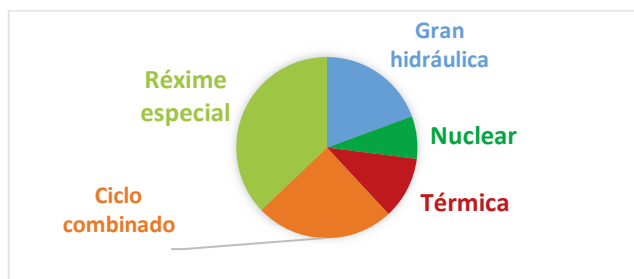
Figura 9. Evolución da prima e os ingresos totais (en miles de millóns de euros)



Fonte: elaboración propia a partir de datos da CNMC<sup>121</sup>

Na dita gráfica pódese apreciar como, nun primeiro momento toda a retribución das renovables era a prima recibida da Administración. Porén, a partir de 2001, cos diversos cambios legislativos, as renovables empezaron a conseguir parte da súa remuneración por medio da venda no mercado. Logo do cambio normativo de 2004, unido a que se potenciou a instalación de moitos novos proxectos de renovables, pódese apreciar que a retribución total aumentou moito, a pesar de que a retribución por kWh non sufriu a mesma evolución. Isto, como dixemos, foi froito do aumento de instalacións deste tipo. De feito, as enerxías englobadas no réxime especial convertéronse na principal fonte enerxética do país. Isto pódese apreciar na seguinte gráfica:

Figura 10. Potencia instalada en España en 2012



Fonte: elaboración propia a partir de datos de REE<sup>122</sup>

<sup>121</sup> CNMC, «Régimen especial de producción de energía eléctrica en España», informe do 2 de xullo de 2014.

<sup>122</sup> Estes datos atópanse dispoñibles en liña na páxina web de REE, no seguinte enderezo web: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion> [consulta 3 de febreiro de 2023].

O crecemento en tales proporcións do sector e da súa retribución, aínda que trouxo moitas consecuencias positivas – desde unha redución da contaminación ao xerar enerxía até a creación dun importante número de empregos vinculados ás renovables, ou a diminución da dependencia enerxética do exterior–, agravou o problema do déficit tarifario. Isto, unido a outras causas, levou a que o Estado empezase a planificar unha reforma de gran calado do sector eléctrico<sup>123</sup>.

### 1.6.3. O problema do déficit tarifario

Entre as leis 54/1997 e 24/2013 do sector eléctrico o déficit tarifario foi un problema incesante do sector, que ameazou até a súa propia sostibilidade. Este déficit defínese como a diferenza entre os ingresos que as empresas distribuidoras de enerxía reciben dos pagamentos cobrados aos consumidores por tarifa regulada e os custos recoñecidos pola normativa<sup>124</sup>. Os ditos custos inclúen o custo de producir, transportar, distribuír e comercializar a electricidade, coa marxe de beneficio correspondente para as empresas; os impostos; un concepto específico destinado a reducir este déficit e uns custos que se foron asociando á tarifa por diversos motivos. Estes últimos custos divídense en: a) custos por prestacións sociais tales como subsidios ao consumo de carbón nacional; b) custos provocados polas políticas de cohesión territorial, como poden ser os pagamentos que se lles fan aos xeradores de electricidade nas illas; e c) custos derivados de decisións de política económica e medioambiental, entre os que salientan as primas pagadas á produción de enerxía no réxime especial<sup>125</sup>.

Pola súa banda, os ingresos que as empresas eléctricas reciben dos consumidores non só conteñen o prezo pagado pola

---

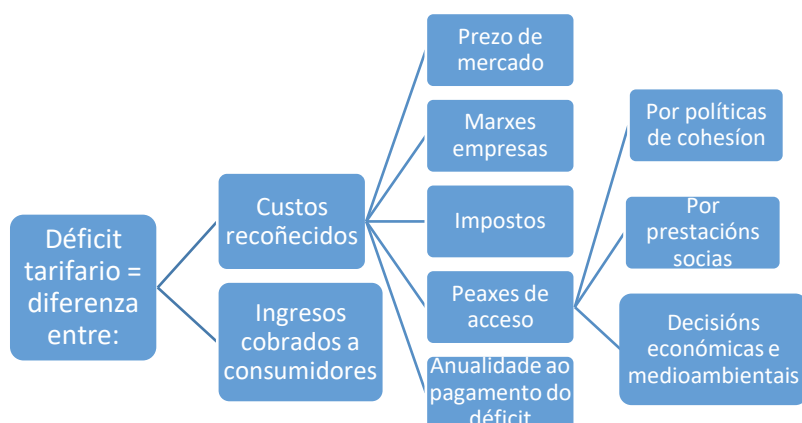
<sup>123</sup> SÁENZ DE MIERA, G., DEL RÍO GONZÁLEZ, P. e VIZCAÍNO, I., «Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain», *Energy Policy*, vol. 36, n.º 9, 2008, pp. 3358-3359.

<sup>124</sup> FABRA UTRAY, J., «El déficit tarifario en el sector eléctrico español», *Temas para el Debate*, n.º 210, 2012, p. 52.

<sup>125</sup> SALLÉ ALONSO, C., «El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico», *Papeles de Economía Española*, n.º 134, 2012, pp. 102-103.

enerxía consumida, senón que, ademais, tamén se paga por unha tarifa de acceso en que se inclúen as peaxes correspondentes tanto ao transporte como á distribución, así como primas ao réxime especial e outros custos do abastecemento de electricidade<sup>126</sup>. Isto pódese sintetizar na seguinte figura:

Figura 11. *Compoñentes do déficit tarifario*



Fonte: *elaboración propia*

O déficit tarifario, que foi usado practicamente como pilar básico en que apoiar a xustificación da reforma do sector eléctrico, encontra a súa orixe na LSE97, coa liberalización do mercado primario. En cambio, a competencia que se creou foi insuficiente. A este déficit legislativo débenselle engadir dous vicios máis: en primeiro lugar, a creación dos xa explicados CTC foi, como pouco, controvertida e contribuíu á creación do déficit tarifario. En segundo lugar, ignoráronse totalmente dúas características básicas do sector eléctrico, tales como a diversidade das tecnoloxías para a xeración, cada unha cuns custos distintos; e a homoxeneidade do produto final vendido, que implica que esta venda se faga ao mesmo prezo. Este feito trouxo consigo que se lles dese certos apoios e facilidades a, por exemplo, grandes centrais hidráulicas e centrais nucleares, que xa estaban totalmente amortizadas desde había anos, polo que foron sobrerretribuídas. Ademais, tamén se pode apreciar certa torpeza legislativa ao incluír no concepto de custos regulados

<sup>126</sup> MONTES, E., «El déficit tarifario», *Economistas*, n.º 30 (131), 2012, p. 235.

—e incluso no de ingresos— partidas que non teñen relación directa coa xeración e a venda de electricidade<sup>127</sup>.

Por todo isto, desde o 2000, o prezo do kWh tendeu a situarse por enriba das tarifas fixadas *ex ante* polo Goberno, o cal tivo como consecuencia que se fose acumulando un gran déficit. Así, con este efecto bóla de neve, o déficit foi medrando até o punto de que no ano 2012, cando se acometeu a reforma sectorial, alcanzaba a cifra de 24 000 millóns de euros<sup>128</sup>. A dita cantidade non foi soportada polas empresas eléctricas, senón que se transferiu ao Fondo de Titulización do Déficit do Sistema Eléctrico, ao cal as empresas lle venderon a maioría dos seus dereitos de cobramento. Este fondo foi regulado polo Real decreto 437/2010, do 9 de abril, polo que se desenvolve a regulación do proceso de titulización do déficit do sistema eléctrico<sup>129</sup>.

En todo este asunto, o lexislador culpou en boa medida ás enerxías do réxime especial á hora de elaborar a súa reforma de 2013. Pese a iso, dentro da doutrina científica o tema admite máis debate, xa que hai algún autor que non só exculpa a estas enerxías, senón que considera que as renovables, lonxe de ser as creadoras deste problema, poden ser unha solución a el ou, como mínimo, unha forma de mitigalo<sup>130</sup>.

## **1.7. A nova reforma do sector eléctrico**

### **1.7.1. Evolución normativa da reforma**

A pesar de que o groso da última reforma eléctrica se produciu coa promulgación da Lei 24/2013, do 26 de decembro, do sector eléctrico, o camiño empezouse a trazar con algunha

---

<sup>127</sup> FABRA PORTELA, N. e FABRA UTRAY, J., «El déficit tarifario en el sector eléctrico español», *Papeles de Economía Española*, n.º 134, 2012, pp. 90-91.

<sup>128</sup> ESPINOSA, M. P., «Understanding Tariff Deficit and Its Challenges», *Spanish Economic and Financial Outlook*, vol. 2, n.º 2, 2013, p. 1.

<sup>129</sup> MÁRMOL ACITORES, G. e SOTO TEJERO, H., «La deuda del sistema eléctrico. Situación actual y perspectivas futuras», *Cuadernos de Energía*, vol. 48, 2016, p. 68.

<sup>130</sup> Véxase MONTES, E., «El déficit tarifario», *op. cit.*, pp. 238-239. Tamén: ESPINOSA, M. P. e PIZARRO-IRIZAR, C., «Políticas para la reducción del déficit tarifario», *Papeles de Economía Española*, n.º 134, 2012, pp. 123-124.

disposición previa. Ao respecto, as primeiras normas que se deberían citar serían o Real decreto 1565/2010, do 19 de novembro, polo que se regulan e modifican determinados aspectos relativos á actividade de produción de enerxía eléctrica no réxime especial e o Real decreto lei 14/2010, do 23 de decembro, que establece medidas urxentes para a corrección do déficit tarifario no sector eléctrico. Estas normas significaron un primeiro contratempo significativo á política a prol das renovables, aínda que tan só afectaba ás explotacións de enerxía solar.

O Real decreto 1565/2010 deu lugar a unha importante actividade xurisprudencial, pois existe un bo número de sentenzas do Tribunal Supremo sobre a súa legalidade. Esta norma reduciu as primas da enerxía fotovoltaica, pasando a vida útil en que podían percibir de 30 a 25 anos. En cambio, isto rectificouse mediante a disposición final cuadaresimo cuarta da Lei 2/2011, do 4 de marzo, de economía sostible, que elevou novamente o prazo a 30 anos.

Pola súa banda, o Real decreto lei 14/2010 deu lugar á Sentenza do Tribunal Constitucional 96/2014, do 12 de xuño (cuestión de inconstitucionalidade n.º 1603/2011), aínda que esta non se pronunciou sobre o fondo do asunto debido á perda sobrevida do recurso ao derogarse posteriormente este real decreto lei. Pese a iso, a sentenza si conclúe que

*[...] o Gobierno forneceu unha xustificación suficiente, que permite apreciar a existencia da situación que habilita requirida polo artigo 86.1 da CE, e que as medidas incluídas en tal real decreto lei gardan unha clara conexión de sentido con respecto á situación de urxencia económica definida por aquel, que resulta comprobable á luz dos datos que se reflicten tanto na exposición de motivos como no debate de validación do real decreto lei impugnado, todo o cal leva a desestimar este recurso de inconstitucionalidade por este motivo.*

Esta sentenza e o feito de que o Tribunal Constitucional non se pronunciase sobre o fondo do asunto foron criticados nalgunha ocasión por parte da doutrina<sup>131</sup>.

---

<sup>131</sup> RUIZ OLMO, I., «El fomento de energías renovables en la sentencia del Tribunal Constitucional 96/2014, de 12 de junio: la aparente incompatibilidad del interés general con el de los productores», *Actas del XI Coloquio Hispano-*

De maior calado foron as normas adoptadas no ano 2012: o Real decreto 1/2012, do 27 de xaneiro, polo que se procede á suspensión dos procedementos de preasignación de retribución e á supresión dos incentivos económicos para novas instalacións de produción de enerxía eléctrica a partir de coxeración, fontes de enerxía renovables e residuos; e a Lei 17/2012, do 27 de decembro, de orzamentos xerais do Estado para o ano 2013, que estableceu un imposto do 7 % aos produtores.

Xa no ano 2013, aprobouse o Real decreto lei 2/2013 de medidas urxentes para o sistema eléctrico e o sector financeiro, que seguía tratando de corrixir os desaxustes entre ingresos e custos no sector eléctrico, e que introduciu certas medidas de impacto económico, así como algún dos novos conceptos básicos para a remuneración do sector. Os artigos 1, 2 e 3 e a disposición adicional única deste real decreto foron obxecto dun recurso de inconstitucionalidade presentado pola Xunta de Andalucía ao Tribunal Constitucional. Este último, na Sentenza do Pleno n.º 183/2014, do 6 de novembro (recurso de inconstitucionalidade n.º 1780/2013), non ditaminou sobre a súa posible inconstitucionalidade, unha vez máis, por perda sobrevida do recurso, debido a que a norma foi derogada antes da resolución. A principal consecuencia disto, como manifestan BARNÉS VÁZQUEZ e PÉREZ DE AYALA BECERRIL, foi a maior dificultade –practicamente imposibilidade– de poder exercer con éxito calquera pretensión indemnizadora<sup>132</sup>.

Á súa vez, o Tribunal Supremo tratou tamén en diversas ocasións recursos referentes a esta norma, no tocante aos cales desestimou as pretensións dos actores fronte á Administración. Na primeira sentenza sobre esta normativa, a do recurso de casación 118/2013, do 16 de marzo de 2015, a que logo seguiron diversas

---

*Portugués de Derecho Administrativo*, RIVERO ORTEGA, R. e RASTROLLO SUÁREZ, J. J. (coords.), Salamanca, 2014, pp. 231-241.

<sup>132</sup> BARNÉS VÁZQUEZ, J. e PÉREZ DE AYALA BECERRIL, L., «Reflexiones sobre los cambios normativos y sus efectos en los particulares. Los problemas que plantea la responsabilidad del estado legislador. La necesaria prospección de los poderes públicos», *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015, pp. 215-216.

sentenzas no mesmo sentido<sup>133</sup>, incidíase no concepto de seguridade xurídica, que o Tribunal Supremo entende que se concreta na claridade, precisión e suficiente publicidade das normas, pero non impide en ningún caso cambios na regulación. Xa facendo referencia ao dereito nacional, o Tribunal Supremo continúa a súa argumentación afirmando:

*Debe terse en conta, ademais, como recordamos con frecuencia, que os sectores que, pese á vixencia básica do principio de libre actividade económica dos particulares e de libre concorrència, están sometidos a unha intervención administrativa máis ou menos intensa en virtude da súa incidencia en intereses xerais, como o é a actividade de produción de enerxía eléctrica, conteñen un sistema complexo de medidas, beneficiosas unhas, gravosas outras, para os axentes económicos particulares. A realidade destes sistemas regulatorios complexos fai totalmente inviable a pretensión de que os elementos máis favorables estean investidos dunha permanencia ou inalterabilidade no tempo, so risco de vulneración dos principios invocados. Antes, pola contra, a protección dos intereses xerais obriga os poderes públicos, en defensa deles, a ir adaptando a regulación á cambiante realidade económica.*

Esta liña de sentenzas do Supremo contou co voto particular do maxistrado D. Eduardo Calvo Rojas, que considera que a Sala debería formular ao Tribunal Constitucional unha cuestión de constitucionalidade sobre Real decreto lei 2/2013 con base na posible retroactividade prohibida deste.

---

<sup>133</sup> Entre estas sentenzas do Tribunal Supremo atópanse as do 16 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 110/2013), 16 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 116/2013), 17 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 115/2013), 17 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 127/2013), 18 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 123/2013), 20 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 119/2013), 23 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 112/2013), 23 de marzo de 2015 (recurso contencioso-administrativo n.º 111/2013), 24 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 107/2013), 25 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 122/2013), 26 de marzo de 2015 (recurso de casación n.º 133/2013), 9 de abril de 2015 (recurso de casación n.º 135/2013), 9 de abril de 2015 (recurso contencioso-administrativo n.º 134/2013), 21 de abril de 2015 (recurso de casación n.º 129/2013) ou 16 de novembro de 2015 (recurso contencioso-administrativo n.º 884/2014).

Posteriormente, o Real decreto lei 9/2013, do 12 de xullo, polo que se adoptan medidas urxentes para garantir a estabilidade financeira do sistema eléctrico, foi xa todo un adianto daquilo en que consistiría a nova LSE dese mesmo ano<sup>134</sup>. Na súa exposición de motivos recolle que a súa realización responde ao «carácter insustentable do déficit do sector eléctrico e da necesidade de adoptar medidas urxentes de vixencia inmediata que permitan por fin a esta situación». Nel lévase a cabo unha gran reconsideración do réxime especial e a súa remuneración.

A nova retribución, deste xeito, pasa a ser determinada polo que se obteña da venda de enerxía a prezo de mercado, aínda que, a maiores, outorgouse o que se denominou na norma como unha «retribución específica por unidade de potencia instalada». Con isto o que se buscou foi cubrir os custos dunha instalación tipo, ocasionados polo investimento inicial, non recuperables cos ingresos de mercado<sup>135</sup>. Para o cálculo da contía que se debía percibir, a norma baseouse no que desde ela se considerou como ingresos e custos de explotación e investimento inicial estándar para unha empresa eficiente e ben xestionada<sup>136</sup>. Todo isto ten como piar mestre o concepto de rendibilidade razoable. Esta tomouse antes de impostos e fixouse en referencia ao rendemento medio no mercado secundario das Obrigas do Estado a 10 anos, aplicando o diferencial axeitado. O último aspecto destacable é a revisión dos parámetros retributivos cada seis anos.

En canto ás instalacións xa existentes, aplicóuselles esta nova normativa de xeito similar ás novas instalacións, pero gozaron dun réxime transitorio que acabou resultando problemático. Este consistiu na aplicación maioritaria da normativa anterior até que se

---

<sup>134</sup> GALÁN VIOQUE, R., «El ocaso de las energías renovables en España», *I servizi pubblici economici tra mercato e regolazione: atti del 20° Congresso italo-spagnolo dei professori di diritto amministrativo: Roma 27 febbraio-1 marzo 2014*, SANDULLI, M. A. e VANDELLI, L. (dir. congr.), 2016, pp. 391-392.

<sup>135</sup> GÓMEZ-FERRER RINCÓN, R. «La sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico», *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, RIVERO ORTEGA, R. e RASTROLLO SUÁREZ, J. J. (coords.), Salamanca, 2014, pp. 80-81.

<sup>136</sup> Deste xeito, a nova remuneración desvincúlase totalmente do concepto de produtividade.



aprobasen as disposicións necesarias para a plena aplicación do Real decreto. Así pois, a remuneración ás renovables nestas datas implicou liquidacións a conta amparadas por este réxime transitorio. Posteriormente, unha vez aprobadas as normas necesarias para desenvolver o novo réxime económico, estas liquidacións foron obxecto de regularización, o que implicou dereitos de cobramento ou, maioritariamente, obrigas de pagamento, e deu lugar ao debate sobre a existencia de retroactividade na medida.

Tras todo isto finalmente promulgouse unha nova LSE, a Lei 24/2013. No seu preámbulo indicábase que a súa finalidade básica era establecer a regulación do sector eléctrico garantindo o fornecemento eléctrico cos niveis necesarios de calidade e ao mínimo custo posible, asegurar a sustentabilidade económica e financeira do sistema e permitir un nivel de competencia efectiva no sector, todo isto dentro dos principios de protección ambiental dunha sociedade moderna. Na norma outorgóuselle especial relevancia ao principio de sustentabilidade económica e financeira do sistema, que se definiu como un principio reitor da actuación das administracións públicas e demais suxeitos comprendidos no ámbito de aplicación da Lei.

A introdución desta norma significou, en primeiro lugar, o fin do réxime especial, xa que este e o que até o momento se coñecía como réxime ordinario pasaron a ser regulados do mesmo xeito. Con todo, si que é certo que a Administración previu a posibilidade de que se fixasen novos réximes retributivos específicos para fomentar a produción a través de enerxías renovables, aínda que o fose con carácter excepcional. Ademais, esta previsión está pensada, di a normativa, para o caso en que se establezan novos obxectivos enerxéticos desde a UE ou cando a súa introdución supoña a redución do custo enerxético e da dependencia enerxética exterior. Ademais, nesta norma concréntanse máis as posibles revisións do sistema retributivo que introducira o Real decreto lei 9/2013, aínda non acaba de definilas completamente.

Outro aspecto salientable da norma foi o aumento das facultades do Ministerio de Industria fronte ao novo regulador único, que era a CNMC. Á súa vez, a LSE dispón que, de existir

desfases económicos –que non superen os límites impostos pola propia LSE–, estes deberán ser financiados por todos os suxeitos do sistema, e non en exclusiva polos grandes operadores, como sucedía até ese momento<sup>137</sup>.

Por outra banda, tamén se regula o autoconsumo. Isto non estivo en absoluto exento de polémica, xa que aos xeradores en autoconsumo conectados á rede eléctrica impúxoselles a obriga de contribuír ao financiamento dos custos e servizos do sistema na mesma contía que o resto dos consumidores, a través dunhas peaxes. O argumento empregado para isto foi o da sustentabilidade do sistema. Así, se o autoconsumo non contribuíse aos custos do sistema habería un incentivo para el que provocaría un efecto bóla de neve. O mesmo sucedería debido a que canta maior fose a produción en autoconsumo, máis deberían pagar os consumidores normais para manter os custos do sistema, polo que maior sería o seu incentivo para converterse en produtores en autoconsumo<sup>138</sup>.

Despois da LSE, xa no ano 2014, o Real decreto 413/2014, do 6 de xuño, polo que se regula a actividade de produción de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovable, coxeración e residuos, introduce a fórmula básica de retribución aos xeradores de renovables. Esta fórmula de retribución aparece máis detallada na Orde IET/1045/2014, do 16 de xuño, pola que se aproban os parámetros retributivos das instalacións tipo aplicables a determinadas instalacións de produción de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovables, coxeración e residuos. Esta última norma ocupa 1761 páxinas do BOE, o que nos dá unha idea novamente do carácter dificultoso da normativa do sector. A nova retribución significou un importante recorte no apoio estatal ás renovables.

Sobre o Real decreto 413/2014 pronunciouse a CNE no seu informe 18/2013, para sinalar a falta de transparencia e a

---

<sup>137</sup> DÍAZ MENDOZA, A. C., LARREA BASTERRA, M., ÁLVAREZ PELEGRY, E. e MOSÁCULA ATIENZA, C., «De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español», *Cuadernos Orkestra*, n.º 10, 2015, pp. 50-52.

<sup>138</sup> ROJAS, A. e MAÑUECO, P., «La reforma del sector eléctrico español», *Cuadernos de Información Económica*, n.º 239, 2014, pp. 43-44.

precipitación desta gran reforma do sector eléctrico cando aínda era só unha proposta<sup>139</sup>. Tamén o Consello de Estado, no seu ditame 937/2013, do 12 de setembro, sobre o anteproxecto de Lei do sector eléctrico, criticou o gran número de normas, que en moitos casos non teñen visión sistemática e de conxunto<sup>140</sup>. Ademais, algunha doutrina tamén considerou que a regulación das renovables resultou improvisada e, buscando corrixir excesos pretéritos, o lexislador prexudicou os principios de confianza lexítima e seguridade xurídica dos investidores<sup>141</sup>.

A maiores, é de destacarmos que a regulación do sector eléctrico e a reforma en particular non se adaptan especialmente ao que se vén denominando *smart and better regulation*. Este é un recente movemento forxado no ámbito internacional, en organizacións como a OCDE, que se converteu nun obxectivo político da UE e que se preocupa pola calidade normativa, ao tempo que busca mellorar e simplificar a contorna regulatoria<sup>142</sup>.

Para considerar a calidade normativa, segundo a doutrina, hai que analizar tres aspectos: a forma, o procedemento e o ámbito material. No primeiro dos casos, estúdase que a norma sexa correcta desde o punto de vista da estrutura e a intelixibilidade para o cidadán medio. Canto ao aspecto de procedemento, estúdase que a regulación se adoptase mediante o proceso normativo axeitado. Finalmente, o aspecto material refírese a que non se contraveñan

---

<sup>139</sup> ALENZA GARCÍA, J. F., «Energías renovables y cambio climático: hacia un marco jurídico común», *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, ALENZA GARCÍA, J. F. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2014, pp. 662-663.

<sup>140</sup> PAREJO ALFONSO, L., «Cambio regulatorio, sector eléctrico y estado de necesidad», *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015, p. 58.

<sup>141</sup> DE LA CRUZ FERRER, J., «Funciones e instrumentos de la regulación eléctrica: su condicionamiento europeo en los Estados de la UE», *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, RIVERO ORTEGA, R. e RASTROLLO SUÁREZ, J. J. (coords.), Salamanca, 2014, p. 65.

<sup>142</sup> BALSAL PASCUAL, C., «La «better regulation»», *Papeles de Evaluación*, n.º 1, 2006, pp. 1-2.

reglas nin principios do ordenamento xurídico<sup>143</sup>. Este movemento de *smart and better regulation* aparece positivado nos artigos 129 e ss. da Lei 39/2015, do 1 de outubro, do procedemento administrativo común das administracións públicas (antes aparecía nos artigos 4 e ss. da Lei 2/2011, do 4 de marzo, de economía sostible), así como a través da disposición final 3.12 da Lei 40/2015, que introduciu unha regulación específica a través da reforma da Lei do Goberno. Con referencia á reforma eléctrica os problemas aparecen desde o punto de vista formal e material. No primeiro caso, debido á escasa visión sistemática –e técnica lexislativa– desta normativa e á súa gran complexidade técnica. Mentres, no segundo caso, esta reforma forzou certos principios constitucionais, aplicándoos de forma moi laxa, aproveitando para iso a doutrina do risco regulatorio. De feito, un dos criterios para avaliar a calidade normativa son os ditames de órganos consultivos que, como se apreciou no antes citado do Consello de Estado, aquí se mostraron bastante críticos.

### 1.7.2. Problemas da reforma

A reforma do sector eléctrico descrita foi extremadamente controvertida e desembocou nun aluvión de procedementos xudiciais levados a cabo contra a Administración. Especialmente relevantes foron as reclamacións feitas polos produtores de enerxías no réxime especial, xa que foron os máis prexudicados pola reforma. Ademais, tendo en conta a estrutura do sector, por mor da reforma moitos destes produtores víronse abocados a vender as súas explotacións.

A isto contribuíu que no ámbito das enerxías do réxime especial fose frecuente operar mediante o mecanismo dos *project finance*. Este método baséase nos fluxos de caixa futuros que vai obter a explotación, que se toman como referencia para afrontar a amortización da débeda financeira adquirida e obter tamén certa

---

<sup>143</sup> PONCE SOLÉ, J., *Negociación de normas y lobbies. Por una mejor regulación que favorezca la transparencia, evite la corrupción y reduzca la litigiosidad*, 1.<sup>a</sup> edición, Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2015, pp. 80-81.

rendibilidade para os accionistas e/ou investidores<sup>144</sup>. Deste xeito, ao ver como unha parte importante da súa remuneración, como era a prima estatal, se vía reducida, moitas explotacións non conseguiron cumprir o seu calendario de pagamentos da débeda e deberon cesar na súa actividade.

Por tales motivos, moitas das normas da reforma foron levadas ante o Tribunal Supremo, para solicitar a súa nulidade, e algunhas, incluso, ante o Tribunal Constitucional, para que se pronunciase sobre a súa constitucionalidade. Estes recursos fundábanse na súa maioría nun incumprimento por parte da Administración dos principios de seguridade xurídica, confianza lexítima e irretroactividade.

Respecto á seguridade xurídica, o sector entendeu que cun xiro legislativo tan brusco se vulneraba a expectativa razoablemente fundada en cal debe ser a actuación do poder na aplicación do dereito. Aquí os tribunais españois alegaron que o sector eléctrico era un sector afectado polo risco regulatorio, entendendo este como a posibilidade existente de que as normas básicas –de mercado carácter económico– dun determinado sector varíen, e con iso se frustren determinadas estratexias e expectativas dos operadores dese sector, fundadas na regulación anterior<sup>145</sup>. Deste xeito, sentenzas como a do Tribunal Supremo do 12 de abril de 2012 (recurso de casación n.º 35/2011) desestimaron a vulneración deste principio, afirmando o seguinte:

*[...] os titulares das instalacións de produción de enerxía eléctrica no réxime especial non teñen un «dereito inmodificable» a que se manteña inalterado o réxime económico que regula a percepción das súas retribucións, cando eles mesmos optaron por non acudir ao mercado (posibilidade que*

---

<sup>144</sup> COLMENAR-SANTOS, A., CAMPÍÑEZ-ROMERO, S., PÉREZ-MOLINA, C. e MUR-PÉREZ, F., «Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, 2015, pp. 319-337.

<sup>145</sup> RODRÍGUEZ BAJÓN, S., «El concepto de riesgo regulatorio. Su origen jurisprudencial. Contenido, efectos y límites», *Revista de Administración Pública*, n.º 188, 2012, pp. 189-192.

*sempre lles queda aberta), senón beneficiarse dun sistema público de fixación daquelas. [...]*

*O valor da «seguridade xurídica» non é opoñible sen máis a unha modificación regulamentaria como argumento supostamente invalidante desta, por máis que desde outras perspectivas (tamén desde a moi frecuentemente invocada, de favorecer os investimentos) sexa desexable unha certa estabilidade dos marcos reguladores das actividades económicas. A seguridade xurídica non resulta incompatible cos cambios normativos desde a perspectiva da validez destes últimos, único factor sobre o que nos corresponde decidir en dereito.*

En canto ao principio de confianza lexítima, a argumentación foi similar e de novo non foi acollida polos tribunais nacionais. Así, por exemplo, a Sentenza do Tribunal Supremo do 15 de outubro de 2012 (recurso de casación n.º 73/2011) sinalaba o seguinte:

*A limitación da tarifa regulada ou, en xeral, do réxime retributivo inicial con que fora favorecido o conxunto do sector das enerxías renovables era previsible á vista do curso das posteriores circunstancias, especialmente as económicas e técnicas, sobrevidas despois do ano 2007, o que basta para desvirtuar a apelación ao principio de confianza lexítima.*

Finalmente, no relativo á retroactividade, desde o sector alegábase que o cambio normativo afectaba non só ás expectativas, senón que tamén o facía aos dereitos consolidados. Por contra, estas peticións de novo foron denegadas nos tribunais mediante razoamentos tales como o seguinte, recollido na Sentenza do Tribunal Supremo do 18 de maio de 2012 (recurso contencioso-administrativo n.º 70/2011):

*A retroactividade produciríase se a nova norma obrigase os titulares das instalacións fotovoltaicas a devolver o importe das tarifas xa percibidas en exercicios anteriores, pero non cando se limita a dispor que o cobramento destas cesará dentro de 30 anos. En rigor, nin sequera podería cualificarse de medida retroactiva e moito menos se utilizamos este concepto xurídico na súa acepción «propia».*

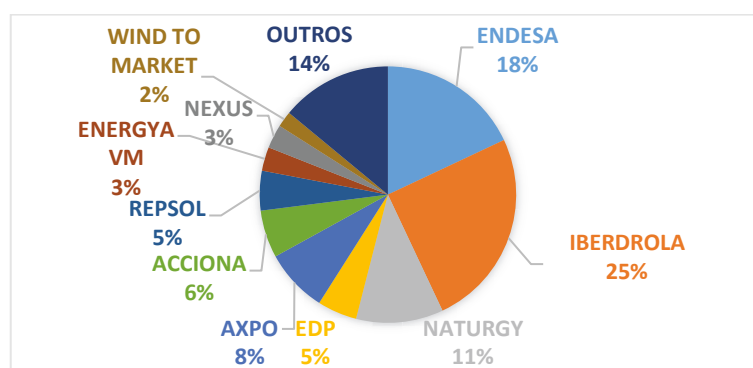
Estes problemas de confianza no sector víronse agravados polo feito de que os investidores internacionais –ou os nacionais que investiron no sector a través de filiais estranxeiras– recibiron un tratamento moi distinto. Así pois, os tribunais internacionais, e en especial o Centro Internacional de Arranxo de Diferenzas relativas a Investimentos (CIADI), tomaron unha postura maioritariamente a favor das empresas. Un exemplo disto podería ser o laudo arbitral do 4 de maio de 2017 do propio CIADI no asunto ARB/13/36, que enfrontaba a Eiser Infrastructure Limited e Energía Solar Luxembourg SÀ RI contra o Reino de España.

## 1.8. O sector eléctrico na actualidade e as súas perspectivas de futuro

### 1.8.1. A configuración actual do sector eléctrico

Na actualidade, a concentración empresarial no sector eléctrico diminuíu un pouco respecto á existente no momento da súa liberalización. Isto, como se sinalou con anterioridade, debeuse á aparición de investidores estranxeiros e ao auxe de novas tecnoloxías de produción. A pesar de todo, unhas poucas empresas seguen a repartirse a cota maioritaria do sector. A configuración empresarial da produción que rexe actualmente pódese observar na seguinte gráfica:

Figura 12. Cotas de xeración no mercado primario de produción eléctrica español en 2020



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da CNMC<sup>146</sup>*

Na dita gráfica obsérvase que, aínda que a súa porcentaxe baixou de xeito importante, Endesa e Iberdrola seguen a dominar a produción enerxética. A estas empresas débese sumar Naturgy, que logo da adquisición por parte de Gas Natural de Unión Fenosa consolidouse cunha cota produtiva importante. Pola súa parte, a empresa Axpo responde perfectamente ao concepto de investidor estranxeiro. Esta entidade, de orixe suíza, estableceu en 2002 na península Ibérica unha filial e pouco a pouco foi conseguindo facerse un oco no mercado eléctrico nacional. Pola súa banda, Acciona é unha empresa que debe gran parte do crecemento da súa cota de mercado ao auxe das renovables, xa que estas son parte importante do seu negocio. Finalmente, Repsol, o último dos actores que acadou un 5 % da produción total era a petroleira estatal española, privatizada en datas similares a Endesa. No mercado de produción eléctrica a súa presenza atópase vinculada esencialmente á coxeración en ciclos combinados e enerxías renovables. Ademais disto, cómpre salientarmos a existencia dunha importante porcentaxe de cota doutras empresas (o 22 %), aínda que é certo que, como se aprecia na gráfica, nese 22 % existe un 8 % manexado entre só tres empresas (Energy, Nexus e Wind to Market).

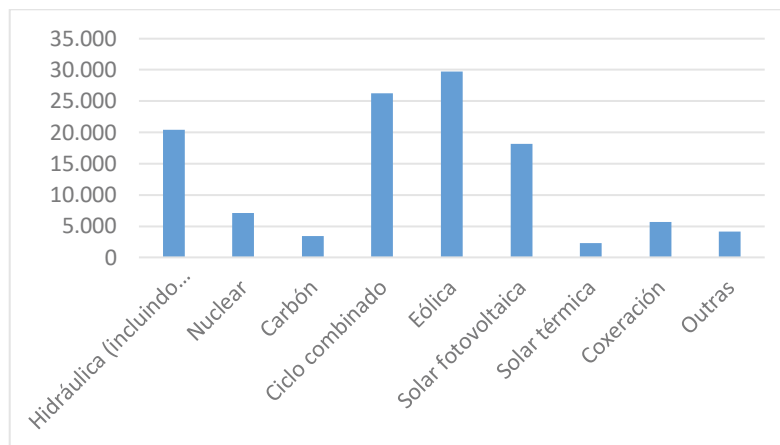
Se analizamos a estrutura da produción enerxética, non hai cambios moi significativos con respecto ao observado antes da reforma eléctrica (2012). Así, as enerxías renovables continúan sendo as tecnoloxías con maior potencia instalada e, dentro delas, a enerxía eólica ten un carácter preponderante. Tras as renovables está a produción en ciclo combinado e a hidráulica, que, incluíndo o bombeo, conserva unha porcentaxe próxima ao 17,5 % da capacidade instalada (20 426 MW dos 117 179 MW totais que existen en España con data de decembro de 2022). Isto pódese observar na seguinte gráfica:

---

<sup>146</sup> CNMC, «Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2020», 2021, p. 53. Este é o último informe publicado existente con data de abril de 2023.



Figura 13. Potencia instalada en decembro de 2022 en MW



Fonte: elaboración propia a partir de datos de REE<sup>147</sup>

Nestes anos a potencia instalada de enerxía hidráulica apenas experimentou ningún cambio debido a que a explotación das bacías aptas para iso xa é moi elevada. Dos 20 425 MW que existen en España de potencia hidroeléctrica instalada, incluíndo as minihidráulicas e centrais de bombeo, 10 700 MW (un 52,39 % do total) atópanse controlados pola mercantil Iberdrola<sup>148</sup>. Mentres, 4804 MW (un 23,52 %) son posuídos por Endesa<sup>149</sup>, e uns 2000

<sup>147</sup> Estes datos pódense atopar en aberto na páxina da Rede Eléctrica de España: [www.ree.es](http://www.ree.es) [consulta 9 de decembro de 2022].

<sup>148</sup> Esta información pódese atopar nos informes de resultados que aparecen na páxina web da compañía. O máis recente é o dos resultados do primeiro semestre de 2022, que se pode consultar en: [https://www.iberdrola.com/documents/20125/1847359/Informe\\_221S.pdf](https://www.iberdrola.com/documents/20125/1847359/Informe_221S.pdf) [consulta 5 de agosto de 2022].

<sup>149</sup> Esta información pódese atopar no informe de actividades de 2021 que aparece na páxina web da compañía. Alí refírese conxuntamente a España e Portugal, pero a referencia débese entender só para o caso español, posto que a hidroeléctrica portuguesa é controlada por EDP na súa práctica totalidade. A ligazón ao informe é esta: [https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/inversores/infoeconomicafinanciera/informesanuales/documentos/2021/IA\\_2021.pdf](https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/inversores/infoeconomicafinanciera/informesanuales/documentos/2021/IA_2021.pdf) [consulta 5 de agosto de 2022].

MW (contra o 10 % do total) por Naturgy<sup>150</sup>. Isto implica que entre estas tres compañías controlen o 85 % da potencia instalada total.

Finalmente, en canto á situación económica do sector cómpre destacarmos unha lixeira mellora. Así, mediante nota de prensa do 28 de xaneiro de 2022<sup>151</sup>, a CNMC informaba de que o déficit tarifario con data do 31 de decembro de 2021 se situaba en 12 182 millóns de euros, polo que se conseguira que se reducise en máis da metade desde os seus niveis máximos en 2013.

Por outro lado, a cada paso cobran unha maior importancia os temas ambientais no sector. Así, a comunidade internacional – con case 200 países– reunida no Cumio do Clima de París das Nacións Unidas, aprobou o Acordo de París do 12 de decembro de 2015 para tratar de reducir as emisións de gases de efecto invernadoiro e o quentamento global. Estas cuestións climáticas e ambientais son unha das principais preocupacións actuais no sector hidroeléctrico.

### **1.8.2. O impacto do cambio climático e as previsións hidroeléctricas**

O cambio climático está influenciando de forma evidente o modelo enerxético existente. Dentro do ámbito hidroeléctrico prevese unha importante redución dos caudais, que implicará unha menor produción de electricidade.

Tal e como se sinala no PERTE (Proxecto estratéxico para a recuperación e transformación económica) de dixitalización do ciclo da auga, presentado en marzo de 2022, en España prodúcese, de forma cada vez máis frecuente, fenómenos climáticos extremos en que se alternan períodos de secas intensas, grandes episodios de inundacións e un aumento das temperaturas que agravan a incerteza sobre a dispoñibilidade dos recursos e pon en risco a sustentabilidade dos ecosistemas.

---

<sup>150</sup> Esta información pódese atopar no informe anual consolidado de 2021 que aparece na páxina web da compañía, no enderezo web: [https://www.naturgy.com/accionistas\\_e\\_inversores/la\\_sociedad/informes\\_anuales](https://www.naturgy.com/accionistas_e_inversores/la_sociedad/informes_anuales) [consulta 5 de agosto de 2022].

<sup>151</sup> Pódese consultar en <https://www.cnmc.es/prensa/informe-deduda-sistema-electrico-20220128> [consulta 9 de decembro de 2022].

Pola súa parte, do sexto informe de avaliación do Grupo Intergubernamental de Expertos sobre o Cambio Climático (IPCC, pola súa sigla en inglés)<sup>152</sup>, que trata dos impactos, a adaptación e a vulnerabilidade que comporta o cambio climático, extraíense diversos datos de interese. Nel exprésase que o quentamento global observado alcanza 1,1 °C sobre a época preindustrial. Neste contexto, no sur de Europa, máis dun terzo da poboación sufrirá escaseza de auga con 2 °C de quentamento; o dobre, se se chega aos 3 °C, o que, segundo o informe, implicará un aumento das perdas económicas nos sectores dependentes da auga e a enerxía.

Por outra banda, en materia de dispoñibilidade de recursos hídricos, nas previsións actuais, de acordo co estudo de avaliación do impacto do cambio climático nos recursos hídricos e as secas en España realizado polo Centro de Estudos e Experimentación de Obras Públicas en 2017<sup>153</sup>, estímase maioritariamente descensos da precipitación, que serán maiores no suroeste da Península e nos arquipélagos. Para o conxunto de España prevese que, de forma xeral, a partir do ano 2040 teremos de media arredor dun 12 % menos de achegas hídricas, o que para o período 2070-2100 pode chegar até o 24 % de redución de recursos hídricos. Pola súa parte, o Plan nacional de adaptación ao cambio climático 2021-2030 (PNACC) advirte que «no peor dos escenarios prevese unha redución de caudais medios dos ríos para finais de século da orde do 24 % respecto á serie de tomada como referencia 1961-2000, que pode situarse entre o 30 e o 40 % nas zonas máis sensibles».

---

<sup>152</sup> IPCC, *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, PÖRTNER, H.-O., ROBERTS, D. C., TIGNOR, M., POLOCZANSKA, E. S., MINTENBECK, K., ALEGRÍA, A., CRAIG, M., LANGSDORF, S., LÖSCHKE, S., MÖLLER, V., OKEM, A. e RAMA, B. (eds.), Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido e Nova York, Estados Unidos, en liña, [https://report.ipcc.ch/ar6/wg2/IPCC\\_AR6\\_WGII\\_FullReport.pdf](https://report.ipcc.ch/ar6/wg2/IPCC_AR6_WGII_FullReport.pdf) [consulta 9 de decembro de 2022].

<sup>153</sup> CENTRO DE ESTUDOS E EXPERIMENTACIÓN DE OBRAS PÚBLICAS, «Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España», informe técnico para o Ministerio de Agricultura e Pesca, Alimentación e Medio Ambiente, 2017, en liña, [https://ceh.cedex.es/web\\_ceh\\_2018/documentos/CAMREC/2017\\_07\\_424150001\\_Evaluaci%C3%B3n\\_cambio\\_clim%C3%A1tico\\_recu.pdf](https://ceh.cedex.es/web_ceh_2018/documentos/CAMREC/2017_07_424150001_Evaluaci%C3%B3n_cambio_clim%C3%A1tico_recu.pdf) [consulta 9 de decembro de 2022].

A pesar disto, o Plan nacional integrado de enerxía e clima 2021-2030 (PNIEC) prevé que a potencia instalada de enerxía hidroeléctrica ordinaria de cara ao horizonte 2030 se manteña (e mesmo aumente un pouco), mentres que a de bombeo ou reversible dobre as súas cifras actuais. En cambio, ao rematar as concesións non todos os aproveitamentos hidroeléctricos se volverán explotar, xa que, precisamente polo cambio climático, existen instalacións que deixarán de ser rendibles ou en que os recursos hídricos sexan insuficientes para a explotación. A pesar disto, tales circunstancias non se consideran nin no PNIEC nin na planificación eléctrica recollida no artigo 4 da LSE.

Dentro desta planificación, o Plan de desenvolvemento da rede de transporte de enerxía eléctrica (que a diferenza do PNIEC si ten carácter vinculante) para o ciclo 2021-2026 prevé que a potencia instalada hidroeléctrica se manterá nese ciclo.

Canto ao bombeo, o PNIEC marca obxectivos moi ambiciosos, ao pretender dobrar a potencia instalada actual de cara a 2030, aumentándoa nuns 3500 MW. En cambio, a lenta tramitación e construción destas infraestruturas fai dubidar da consecución do obxectivo. Ao respecto, desde o punto de vista xurídico chama a atención que non exista un procedemento específico para a súa tramitación, senón que se segue a tramitación normal do resto de concesións de augas e autorizacións eléctricas.

Ademais, a menor dispoñibilidade de recursos hídricos polo cambio climático tamén ten impacto noutras enerxías. En concreto, débese indicar que as centrais térmicas e nucleares usan importantes cantidades de auga como elemento de refrixeración. Ao respecto, no PNIEC aparecen identificados como ameazas para a xeración de enerxía eléctrica a «menor eficiencia nas plantas termoeléctricas pola diminución dos caudais e o aumento da temperatura da auga de refrixeración», así como os «cortes de auga para a refrixeración de centrais térmicas».

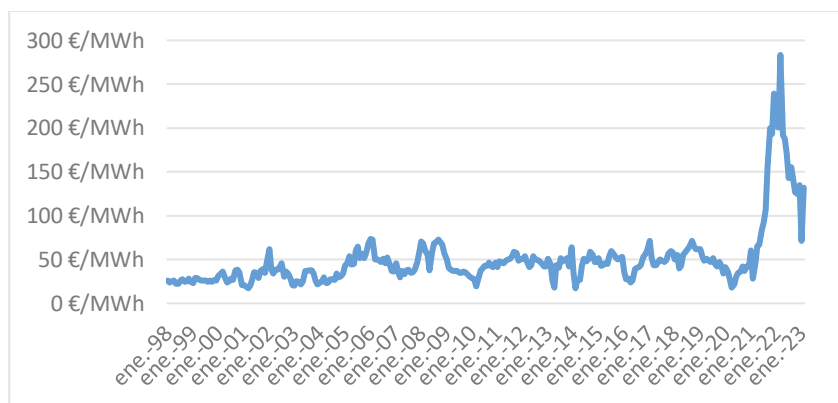
Esta situación viuse exemplificada de forma clara no verán de 2022 en Francia, onde, debido á vaga de calor, diversas centrais nucleares tiveron que deter a súa produción ante o risco de acadar os límites de temperatura a que están suxeitas as súas verteduras de augas para preservar a biodiversidade. No caso das de Bugey,

Blayais, Saint-Alban-Saint-Maurice, Golfech e Tricastin, obtiveron unha exención en materia de verteduras térmicas debido á crise enerxética<sup>154</sup>.

### 1.8.3. O contexto económico e social actual e as políticas europeas sobre enerxía

Na actualidade atopámonos nun contexto económico e social que resulta preocupante. Após a saída da pandemia da covid a situación económica no ámbito mundial foise deteriorando, froito especialmente dun importante aumento da inflación. No contexto europeo isto agravouse de forma dramática debido ás consecuencias da crise xeopolítica provocada polo conflito de Ucraína. Como consecuencia diso, os prezos do gas natural de que se nutre unha parte da xeración de enerxía eléctrica víronse incrementados de forma exponencial, e isto, debido ao sistema marxinalista con que funciona o mercado eléctrico, implicou que o prezo da electricidade no mercado primario, tanto europeo como español, tamén aumentase de forma moi notable, tal e como se aprecia na gráfica:

Figura 14. Media mensual do prezo da electricidade no mercado primario español (até febreiro 2023)



<sup>154</sup> Esta información pódese atopar na prensa do momento. Ao respecto, véxase: <https://energynews.pro/es/excepciones-medioambientales-para-5-plantas/> [consulta 9 de decembro de 2022].

*Fonte: elaboración propia a partir de datos do OMIE<sup>155</sup>*

No mesmo sentido, os futuros do mercado TTF –o principal mercado de gas natural de Europa, situado nos Países Baixos–, que afecta de xeito significativo aos prezos do gas natural europeo, fan prever que estes prezos elevados (que a pesar da importante baixada seguen a ser o dobre de altos que antes da crise) continuarán polo menos no medio prazo, ademais de que se pode ver agravados por circunstancias meteorolóxicas tales como temperaturas especialmente baixas no inverno. Así pois, aínda que os datos que reflicten os futuros deban ser tomados con cautela debido á enorme volatilidade de tal mercado, isto fainos supoñer que os prezos altos da electricidade continuarán en maior ou menor medida no curto e medio prazo mentres que se utilice o gas natural no *mix* de xeración, cando, tendo en conta a estrutura actual do sistema, resulta inviable eliminar totalmente o uso desta materia.

Para combater esta situación aprobáronse o Real decreto lei 17/2021, do 14 de setembro, de medidas urxentes para mitigar o impacto da escalada de prezos do gas natural nos mercados retallistas de gas e electricidade, e o Real decreto lei 10/2022, do 13 de maio, polo que se establece con carácter temporal un mecanismo de axuste de custos de produción para a redución do prezo da electricidade no mercado por xunto.

A través da primeira destas normas –e as súas posteriores reformas– limitouse a retribución que reciben as tecnoloxías non emisoras de gases de efecto invernadoiro polo elevado prezo do mercado primario de electricidade. En cambio, excluíronse do ámbito de aplicación da norma as instalacións de produción nos sistemas eléctricos dos territorios non peninsulares, as instalacións de produción que teñan recoñecido un marco retributivo dos regulados no artigo 14 da Lei 24/2013, do 26 de decembro, e as instalacións de produción de potencia neta igual ou inferior a 10 MW, con independencia da súa data de posta en servizo. É dicir, no ámbito hidroeléctrico exoneráronse as minicentraís.

---

<sup>155</sup> Estes datos pódense atopar en aberto na páxina do OMIE: <https://www.omie.es/> [consulta 30 de marzo de 2023].

Pola súa parte, o Real decreto lei 10/2022, do 13 de maio, introduciu a denominada «excepción ibérica», a través da cal se fixa un tope para o prezo do gas que se emprega na xeración de electricidade, que se aplica no mercado por xunto de electricidade. Deste xeito, a enerxía eléctrica producida a través do gas natural entra ao mercado eléctrico cun prezo máximo, independentemente de que o mercado do gas natural teña uns valores superiores. Para evitar que se xeren perdas para estas produtoras o modelo tamén prevé que se compense esa diferenza entre o prezo a que se adquire o gas e o que poden repercutir ao mercado eléctrico.

Desde o ámbito europeo, o 18 de maio de 2022 a Comisión presentou o seu plan REPowerEU, coa finalidade de conseguir un maior aforro enerxético e unha maior produción de enerxía limpa, así como de diversificar as subministracións de enerxía. As medidas a curto prazo que se propuxeron neste plan son as seguintes:

- Compras comúns de gas, gas natural licuado e hidróxeno a través da Plataforma de Enerxía da UE para todos os estados membros que desexen participar, así como para Ucraína, Moldavia, Xeorxia e os Balcáns Occidentais.
- Novas asociacións en materia de enerxía con provedores fiables, tamén no referido á cooperación futura en materia de enerxías renovables e gases hipocarbónicos.
- Execución rápida de proxectos de enerxía solar e eólica, en combinación coa adopción do hidróxeno renovable, para aforrar 50 000 millóns de m<sup>3</sup> de importacións de gas.
- Aumento da produción de biometano para aforrar 17 000 millóns de m<sup>3</sup> de importacións de gas.
- Aprobación dos primeiros proxectos de hidróxeno a escala da UE no pasado verán de 2022.
- Comunicación sobre o aforro de enerxía na UE con recomendacións sobre a maneira en que os cidadáns e as empresas poden aforrar arredor de 13 000 millóns de m<sup>3</sup> de importacións de gas.
- Almacenamento de gas até o 80 % da capacidade para o 1 de novembro de 2022.
- Plans de redución da demanda coordinados pola UE en caso de interrupción da subministración de gas.

A medio prazo e coa obriga de ultimarse antes de 2027, dispúxose o seguinte:

- Novos plans nacionais REPowerEU con cargo ao Fondo de Recuperación e Resiliencia, modificado para financiar os investimentos e reformas por un valor de 300 000 millóns de euros.
- Estímulo da descarbonización industrial con 3000 millóns de euros en concepto de proxectos anticipados con cargo ao Fondo de Innovación.
- Nova lexislación e recomendacións para unha autorización máis rápida das enerxías renovables, especialmente en zonas propicias con baixo risco ambiental.
- Investimentos nunha rede integrada e adaptada de infraestruturas de gas e electricidade.
- Maior ambición en materia de aforro enerxético mediante o incremento do obxectivo de eficiencia a escala da UE do 9 ao 13 % para 2030.
- Incremento do obxectivo europeo de enerxías renovables para 2030 do 40 ao 45 %. Deste xeito aumentaríase a capacidade total de xeración de enerxías renovables até os 1236 GW de aquí a 2030, fronte aos 1067 GW previstos no paquete de medidas «Obxectivo 55» para ese mesmo ano.
- Novas propostas da UE para garantir o acceso da industria ás materias primas fundamentais.
- Normativa para aumentar a eficiencia enerxética no sector do transporte.
- Acelerador de hidróxeno para conseguir de aquí a 2025 17,5 GW de electrolizadores e alimentar a industria da UE cunha produción autóctona de 10 millóns de toneladas de hidróxeno renovable.
- Marco normativo moderno sobre o hidróxeno.

Por outro lado, tamén no ámbito comunitario, aprobouse o Regulamento (UE) 2022/1369 do Consello, do 5 de agosto de 2022, sobre medidas coordinadas para a redución da demanda de gas, en que se fixou o obxectivo de reducir o consumo de gas natural nun 15 %. Ademais, tamén se propuxo unha redución obrigatoria do



consumo de electricidade do 5 % nas horas punta, máis unha redución recomendada global do 10 %. Isto complétase cun tope aos ingresos extraordinarios das tecnoloxías inframarxinais de baixo custo, como as renovables, e unha contribución temporal e solidaria das empresas produtoras de combustibles fósiles.

Finalmente, débese sinalar que antes da crise enerxética a aposta polas enerxías renovables era clara. Nesta aposta destacan a Directiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeo e do Consello, do 11 de decembro de 2018, relativa ao fomento do uso de enerxía procedente de fontes renovables, e a Directiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeo e do Consello, do 5 de xuño de 2019, sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade. A través destas directivas tamén se introduce no ordenamento xurídico europeo a figura das comunidades de enerxía, de que se falará no capítulo quinto desta tese.

#### **1.8.4. A transición enerxética xusta**

Por último, un concepto presente na maioría das normas sectoriais recentes é o de transición enerxética xusta. De feito o Marco estratéxico de enerxía e clima estrutúrase en tres piares: a Lei de cambio climático e transición enerxética, que será abordada en maior profundidade no capítulo quinto; o PNIEC, a que xa se realizaron diversas alusións; e, ademais, a Estratexia de transición xusta. En palabras do Instituto para a Transición Xusta, esta última «é unha estratexia de acompañamento solidario para asegurar que as persoas e os territorios aproveiten ao máximo as oportunidades desta transición ecolóxica sen que ninguén quede atrás»<sup>156</sup>. Con ela búscase maximizar as ganancias sociais da transformación ecolóxica e mitigar os seus impactos negativos.

Xa en relación cos aspectos de auga e enerxía, se nos diriximos a esta Estratexia de transición xusta observamos que a xestión da auga débese cambiar debido ao cambio climático. Derivado diso, prevese que existan oportunidades de emprego ligadas a eses cambios, tales como as medidas de adaptación ao

---

<sup>156</sup> Esta definición atópase na páxina web do Instituto para a Transición Xusta. Concretamente aquí: [https://www.transicionjusta.gob.es/La\\_Transicion\\_Justa/](https://www.transicionjusta.gob.es/La_Transicion_Justa/) [consulta 9 de decembro de 2022].

cambio climático, a mellora de eficiencia, novos sistemas de gobernanza e a dixitalización do sector.

Este principio de transición xusta, así como as previsións en materia de emprego, tamén son cuestións que deben ser valoradas na reversión das concesións hidroeléctricas. En especial, ao decidir se continuar ou non co aproveitamento, limitando as potestades discrecionais da Administración ao respecto.

Por outro lado, tamén estas cuestións deben ser valoradas na realización e tramitación das novas centrais de bombeo que prevé o PNIEC, e, do mesmo xeito, no caso de formularse a reconversión de centrais de encoros en centrais de bombeo. Iso implicaría a modificación do título con que se estean explotando nese momento (moi posiblemente unha concesión). A lexislación actual, aínda que prevé a posibilidade de modificación nas concesións, non está pensando nestes supostos, polo que a norma futura en que se tratasen debería acoller tamén o comentado principio de transición xusta.

Dentro da Estratexia de transición xusta inclúense os denominados «convenios de transición». Estes subscribíense entre o Miteco e as demais administracións públicas, incluídas as entidades locais de áreas xeográficas vulnerables á transición cara a unha economía baixa en carbono. Nestes convenios poden participar empresas, organizacións dos sectores empresariais, organizacións sindicais, universidades, centros educativos, asociacións, organizacións ambientais non gobernamentais e demais entidades interesadas ou afectadas. O obxectivo principal destes convenios é o mantemento e a creación de actividade e emprego na zona a través do acompañamento a sectores e colectivos en risco, a fixación de poboación nos territorios rurais e a promoción dunha diversificación e especialización coherente co contexto socioeconómico.

No ámbito relacionado coa produción eléctrica cobran importancia naqueles casos en que a descarbonización da economía que se pretende efectuar levou ao peche de centrais térmicas (coa súa correspondente concesión de augas, tamén necesaria para a explotación), cando tales centrais contaban cun importante impacto económico na zona. Exemplos disto atópanse en Galicia nos casos

das Pontes e Meirama, que contaban con senllas centrais térmicas e teñen en marcha a realización destes convenios.

A cuestión do peche de centrais térmicas, en relación coa transición xusta, tamén ten o seu reflexo normativo. Este atópase na disposición adicional vixésimo segunda da LSE e na disposición adicional décimo sexta do Real decreto lexislativo 1/2001, do 20 de xullo, polo que se aproba o texto refundido da Lei de augas (TRLA, en diante). Na primeira destas normas exprésase o seguinte:

*Disposición adicional vixésimo segunda. Outorgamento dos permisos de acceso e conexión para garantir unha transición xusta*

*Malia o disposto no artigo 33 desta lei, cando se proceda ao peche de instalacións de enerxía térmica de carbón ou termonuclear, e para promover un proceso de transición xusta, a ministra para a Transición Ecolóxica, logo de acordo da Comisión Delegada do Goberno para Asuntos Económicos, poderá regular procedementos e establecer requisitos para a concesión da totalidade ou de parte da capacidade de acceso de evacuación dos nós da rede afectados polos devanditos peches ás novas instalacións de xeración a partir de fontes de enerxía renovables que, ademais dos requisitos técnicos e económicos, ponderen os beneficios ambientais e sociais.*

Así, ao pechar unha central térmica ou nuclear quedaría a súa potencia de conexión dispoñible no nó de rede en que estivese conectada. En cambio, esa potencia de conexión continuaría estando a nome do propietario da central pechada. Por iso, esta norma prevé que o Miteco deba regular os procedementos pertinentes para liberar esa potencia, co obxecto de que a poidan solicitar os promotores de instalacións renovables (que ben poden ser o anterior dono da central térmica ou nuclear pechada ou un terceiro). Iso é relevante debido a que a potencia por nó é limitada, e dese xeito a potencia que estaba a nome do titular da central pechada (e xa non se está usando) poderían pasar a usala titulares de renovables.

Pola súa banda, a disposición adicional décimo sexta do TRLA expresa que:

*Disposición adicional décimo sexta. Concesións de auga para a transición xusta*

*Cando quede extinguida unha concesión ao abeiro do previsto no texto refundido da Lei de augas, aprobado polo Real decreto lexislativo 1/2001, do 20 de xullo, debido ao peche de instalacións de enerxía térmica de carbón ou termonuclear, poderá decidirse o outorgamento dunha nova concesión para o uso privativo das augas a novas iniciativas e proxectos na área xeográfica onde se atopaba a instalación. Para o outorgamento ponderaranse criterios económicos, sociais e ambientais. Para estes efectos, os usos da auga que se prevexan en tales iniciativas e proxectos prevalecerán sobre a orde de preferencia sinalada nos plans hidrolóxicos de bacía ou, no seu defecto, no artigo 60 do texto refundido da Lei de augas, coa excepción do uso para o abastecemento de poboación, que será sempre prioritario.*

Novamente, o título fala dunha transición xusta. Neste caso a referencia realízase ás augas utilizadas para a refrixeración das centrais térmicas ou nucleares que se pechen. Ese uso contaba cunha concesión e a normativa o que expresa é que, ao pecharse a central, as augas afectas a esa concesión pódense destinar a outros usos en relación con novos proxectos, sen ter en conta a orde de preferencia de usos do TRLA. En cambio, a norma non expresa quen debe tomar esa decisión. A interpretación que cabe é que ese órgano sexa o mesmo que decida o peche da central, pero tamén poderían xogar algún papel outros órganos como o Instituto para a Transición Xusta e mesmo os entes locais onde se localice a explotación.

Pola súa parte, en caso de que existan varios proxectos distintos enténdese que se ponderarán con base en criterios económicos, sociais e ambientais. Estes criterios convén que se definan, xa que a norma actual presenta un elevado grao de indeterminación.

## **CAPÍTULO II. A evolución normativa do dereito de augas**

### **2.1. Do dereito romano ao século XIX**

Como se recolle no preámbulo da Lei 29/1985, do 2 de agosto, de augas, a auga é un recurso natural escaso, indispensable para a vida e para o exercicio da inmensa maioría de actividades económicas, entre as que se atopa a produción hidroeléctrica que centra esta tese. Non é un ben substituíble nin ampliable pola mera vontade do home e é irregular na súa forma de presentarse no tempo e no espazo. Estes condicionantes todos dan idea da súa grande importancia. Por iso, ao longo da historia da humanidade prestóuselle unha especial atención á súa regulación.

O dereito de augas de cada país está moi condicionado polas características físicas do seu territorio. Deste xeito, os países en que abunda a auga potable teñen unha regulación menos exhaustiva, que é máis partidaria do recoñecemento do dominio privado contra a intervención no sector da Administración Pública. Mentres, en países onde a auga é un recurso máis escaso, existe un maior detalle na súa regulación, e é máis común que se configure como un recurso público en que a Administración ten unha gran potestade de actuación.

En España os problemas coa auga non proveñen tanto da cantidade global de que se goza senón de que hai grandes diferenzas dunhas rexións a outras e da irregularidade no tempo da abundancia de auga. De feito, se non se alterase artificialmente a rede hidrográfica española, a dispoñibilidade de auga de forma natural sería do 8 % dela. O dato resulta máis esclarecedor da situación nacional se se compara coa situación da maioría de países europeos, onde o aproveitamento en réxime natural alcanza o 40 % dos recursos hídricos<sup>157</sup>. Estas características condicionaron a evolución histórica do dereito de augas nacional.

---

<sup>157</sup> FANLO LORAS, A., *La gestión del agua en España: Experiencias pasadas, retos futuros*, Universidade da Rioxa, Servizo de Publicacións, 2001, pp. 13-14.

Para comezar con esta evolución débémonos retrotraer á Roma clásica. Alí as augas eran consideradas predominantemente públicas. No Dixesto explicábase que «algunhas cousas son comúns a todos polo dereito natural, outras son da comunidade, outras de ninguén e a maioría son dos particulares, que son adquiridas para cada un por varias causas. Así, son comúns a todos por dereito natural o aire, a auga corrente, o mar e con el as súas costas. [...] Mais case todos os ríos e os portos son públicos. O uso das ribeiras dos ríos é público por dereito de xentes, así como o do mesmo río» (libro I, título VIII, leis 2, 4 e 5). Así pois, do texto do Dixesto extráese que pode haber ríos privados, ao dicir que son públicos case todos. A este texto contraponse o das Institucións, onde se declaran públicos todos os ríos e as augas correntes como cousas comúns. Por tanto, calquera podía aproveitarse da auga mentres este aproveitamento non prexudicase a outros, afectase a unha servidume ou significase o exercicio de feito dunha delas que en realidade non existise. Pola súa banda, a distinción entre ríos públicos e privados non está nada clara, pois semella que a categoría de público ou privado recae sobre os cursos de auga, pero non sobre a auga mesma<sup>158</sup>.

Posteriormente, tras a caída do Imperio romano, a regulación de augas na península Ibérica de que somos coñecedores na actualidade é fragmentaria e pouco clara. A pesar diso, pódense atopar algunhas leis sobre augas terrestres no Libro dos Xuíces ou Foro Xulgo de Rescesvinto onde se impuñan multas e castigos polo roubo de auga para a rega<sup>159</sup>. Posteriormente, comezan a apreciarse diferencias entre a regulación existente nos reinos que pasarían a conformar o reino de Castela dos vinculados á coroa de Aragón.

No dereito do Reino de Castela atópanse como mostra do dereito de augas existente o Foro Vello de Castela, o Foro Real e as

---

<sup>158</sup> TERRAZAS PONCE, J. D., «La tutela jurídica del agua en el derecho romano», *Revista Chilena de Derecho*, vol. 39, n.º 2, 2012, p. 407.

<sup>159</sup> GUZMÁN ÁLVAREZ, J. R., «Recorrido histórico del derecho a usar el agua», *El agua domesticada: Los paisajes de los regadíos de montaña en Andalucía*, GUZMÁN ÁLVAREZ, J. R. e NAVARRO CERRILLO, R. M. (coords.), Axencia Andaluza da Auga, Consellería de Medio Ambiente da Xunta de Andalucía, Sevilla, 2010, p. 145.

Sete Partidas, que regulan esencialmente o uso da auga polos muíños<sup>160</sup>. Neste último texto consideráronse como públicos os ríos navegables continuos que corrían tanto en verán como en inverno; e, por exclusión, como non públicos os que constituísen o resto das augas, considerados bens colectivos ou comúns e, por tanto, susceptibles de patrimonialización. Así, os primeiros eran competencia do Rei, quen tiña a facultade de outorgar concesións que podían ser, por exemplo, de pesca ou de construción de obras tales como muíños. Máis adiante, coa constitución dos feudos parte das competencias reais foron cedidas a estes señoríos. Do mesmo xeito, tamén algunhas competencias foron cedidas a cidades e concellos como forma de favorecelos. Aquí apréciase xa un certo afastamento do dereito romano.

Pola súa banda, na Coroa de Aragón a regulación foi máis exhaustiva, especialmente no Reino de Valencia. Ademais, a intervención pública foi maior que en Castela. Neste caso, o común das augas perennes e os ríos –incluso os non navegables– eran considerados públicos, en lugar de propiedade dos ribeiráns. Sobre estas augas os reis reservábanse unhas regalías chamadas menores para a concesión do seu aproveitamento privativo, que ben as podían exercer eles ou cedelas a señores feudais ou a cidades, normalmente a cambio dun canon. Así pois, as augas alleas á esfera pública reducíanse tan só ás nadas en terreos privados que polo seu escaso caudal carecían de utilidade pública<sup>161</sup>.

Ao conxunto normativo citado hai que engadirlle multitude de foros municipais e ordenanzas nunca recompilados, así como normas de dereito consuetudinario, de grande importancia.

## **2.2. A situación existente antes das leis de augas de 1866 e 1879**

Esta normativa continuou sen moitas variacións até a caída do Antigo Réxime. Coa aparición da asemblea constituínte das

---

<sup>160</sup> PLANA CASTELLVÍ, J. A., «Apuntes a una visión histórica del agua», *Treballs de la Societat Catalana de Geografia*, n.º 31, 1991, pp. 89-90.

<sup>161</sup> PLAZA MARTÍN, C., «El dominio público hidráulico», *El derecho de los bienes públicos*, GONZÁLEZ GARCÍA, J. V. (dir.), Tirant Lo Blanch, Valencia, 2005, pp. 7-8.

Cortes de Cádiz introducíronse cambios de grande importancia a través da publicación dos Decretos do 6 de agosto de 1811 e do 19 de xullo de 1813, en virtude dos cales se abolían señoríos e privilexios tales como os de pesca, construción de muíños ou aproveitamentos de augas, que até o momento mantiñan os señores feudais, e o Real Patrimonio (neste último caso, só se realizou nos territorios vinculados historicamente á Coroa de Aragón)<sup>162</sup>. A pesar de que as Cortes de Cádiz se disolveron pouco tempo despois e se volveu ao Antigo Réxime, con posterioridade estas normas restablecéronse a través das leis do 2 de febreiro de 1837 e 4 de febreiro de 1837, e polo Real decreto do 19 de novembro de 1835.

Con estes cambios camiñouse cara a unha maior intervención pública no réxime de augas continentais. A pesar de todo, a Real orde do 5 de abril de 1834 indicaba que os novos aproveitamentos de auga debían respectar os xa existentes. Mentres, a Real orde do 20 de xullo de 1839 outorgáballes importantes competencias aos representantes do Goberno central en cada provincia, baixo o argumento de que en moitas ocasións os distintos alcaldes dos pobos non puñan moita enerxía en defender o interese xeral<sup>163</sup>.

Ademais, xa nas Cortes de Cádiz se empezou a mostrar a influencia da tradición xurídica de Aragón e Valencia. Un exemplo disto foi a defensa por varios deputados levantinos do Tribunal das Augas, que non era máis que unha institución tradicional destes territorios, e dou lugar a certa literatura ao respecto que inspirou as posteriores disposicións normativas da Administración. A isto uníuselle que os principais xuristas relativos ao dereito de augas nestes anos pertencían tamén a zonas desta tradición xurídica.

En consonancia coas normas citadas, a Real orde do 14 de marzo de 1846 impuxo a necesidade de autorización administrativa

---

<sup>162</sup> ABELLÁN CONTRERAS, F. J., «El aprovechamiento de las aguas en la Ley de 13 de junio de 1879. Trayectoria de un texto legislativo a la luz de la optimización y eficacia de los recursos hídricos», *Irrigation, Society and Landscape. Tribute to Tom F. Glick*, Universidade Politécnica de Valencia, Valencia, 2015, pp. 688-689.

<sup>163</sup> CALATAYUD GINER, S., «Antes de la política hidráulica. La gestión del agua bajo el Estado liberal en España (1833-1866)», *Historia Agraria*, n.º 68, 2016, pp. 16-18.



para todas as obras e aproveitamentos de augas, aínda que, ante esta norma o Real Patrimonio pretendeu que se lle recoñecese «o dereito de conceder augas dos ríos que corren pola Coroa de Aragón, mediante certo canon», de acordo a costume inmemorial. Porén, isto foi denegado mediante a Real orde do 23 de maio de 1848, que reafirmou de novo a competencia da Administración e a imposibilidade legal de gañar por prescripción dereitos que pertencían ao Estado ou foran suprimidos como privilexios señoriais<sup>164</sup>.

Con esta normativa tamén se tratou de definir o dominio público das augas correntes. Fíxose referencia aos ríos –navegables ou non– a través da Real orde do 14 de marzo de 1846, que foi complementada posteriormente coa Real orde do 21 de agosto de 1849. Esta última estableceu que as concesións e autorizacións pertinentes en materia de augas debían recaer sobre as augas correntes e públicas, sen que de ningún modo puidesen versar sobre aquelas que brotasen en terreos de dominio privado. Deste xeito, por exclusión, a excepción das que brotaban en dominios privados, as demais augas continentais englobaban o dominio público, aínda que sen facer referencia ás augas subterráneas.

A maiores, a Real orde do 5 de abril de 1859 insistiu en que os gobernadores de provincias adoptasen as medidas necesarias para que non se levasen a cabo obras destinadas ao aproveitamento con carácter privativo das augas do dominio público. Isto foi complementado polo Real decreto do 29 de abril de 1860, onde se dispuña a necesidade dunha autorización real para levar a cabo calquera empresa de interese público ou privado que tivese por obxecto o aproveitamento das augas continentais non privadas –que pasarían a considerarse públicas–, incluíndo neste caso as augas subterráneas. Ademais, nesta norma incluso se anticiparon algunhas das medidas que se incluírían na Lei de augas de 1866. Por

---

<sup>164</sup> JORDANA DE POZAS, L., «La evolución del derecho de aguas en España y en otros países», *Revista de Administración Pública*, vol. 37, 1962, pp. 18-19.

exemplo, a orde de preferencia dos aproveitamentos<sup>165</sup>, que se fixou do seguinte modo:

- En primeiro lugar, o abastecemento de poboacións.
- En segundo lugar, o abastecemento de ferrocarrís.
- En terceiro lugar, os regadíos.
- En cuarto lugar, canles de navegación.
- En quinto lugar, muíños e outras fábricas, barcas de paso e pontes flotantes.
- En sexto lugar, estanques para viveiros ou criadeiras de peixes.

Así pois, obsérvase que cara á metade do século XIX a actividade legislativa intensificouse, promulgándose diversas ordes e decretos. Con estes tratábase de recompilar e intervir os distintos usos existentes das augas e fixar as condicións xerais dos aproveitamentos. Tras isto, intentouse crear unha Lei xeral de augas e en 1852 o Goberno nomeou a unha comisión específica co obxectivo de redactar este proxecto, pero este non conseguiu ver a luz a pesar de que se chegaron a elaborar borradores sobre algúns puntos. Deste xeito, non foi até 1866 que se promulgou a primeira Lei de augas<sup>166</sup>.

### **2.3. As leis de augas do 3 de agosto de 1866 e do 13 de xuño de 1879**

A Lei de augas do 3 agosto de 1866 foi eloxiada en diversas ocasións pola súa calidade, e incluso chegou a ser definida como un dos maiores monumentos legais do dereito administrativo español<sup>167</sup>. A súa orixe atribúese frecuentemente á Lei de fornecemento de augas a poboacións, datada de 1857. Esta, para

---

<sup>165</sup> PÉREZ PÉREZ, E., «Disposiciones decimonónicas sobre aguas. Ley de 1879», *Hitos históricos de los regadíos españoles*, GIL OLCINA, A. e GIL MORALES, A. (coords.), Ministerio de Agricultura, Alimentación e Medio Ambiente, Secretaría Xeral Técnica, 1992, pp. 186-187.

<sup>166</sup> CALATAYUD GINER, S., «Antes de la política hidráulica. La gestión del agua bajo el Estado liberal en España (1833-1866)», *op. cit.*, pp. 19-21.

<sup>167</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E., «El dogma de la reversión de concesiones», *Dos estudios sobre la usucapión en Derecho administrativo*, 4.<sup>a</sup> edición ampliada, Thomson Civitas, Cizur Menor, 2007, p. 70.

afrontar a cuestión dos fornecementos de augas a poboacións, tratou de resolver tamén os problemas da ausencia dunha lei xeral de augas. Deste xeito, no proxecto de lei constaba un capítulo primeiro que versaba sobre a propiedade e dominio das augas e un segundo onde se abordaba o tema das concesións de aproveitamentos. Aquí, no artigo 11, dispúxose a mesma orde de preferencia recollida –e comentada anteriormente– polo Real decreto do 29 de abril de 1860.

Sobre este proxecto de lei ditaminaron o Consello de Administración da Canle de Isabel II, a Xunta Consultiva de Camiños, Canles e Portos e o Consello Real. No caso dos dous últimos, malia en liñas xerais concordar co recollido no proxecto, resaltaron o feito de que a regulación xeral de augas se debería recoller nunha lei específica, e non nesta. Por este motivo, o Real decreto do 27 de abril de 1859 creou unha Comisión para redactar un proxecto de lei de aproveitamentos de augas. Na exposición de motivos que o ministro de Fomento da época –Rafael de Bustos y Castilla– realizou á raíña Isabel II dispúñase o seguinte<sup>168</sup>:

*SEÑORA: Para obter o mellor aproveitamento posible das augas correntes que en todas partes, e con especialidade na nosa Península, é a primeira condición da prosperidade da agricultura, ao mesmo tempo que poderoso auxiliar dos progresos da industria e do comercio, nada importa tanto se se pode ser tan eficaz como a reforma completa e ben entendida das disposicións vixentes na materia; traballo delicado, tan indispensable como difícil, cuxa necesidade non admite espera, pero que non lograron realizar aínda dun modo satisfactorio outros países que, recoñecendo a súa urxencia, fixeron esforzos por darlle cima.*

*Á multitude de documentos legais que hoxe rexen, excesivos polo seu número, incompletos no seu contido, diseminados entre as demais partes da lexislación patria, contraditorios ás veces, con frecuencia confusos, faltos sempre da unidade como procedentes de diversas épocas e de sistemas de goberno e de civilizacións radicalmente distintas, convén substituír canto antes unha lei*

---

<sup>168</sup> GIL OLCINA, A., «Regalía de las aguas públicas y dominio público hidráulico», *Investigaciones Geográficas*, n.º 53, 2010, pp. 13-14.

*xeral que abrace no seu conxunto todos os pormenores e satisfacer todas as variadas necesidades a que debe atender a Administración para o fomento da riqueza pública con bo emprego das augas. Importantes traballos hai xa reunidos con este obxecto no Ministerio de Fomento, e ao estudo do asunto pode axudar tamén o proxecto de Código xeral de augas presentado ao Goberno por D. Cirilo Franquet, gobernador que o foi de varias provincias e director de Administración local. Despois de achegar a estes antecedentes o ditame de todas as corporacións e persoas que teñen no asunto natural competencia, procederase, se V.M. se digna a aprobar o adxunto proxecto de decreto, á formación dun proxecto de lei redactado con todas as garantías posibles de acerto, e coa brevidade de tempo que os intereses públicos imperiosamente reclaman.*

O citado Cirilo Franquet era un ex director xeral da Administración e gobernador civil das provincias de Valencia e Barcelona que na década de 1850 preparou un proxecto de Código xeral de augas. Ademais deste, outra figura relevante –quizais a que máis– na elaboración da Lei de augas de 1866 foi o profesor Antonio Rodríguez de Cepeda, decano da Universidade de Valencia e único relator da comisión encargada de redactar o proxecto de Lei de augas, a cal contou tamén con outros ilustres xuristas e enxeñeiros da época. O feito de que estas dúas figuras pertencen a lugares cunha tradición xurídica historicamente ligada á Coroa de Aragón é bastante significativo, xa que, como se salientaba en liñas anteriores, seguiu-se maioritariamente esta tradición xurídica.

O propio Rodríguez de Cepeda presentou un primeiro proxecto ante a Comisión o 20 de decembro de 1859. Os debates sobre o devandito proxecto centráronse especialmente en respectar os dereitos adquiridos e os usos vixentes. Pese a esta protección sobre os dereitos e propiedades individuais, a Lei tamén tratou de outorgarlle amplos poderes na materia á Administración. Por outra banda, esta lei de augas foi pensada e redactada para ser

complementada por un regulamento<sup>169</sup> que finalmente non chegou a ver nunca a luz. Por este motivo no texto desta lei só se incluíron os preceptos básicos e esenciais do sector, pero sen un gran nivel de detalle<sup>170</sup>.

O 20 de abril de 1863, a Comisión reuniuse por última vez para asinar a exposición de motivos e o proxecto de lei e entregalo ás Cortes. Este foi presentado e discutido no Senado durante tres sucesivas lexislaturas minuciosamente, mentres que o Congreso dos Deputados aprobou o ditame –no cal apenas se introduciran modificacións– sen discusión<sup>171</sup>. Deste xeito, o 3 de agosto de 1866 vería a luz a Lei sobre dominio, uso e aproveitamento das augas terrestres e marítimas. Como se desprende do título, esta lei de augas tamén englobou a regulación das augas marítimas, o cal non sucedeu coas sucesivas normativas de augas.

Pouco tempo despois da aprobación desta norma o panorama político español virou drasticamente. En 1868, logo da Revolución Gloriosa, a raíña Isabel II foi expulsada e iniciouse o período coñecido como Sexenio Democrático, culminado coa declaración da Primeira República.

Estes feitos afectaron de xeito directo ao dereito de augas do país, xa que o Decreto do 14 de novembro de 1868 derogou 17 artigos da Lei de augas. Esta norma, de claro corte liberal, pretendía quitarlle a potestade de intervención do Estado en favor dos particulares. Paralelamente, coa Lei de canais e pantanos do 20 de febreiro de 1870 pareceu volverse de novo a unha pluralidade de textos legais<sup>172</sup>.

Tamén foi relevante o Decreto de decembro de 1868, que estableceu as bases xerais para a nova lexislación de minas. Nesta lexislación, ao sinalar as substancias minerais facíase expresa

---

<sup>169</sup> GARRÁN ROMÁN, M. «Apuntes sobre la ley de aguas, promulgada en 3 de agosto de 1866, y acerca de la redacción de los reglamentos para su cumplimiento», *Revista de Obras Públicas*, vol. 16, 1879, pp. 19-20.

<sup>170</sup> MARTÍN-RETORTILLO BAQUER, S., «La elaboración de la Ley de Aguas de 1866», *Revista de administración pública*, n.º 32, 1960, pp. 17-37.

<sup>171</sup> JORDANA DE POZAS, L., «La evolución del derecho de aguas en España y en otros países», *op. cit.*, p. 22.

<sup>172</sup> JORDANA DE POZAS, L., «La evolución del derecho de aguas en España y en otros países», *op. cit.*, p. 23

alusión ás augas subterráneas, o que supuña que estas eran de dominio público e quedaba modificada a regulación contida na Lei de augas. Isto foi confirmado pola Orde do 30 de marzo de 1872. Pese a iso, coa restauración borbónica deuse marcha atrás e a Real orde de 1876 defendeu que o Decreto de 1868 non podía afectar á propiedade adquirida ao abeiro de normativas anteriores, chegando á conclusión de que este decreto e a Orde do 1872 se referían soamente ás augas subterráneas en terreos do Estado.

Ademais destes vaivéns legislativos, a aplicación da Lei de augas era complicada sen un regulamento que a desenvolvese. Para a redacción desa normativa, en 1866 creouse unha Comisión. Pese a isto, debido aos cambios no panorama político vividos neses anos, o encargo non chegou a ser realizado e modificouse, pasando a ter como cometido a elaboración dunha nova Lei de augas xa no marco da Lei xeral de obras públicas do 13 de abril de 1877. Isto deu lugar á Lei de augas do 13 de xullo de 1879<sup>173</sup>. A maioría dos preceptos desta segunda Lei de augas están tomados literalmente da Lei de augas de 1866, aínda que cunha notable diferenza, que reside no feito de que a regulación de augas mariñas non se atopa englobada dentro deste segundo código<sup>174</sup>.

En liñas xerais, as leis de 1866 e 1879 englobaron nun só corpo legal multitude de normas de todo tipo e alcance sobre augas, baixo a inspiración, con todo, no dereito das zonas de máis aridez de España (Aragón, Valencia e Murcia). A consecuencia disto foi un predominio do punto de vista administrativo sobre o civil. Do mesmo xeito, como sucede nos países onde a auga escasea, concedéuselle grande importancia ao uso público sobre o privado e as augas privadas quedaron reducidas aos lagos e lagoas que nacesen ou caesen en dominio privado, mentres non traspasen os seus lindeiros, e ás augas subterráneas.

Estas leis outorgan á Administración amplas competencias. Así, entre outras, atopábase a facultade de decretar e impor as servidumes legais, autorizar todos os aproveitamentos destinados a

---

<sup>173</sup> PÉREZ PÉREZ, E., «Disposiciones decimonónicas sobre aguas. Ley de 1879», *op. cit.*, pp. 193-194.

<sup>174</sup> GARCÉS SANAGUSTÍN, Á. «La participación en la gestión de los recursos hídricos», *Revista Aragonesa de Administración Pública*, n.º 13, 2013, p. 492.

empresas de interese público ou privado, outorgar a autorización para os aproveitamentos de regas que precisasen presas ou outras obras permanentes, autorizar os aproveitamentos para muíños ou outros artefactos, exercer todas as facultades sobre policía das augas etc. Do mesmo xeito, a organización administrativa creada pola Lei de 1879 era centralizada, aínda que relativamente desconcentrada, e a competencia atribuíase a un só departamento ministerial, que foi o Ministerio de Fomento, do cal dependían todas as obras públicas e os servizos relacionados coa agricultura, a industria e o comercio.

A pesar do anterior, tamén se deixou un amplo campo para a actuación dos propios cidadáns. Por iso, adoptouse un sistema de auxilios, exencións e outros medios, intentando excluír a construción directa pola Administración de obras destinadas á explotación das augas. Ademais, tamén se tratou de respectar os dereitos adquiridos dos particulares e de evitar causar danos ou, en caso de causalos, indemnizar pola súa causa<sup>175</sup>.

No tocante ao sistema de concesións para aproveitamentos especiais, estaba pensado especialmente para os fornecementos a poboacións e para regas, xa que constituían a maior parte dos aproveitamentos. Así, no caso dos primeiros, dispúñase no artigo 170 o seguinte:

*As concesións de que fala o artigo anterior<sup>176</sup> serán temporais, e a súa duración non poderá exceder de 99 anos; transcorridos os cales quedarán todas as obras, así como a tubaxe, en favor do común de veciños, pero coa obriga por parte do concello de respectar os contratos entre a empresa e os particulares para a subministración da auga a domicilio.*

Idéntico prazo se concedeu para as concesións de augas públicas para canles de navegación, pasando ao Estado as obras e material de explotación unha vez culminase o prazo (artigo 206 da Lei de augas de 1879). Mentres, no relativo ás concesións para regas facíase unha distinción entre as feitas aos propietarios das terras e ás empresas, dispóndose así no artigo 188 o seguinte:

---

<sup>175</sup> JORDANA DE POZAS, L., «La evolución del derecho de aguas en España y en otros países», *op. cit.*, p. 25-26.

<sup>176</sup> Este versaba sobre abastecemento a poboacións.

*As concesións de augas feitas individual ou colectivamente aos propietarios das terras para a rega destas serán a perpetuidade. As que se fixeran a Sociedades ou empresas para regar terras alleas mediante o cobramento dun canon serán por un prazo que non exceda de 99 anos, transcorrido o cal as terras quedarán libres do pagamento do canon, e pasará á comunidade de regantes o dominio colectivo das presas, canles de rega e demais obras exclusivamente precisas para as regas.*

Finalmente, no relativo aos aproveitamentos das augas públicas para establecementos industriais, o artigo 220 dispuña:

*As concesións de aproveitamentos das augas públicas para establecementos industriais outorgarase a perpetuidade e a condición de que se en calquera tempo as augas adquirisen propiedades nocivas á salubridade ou vexetación por causa da industria para a que foron concedidas, declararase a caducidade da concesión, sen dereito a ningunha indemnización.*

Este artigo é o aplicable ás concesións hidroeléctricas, aínda que convén aclararmos que a Lei de augas de 1879 está moi lonxe de pensar neste tipo explotacións, xa que nesas datas apenas si se introducira a electricidade en xeral en España.

## **2.4. As normas posteriores á Lei de augas de 1879 e anteriores á Lei de augas de 1985**

### **2.4.1. A lexislación previa á Guerra Civil e os intentos de reforma da Lei de augas**

A Lei de augas de 1879 foi un texto legal pensado para ser desenvolvido mediante un regulamento. En cambio, este último non chegou a ver nunca a luz. Por tal motivo, con posterioridade pronunciáronse moitas normas que afondaban en puntos concretos da Lei.

De feito, cando a Lei de augas do 2 de agosto de 1985 derogou a de 1879, recolleuse toda esta lexislación –a que seguía vixente– para analizar as normas que debían ser derogadas coa nova normativa. Isto fixose a través do Real decreto 2473/1985, do 27 de decembro, polo que se aproba a táboa de vixencia a que se refire o apartado 3 da disposición derogatoria da Lei 29/1985, do 2



de agosto, de augas. Nesta norma apréciase unha ampla listaxe de preceptos que foron construíndo o dereito de augas nacional. Incluso o Código civil, aprobado en 1889, dedicou os artigos 407 e ss. ao dereito de augas. Esta norma distinguiu entre as augas de dominio público e privado. No que respecta ás concesións, dispuxo no artigo 410 que se entenden sen prexuízo de terceiros, mentres que no artigo 411 recolleu que as concesións de augas se extinguen por caducidade ou polo non uso durante 20 anos.

Pola súa parte, desde 1879, a Lei de augas tratou de ser reformada en diversas ocasións, varias delas antes da Guerra Civil. Un primeiro intento recolleuse no proxecto presentado polo Goberno de Práxedes Mateo Sagasta ás Cortes o 21 de febreiro de 1902. Con este proxecto non se trataba de modificar substancialmente a Lei de augas e as variacións que pretendía introducir estaban relacionadas coa tramitación de expedientes para a construción de obras e coas competencias das distintas autoridades administrativas. En cambio, o proxecto foi finalmente desbotado.

Máis adiante, o 22 de outubro de 1910, o Goberno de José Canalejas presentou novamente un proxecto de lei coa intención de modificar a Lei de augas de 1879. Esta proposta incluía cambios maiores, concedendo unha especial relevancia ao relacionado coas concesións de augas para a produción de forza motriz. Un bo resumo do que pretendía este texto atópase na exposición de motivos formulada ás Cortes:

*Os principios fundamentais de ambas<sup>177</sup>, coidadosamente estudados, non reclaman modificacións na súa esencia; pero aínda que a amplitude dos seus preceptos permitiu aplicalos a moitas das necesidades modernas, non pode negarse que os admirables progresos feitos nas ciencias hidráulicas e nas industrias dos aproveitamentos da auga, esixen novas disposicións para garantir os intereses do Estado, facilitar o desenvolvemento das iniciativas particulares e procurar que a realización de empresas de interese público innegable non*

---

<sup>177</sup> Estase a referir ás de 1866 e 1879.

*atopen dificultades, ás veces insuperables, no interese lexítimo, pero egoísta, das conveniencias individuais.*

Esta proposta tampouco foi finalmente aprobada e, anos despois, apareceu outra tentativa de reforma da Lei de augas. Esta foi a coñecida como Anteprojecto La Cierva, xa que ese era o apelido do Ministro de Fomento que a propuxo. Este anteprojecto foi sometido a información pública mediante a Orde do 21 de xullo de 1921. Dentro do seu contido destaca a inclusión de referencias ao Real decreto do 14 de xuño de 1921, que suspendeu a perpetuidade das concesións de augas para produción de forza motriz e regulou o outorgamento de concesións a estranxeiros. Malia que a proposta de reforma non incluía variacións de gran calado, as principais radicaban no relativo ao dominio das augas. Neste campo intentouse conseguir a consideración de públicas para todas as augas vivas procedentes de mananciais ou correntes naturais sen ningunha excepción que puidese haber debido á natureza xurídica dos terreos onde brotasen. Pese a isto, a modificación respectaba os aproveitamentos existentes con anterioridade á Lei de augas de 1879. No entanto, para isto último, eses dereitos adquiridos debían aparecer inscritos no Rexistro de Aproveitamentos. Ademais, tamén trataba de derrogar o artigo 149 da Lei de augas, quedando así a concesión como a única forma de obter os aproveitamentos.

En cambio, onde máis incidía o Anteprojecto era nos aproveitamentos industriais. Ao respecto, declaraba a temporalidade das súas concesións e a revisión das existentes para instruír procedementos de caducidade se procedía debido ás prácticas levadas a cabo de concesións en carteira. Aquí xa se facía referencia expresa aos aproveitamentos hidroeléctricos, que eran clasificados segundo a súa potencia. Finalmente, o Anteprojecto tamén trataba o relativo ás fianzas e execución de obras hidráulicas.

Por todo isto, o Anteprojecto La Cierva, en comparación cos dous intentos de reforma da Lei de augas anteriores, presentaba singular importancia. Nel facíase referencia aos puntos máis

importantes que, con posterioridade á Lei de augas de 1879, foran obxecto de distintas regulacións administrativas<sup>178</sup>.

As normas que se citan no Anteproxecto La Cierva trataban de desenvolver a Lei de augas, xa que a ausencia dun regulamento que a complementase deixaba determinados aspectos do dereito de augas regulados de forma moi xenérica. Dentro destas normas de complemento atópase, en primeiro lugar, o Real decreto do 14 de xuño de 1883 que ditou unha instrución para a tramitación de expedientes de concesións e conservou a súa vixencia até a derogación da Lei de augas de 1879. Pola súa banda, a Real orde do 25 de xuño de 1883 introduciu un modelo de ordenanzas de comunidades de regantes e os requisitos para a súa aprobación.

O Real decreto do 12 de abril de 1901 tamén se analizaba no anteproxecto La Cierva. Nel creouse o Rexistro de Aproveitamentos Hidráulicos, rexistro este de carácter administrativo<sup>179</sup>. Pola súa parte, o Real decreto do 5 de setembro de 1918, ou Decreto Cambó, aprobou a tramitación de concesións hidráulicas con base no principio de concorrencia<sup>180</sup> e recoñecía como empresa estratéxica a produción de enerxía eléctrica<sup>181</sup>.

En cambio, as concesións hidráulicas para usos industriais –tales como a produción de electricidade–, segundo o artigo 220 da Lei de augas, continuaban a ser a perpetuidade. Este asunto debateuse no segundo Congreso de Economía Nacional, que tivo lugar en Madrid en 1917 e ao ano seguinte en Sevilla no Congreso Nacional de Regas. Finalmente, o Real decreto do 14 de xuño de 1921 resolveu esta cuestión eliminando definitivamente as concesións a perpetuidade. Pese a iso, o Real decreto respectaba os dereitos adquiridos con anterioridade e só establecía a temporalidade para futuras concesións. Para elas, indicaba que as

---

<sup>178</sup> MARTÍN-RETORTILLO BAQUER, S., «Sobre la reforma de la Ley de Aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 44, 1964, pp. 30-35.

<sup>179</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Caducidad de concesiones hidráulicas», *Revista de Administración Pública*, n.º 16, 1955, p. 262.

<sup>180</sup> ROSADO PACHECO, S., «La concesión administrativa de aguas (su nueva regulación)», *Anuario de la Facultad de Derecho*, n.º 4, 1986, pp. 196.

<sup>181</sup> ORTEGA SANTOS, A., «De aguas, tierras y políticas hidráulicas en la España contemporánea», *Vínculos de Historia*, n.º 1, 2012, p. 82.

concesións serían por un prazo de 65 anos e que unha vez transcorridos debíase producir a reversión en favor do Estado de todas as obras, así como do construído en terras de dominio público, calquera que fose o seu destino. Destas reversións quedaron fóra os saltos de auga, as fábricas e os establecementos industriais. Estes si que se seguiron a considerar aproveitamentos perpetuos do concesionario.

O prazo de 65 anos foi posteriormente ampliado a través do Real decreto do 10 de novembro de 1922. Nesta norma dispúñase que este tipo de concesións tería un prazo máximo de 75 anos. Á súa vez, este prazo podería ser ampliado até 99 anos se o concesionario efectuase tamén actuacións de interese xeral como a construción dun encoro regulador ou a mellora dalgunha obra comprendida no plan de obras hidráulicas do Estado.

Con posterioridade, a través do Decreto do 5 de marzo de 1926 creáronse as confederacións hidrográficas. Estes organismos, que eran herdeiras do pensamento rexeneracionista de Joaquín Costa<sup>182</sup>, basearon o seu labor na execución de obras, pero parte da doutrina achácalle unha escasa visión de futuro en canto á xestión do recurso se refire. Isto estaba, en certo modo, tamén en consonancia coa carencia de réxime sancionador na Lei de augas de 1879, que significaba un impedimento ao réxime de policía de augas<sup>183</sup>.

Dentro das confederacións hidrográficas salientaba unha dirección técnica a cargo dun enxeñeiro director, os cales se subrogaron nas facultades dos xefes de Augas. A través desta lei, os enxeñeiros directores dispuñan da competencia de outorgar concesións hidráulicas. De tales potestades tamén dispuñan a Dirección Xeral de Obras Hidráulicas, en virtude da Orde do 30 de novembro de 1932, e o ministro de

---

<sup>182</sup> Un importante xurista da segunda metade do século XIX e principios do século XX, ademais de deputado do Congreso español. É considerado un dos principais expoñentes do rexeneracionismo.

<sup>183</sup> MENÉNDEZ REXACH, Á., «La génesis de la Ley de Aguas de 1985: problemas y objetivos», *Treinta años de la ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra 2016, p. 16.

Obras Públicas, en virtude do artigo 5 do Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927<sup>184</sup>.

Este real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927 ditou novas normas en relación coas concesións hidráulicas. Neste regulouse o procedemento das concesións, que se basearían nos principios de publicidade (artigo 17) e concorrencia (artigo 11), e as condicións para obter o dereito a expropiación forzosa ou concesión de servidumes<sup>185</sup>. Isto tamén quedou patente na xurisprudencia do Tribunal Supremo. Así, por exemplo, a Sentenza do 17 de febreiro de 1930, recolle que «por precepto claro e explícito do artigo 17 do Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927, nos expedientes sobre concesión de augas públicas procederáse á información pública», considerándose este trámite como «esencialísimo». En canto ao principio de concorrencia, foi o propio Tribunal Supremo o encargado de desenvolver este concepto. Na Sentenza do 7 de febreiro de 1957 dispuxo que «o artigo 11 do Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927 [...] só admite en concorrencia, en prazo de 30 días naturais, proxectos non simplemente que tiveran o mesmo obxecto que a petición, senón que fosen [...] incompatibles con el».

Pola súa parte, o Real decreto lei do 27 de marzo de 1931 modifica os artigos 10 e 11 do Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927, dándolle a este último a redacción a que se fai referencia na Sentenza do Tribunal Supremo do 7 de febreiro de 1957 antes comentada<sup>186</sup>. Finalmente, xa no ámbito da segunda República, destaca o Plan nacional de obras hidráulicas de 1933, onde se recoñece que a produción de enerxía hidroeléctrica era o «segundo e importantísimo aspecto do plan», aínda que «o primordial interese agrícola deixa este aspecto, aínda sendo tan importante, nun segundo plano». Deste xeito, en todo o Plan tan só existe un breve

---

<sup>184</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Caducidad de concesiones hidráulicas», *op. cit.*, pp. 264-267.

<sup>185</sup> ALMÉCJA, C. e SANZ, J., «Impacto medioambiental y aspectos legales», *Energía hidroeléctrica*, SANZ OSORIO, J. F. (coord.), Prensas Universitarias de Zaragoza, Zaragoza, 2008. p. 353.

<sup>186</sup> ÁLVAREZ RICO, M., «La jurisprudencia del Tribunal Supremo sobre el procedimiento de concesión de aguas públicas superficiales», *Revista de Administración Pública*, n.º 58, 1969, pp. 223 e 226.

apartado de tres páxinas en que se explica a importancia da enerxía hidroeléctrica, pero non se propón ningunha actuación significativa nese ámbito.

#### **2.4.2. A lexislación entre 1939 e 1985**

Tras a Guerra Civil a situación era crítica, aparecendo os graves problemas eléctricos que se detallaban no capítulo primeiro. No relativo ao dereito de augas, o franquismo, ao pouco que o país se recuperou, continuou coa política de obras hidráulicas anterior. Ademais, durante a primeira etapa do réxime, caracterizada economicamente polo sistema de autarquía, seguiuse tamén unha política económica de apoio á agricultura, usando, entre outras medidas, a construción de encoros –tamén construídos moitos deles con fins hidroeléctricos– ou pantanos e a regulación favorable para estes aspectos das augas dos ríos<sup>187</sup>. Mentres, no relativo á normativa sobre concesións hidráulicas, o lexislador si que tiña xa claramente presente a hidroelectricidade.

Neste aspecto débese citar o Decreto do 10 de xaneiro de 1947 polo que se derroga o Decreto do 20 de decembro de 1944, sobre aproveitamentos da auga dos ríos. O Decreto derogado ditaba normas sobre o mellor aproveitamento hidroeléctrico dos ríos, pero introducía dúbidas canto ao tratamento que daba ás concesións, por iso este outro veu substituílo. Neste segundo decreto, recollíase, en primeiro lugar, que os concesionarios de aproveitamentos hidroeléctricos a perpetuidade activos naquel momento verían respectados os seus dereitos, aínda que obtivesen aumentos de caudal debido á regulación de correntes superficiais. Estes, poderían unificar a súa explotación con outras concesións temporais e, unha vez venceran estas e revertesen na Administración, continuar utilizando ambas as concesións, pero pagando un canón pola xa vencida (artigo 3). En cambio, se se obtivesen novas concesións por aumento da altura do salto, independentemente de se a concesión anterior era temporal ou perpetua, o novo aumento da potencia recibiría en todo caso unha

---

<sup>187</sup> MOREU BALLONGA, J. L., «Una reflexión sobre la política y legislación hidráulicas y sobre los travases», *Revista de Administración Pública*, n.º 182, 2010, pp. 49-50.

concesión temporal (artigo 4). Ademais, tamén autorizaba aos concesionarios a realizar obras nas instalacións dos encoros para aproveitar ao máximo os caudais (artigo 2).

Posteriormente, a Orde do 26 de abril de 1952 ditou normas tratando de axilizar a tramitación de expedientes de concesións e cumprir os prazos que sinalaba o Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927.

Pouco tempo despois, promulgouse a Orde do 3 de decembro de 1954. Esta trataba especialmente sobre a caducidade das concesións, podéndose dividir en tres partes. Unha primeira parte reafirmase no estipulado na citada Orde do 26 de abril de 1952 acerca do cumprimento dos prazos recollidos no Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927. Así, o que aquí se regulou foi o procedemento administrativo a seguir para declarar a caducidade dunha concesión que non cumpriu cos prazos desas normas.

En segundo lugar, esta orde trataba a posibilidade de outorgar unha prórroga do prazo estipulado para levar a cabo as obras comprometidas nas concesións. Para esta debíase acreditar que o incumprimento se debiera a causas independentes da vontade do concesionario. A concesión desta prórroga era unha potestade discrecional da Administración e debía ser solicitada polo menos 60 días antes de que rematase o prazo. En cambio, esta solicitude non suspendía o prazo, polo que se previu tamén a posibilidade de que o concesionario instase un procedemento de rehabilitación da concesión, que se podía tramitar á vez que o de prórroga, para o caso de que esta non fose concedida.

Sobre esta rehabilitación xa se pronunciara o Decreto do 26 de outubro de 1945. Nesta norma recollíase que a rehabilitación implicaba un incumprimento por parte do concesionario, polo que debía ser penalizado. Así, no seu artigo 5 dispúñase que «na rehabilitación das concesións que estean incursas en caducidade por incumprimento das condicións que foron impostas, será preceptiva a imposición con que foron outorgadas dunha fianza complementaria ao concesionario do 5 % do orzamento da totalidade das obras».

En terceiro e último lugar, a Orde do 3 de decembro de 1954 tamén facultaba o ministro de Obras Públicas para fixar un prazo

último e definitivo para ditar resolución nos expedientes de concesións hidráulicas nos cales pasaran xa dous anos na súa tramitación sen existir unha proposta ou acordo<sup>188</sup>.

Esta norma e a anterior Orde do 26 de abril de 1952 nacían da preocupación imperante naquel entón acerca da práctica das concesións en carteira que levaban a cabo diversas empresas. Isto é, simplemente interesaba obter a concesión, pero non tanto explotala –e realizar as obras necesarias para iso–, xa que formaba parte dunha estratexia empresarial consistente en privar á competencia da posibilidade de obter esa concesión, outorgando tamén a opción de explotala nun futuro cando a empresa considerase que lle resultaría máis rendible; sobre isto último cómpre recordar que a evolución da demanda eléctrica tende a ser a crecente. Moitas destas concesións en carteira incorrían en caducidade e de aí en que se insistise mediante esta normativa na necesidade de facer efectiva esa caducidade.

Sobre isto, no momento existiu certo debate doutrinal, xa que a práctica das concesións en carteira achegaba unha maior estabilidade ao crecemento do sector e a posibilidade de que as empresas concesionarias, ao ter menos incerteza na súa planificación futura, acometesen investimentos maiores de xeito gradual. Ademais, os defensores deste sistema tamén buscaban unha xustificación e antecedente legal no Real decreto lei do 23 de agosto de 1926, que outorgaba e regulaba as concesións de saltos no río Douro e recollía unha fórmula similar á das concesións en carteira.

Pola contra, este comportamento tamén favorecía actuacións especulativas e introducía moitas trabas á concorrència no sector, axudando á proliferación de comportamentos monopolísticos<sup>189</sup>.

En cambio, pese a esta normativa, durante a primeira etapa franquista, caracterizada polos problemas da posguerra e a

---

<sup>188</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Caducidad de concesiones hidráulicas», *op. cit.*, pp. 269-270.

<sup>189</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA MARTÍNEZ, E., «El problema de la caducidad de las concesiones de aguas públicas y la práctica de las concesiones en cartera», *Revista de Administración Pública*, n.º 17, 1955, pp. 276-284.



autarquía, as políticas hidráulicas estaban máis enfocadas ao regadío. Deste xeito, tratábase de combater a deficitaria situación do campo español, introducíndose incluso até políticas de colonización. Durante esa época tamén se concentraron esforzos en reverter diversas políticas da reforma agraria levada a cabo pola segunda República<sup>190</sup>. Na década dos cincuenta, ademais, existiu un certo auxe da construción e explotación das obras hidráulicas<sup>191</sup>.

Nesa década un asunto que comezaba a preocupar tamén era o relativo á calidade das augas e á emisión de verteduras contaminantes. Facéndose eco diso, o 14 de novembro de 1958 foi aprobado o Regulamento de policía de augas e os seus álveos, que trataba de suplir os impedimentos existentes ao exercicio de policía de augas. De feito, na súa exposición de motivos expuña que «A Lei xeral de augas, de trece de xuño de mil oitocentos setenta e nove, encomendou á Administración a policía das augas públicas e os seus álveos naturais, ribeiras e zonas de servidume, misión que, pola afluencia de beneficiarios nos últimos tempos, desenvólvese en forma precaria falta dunha preceptiva que, desenvolvendo as normas daquel texto legal, regulara os medios adecuados, tipificando as infraccións e impondo as necesarias sancións, a fin de evitar todos os abusos e os prexuízos que para os intereses públicos ou os lexítimos intereses privados poidan derivarse daqueles». Así pois, esta norma pretendía remediar as carencias legislativas existentes no dereito de augas en materia de policía e protección do recurso.

Aproveitando este regulamento, emitiuse un ditame o 7 de xuño de 1958 para valorar o proxecto. Nel chegouse á conclusión de que a lexislación en materia de augas debía ser sistematizada nun texto refundido que incluíse a Lei de augas de 1879 e as normas posteriores. Así, o Ministerio de Obras Públicas, en 1962, elaborou

---

<sup>190</sup> Sobre isto pódese afondar en: BARCIELA LÓPEZ, C., «La contrarreforma agraria y la política de colonización del primer franquismo, 1936-1959», *Reformas y políticas agrarias en la historia de España (de la Ilustración al primer franquismo)*, GARCÍA SANZ, Á. e SANZ FERNÁNDEZ, J. (coords.), Ministerio de Agricultura, Pesca e Alimentación, Madrid, 1996, pp. 351-398.

<sup>191</sup> MARTÍN-RETORTILLO BAQUER, S., «Problemas de organización en materia de aguas públicas», *Revista de Administración Pública*, n.º 33, 1960, pp. 51-63.

unha proposta de reforma parcial da Lei de augas, que contou co visto bo do Consello de Estado. A pesar diso, aínda tardaría anos en levarse a cabo.

Entre medias, no ámbito europeo, o Consello de Europa aprobaba en 1968<sup>192</sup> a Carta europea da auga, en que se apreciaba a preocupación pola calidade e a xestión do recurso. Pola súa parte, en 1972, a Conferencia das Nacións Unidas sobre o Medio Humano promulgaba a Declaración de Estocolmo, a cal recollía 26 principios que contribuíron de xeito relevante á toma de conciencia colectiva no tocante ao medio ambiente e á necesidade de protexer a calidade das augas.

Máis adiante, en 1975, o Ministerio de Obras Públicas nunha obra titulada *Esquema del derecho de aguas español*, publicada con motivo da Conferencia Internacional sobre os Sistemas de Dereito de Augas do Mundo, que tivo lugar en Valencia ese mesmo ano, recoñecía que a Lei de augas de 1879 quedaba xa anticuada para dar resposta xurídica ás novas situacións que ían aparecendo.

A isto hai que unirille que na década dos setenta se levou a cabo o transvase entre o río Texo e o Segura. Esta era a primeira grande operación deste estilo e con ela xa se empezou a apreciar que este tipo de accións ían crear polémicas e enfrontamentos entre as distintas rexións e a Administración central<sup>193</sup>.

Así, con todos estes temas encima da mesa, era imperante a realización dunha reforma de importante calado na lexislación de augas. Fíxose esperar até que o vixente réxime democrático se asentou en España, vendo finalmente a luz a través da Lei de augas de 1985.

### **2.4.3. O aumento das presas hidráulicas**

No ámbito económico o réxime franquista é coñecido popularmente por impulsar a construción de presas hidráulicas. En

---

<sup>192</sup> Sobre a data cómpre salientarmos que por aquel entón España aínda non era membro da Comunidade Europea. De feito, non se adheriría até o 1 de xaneiro de 1986.

<sup>193</sup> MENÉNDEZ REXACH, Á., «La génesis de la Ley de Aguas de 1985: problemas y objetivos», *op. cit.*, pp. 16-19.

cambio, nun principio, durante a posguerra, este labor recaeu en empresas privadas, sobre todo no ámbito relativo á hidroelectricidade. Pese a isto, entre 1939 e 1949 construíronse 19 encoros que se unían aos 61 rematados entre 1900 e 1939 (aínda que, segundo Unesa, antes da guerra existían 259 centrais eléctricas, cifra que se explica debido a que moitas destas centrais eran de auga fluente, que non precisan de encoro). Non obstante, pese a que neste período se construíse só unha terceira parte dos xa existentes, a súa capacidade enerxética almacenable era similar. Así, as presas construídas na primeira parte do século gozaban dunha capacidade enerxética de 1059,5 millóns de kWh. Mentres, nas efectuadas logo da Guerra Civil podíanse almacenar até 922,9 kWh<sup>194</sup>.

A partir da década dos cincuenta comezaron a realizarse obras hidráulicas incluso de maior tamaño e tamén comezaron a operar compañías eléctricas estatais como Endesa ou Enher. A comezos desta década inauguráronse cinco centrais de máis de 50 MW: En 1952 as de Benos (59 MW), Castro (84MW) e Cofrentes (124 MW) e en 1953 as de Salime (156 MW) e Os Peares (159 MW).

Ademais, tras a aprobación das tarifas tope unificadas, incrementouse o investimento no sector, construíndose varias centrais de gran tamaño, dando o paso definitivo da hulla branca á hulla verde. Deste xeito, na segunda metade da década dos cincuenta inauguráronse as centrais de San Estevo (266 MW), Saucelle (251 MW), Canelles (108 MW), Barazar (84 MW), Silvón (63 MW) e Bárcena (61 MW). Na década dos sesenta seguiu a facer importantes construcións. Na súa primeira metade inauguráronse grandes centrais hidroeléctricas como a de Aldeadávila (810 MW), Mequinenza (324 MW) Puente Bibey (285MW), Belesar (225 MW), Valdecañas (225 MW) e Cornatel (122 MW), e tamén algunhas un pouco máis pequenas pero que aínda así son importantes como as do Eume, Sau e Puerto Peña, con

---

<sup>194</sup> PONCE HERRERO, G. e JUÁREZ SÁNCHEZ-RUBIO, C., «Del “agro-franquismo” al “electro-franquismo”: las grandes infraestructuras hidráulicas al servicio de los modelos socioeconómicos en la España de la dictadura (1939-1975)», *III Simposio Internacional de historia de la electrificación*, Ciudad de México, 2015, pp. 9-10.

55 MW de potencia ou as de San Agustín e Miranda, de 65 MW cada una. Na segunda metade da década dos sesenta esta tendencia continuou e en 1966 inauguráronse as centrais de Aguayo (339 MW), As Ondinas (81 MW), Velle (80 MW) e Llavors (53MW). En 1967 viron a luz os proxectos de Ribarroja (263 MW), Torrejón (129 MW), Susqueda (86 MW), Portodemouros (89 MW) e os de Arbón, A Barca e Santiago-Jares, con potencias comprendidas entre os 51 e 56 MW e en 1968 o de Iznajar (77 MW). Finalmente, os dous últimos anos desta década foron especialmente intensos. Así, en 1969 inaugúrase a central de José María Oriol-Alcantara (934 MW), Castrelo (112 MW), Ip (84 MW), Eriste (80 MW), Mediano (66 MW) e Biescas 2 (62 MW) e en 1970 foi a quenda de Almendra-Villarino (810 MW), Azután (180 MW) e Frieira (130 MW).

Nos últimos anos do franquismo seguíronse a inaugurar novas centrais. En 1971 foi a ocasión de Tavascan (120 MW), en 1972 de Albarellos (59 MW) e en 1973 do segundo grupo de Bolarque (208 MW) e de Guillena (210 MW). Mentres, en 1975, ano do falecemento do xeneral Franco e fin do réxime, inauguráronse as centrais de Conso (270 MW) e Cotreras II (75 MW).

Despois do franquismo construíronse xa poucas centrais hidroeléctricas, debido a que a práctica totalidade dos recursos estaban xa explotados. A pesar diso, hai unhas poucas grandes centrais que si son destas datas. Dentro destas cómpre citarmos as centrais de Cedillo (440 MW), Texo da Encantada (360 MW) e os segundos grupos de Villalcampo e Castro, cada un con 110 MW de potencia instalada, que foron inaugurados entre 1976 e 1978.

Máis tarde, viron a luz as últimas grandes centrais hidroeléctricas. Estas son a de Estany Gento-Sallente (451 MW) e Moralets (221 MW), inauguradas en 1985; e xa coa nova Lei de augas vixente foi a quenda do segundo grupo de Aldeadávila (421 MW), datado de 1986 e Cortes II (284 MW) e La Muela de Cortes (635 MW), de 1988 e 1989 respectivamente<sup>195</sup>.

---

<sup>195</sup> ESPEJO MARÍN, C. e GARCÍA MARÍN, R., «Agua y energía: producción hidroeléctrica en España», *op. cit.*, pp. 114-116.

## **2.5. A Lei de augas do 2 de agosto de 1985 e a súa evolución posterior**

### **2.5.1. A promulgación da nova Lei de augas**

Desde a entrada en vigor da Lei de augas de 1879 e a súa derogación pasaron máis de cen anos. Durante ese período sucederon moi diversos acontecementos que afectaron dun xeito máis ou menos directo ao réxime xurídico das augas continentais. Así, empezando polo máis evidente, co fin do réxime franquista produciuse a promulgación da Constitución de 1978. Esta Constitución caracterízase, respecto ao ámbito aquí tratado, por outorgarlle un papel máis importante ao medio ambiente. No seu artigo 45 establece o dereito a gozar dun medio ambiente adecuado e o deber de conservalo. Ademais, tamén indica que os poderes públicos velarán polo uso racional de todos os recursos naturais e, en caso de vulnerar este tipo de normas, pódense fixar sancións administrativas e incluso penais nos supostos máis graves. Por outra parte, tamén se lle outorgou gran relevancia ás propiedades públicas no artigo 132, que consagra a pertenza ao dominio público marítimo-terrestre de determinados bens e prevé o cambio a demaniais doutros, ao tempo que marca como características xerais do dominio público a imprescritibilidade, a inalienabilidade e a inembargabilidade, facendo remisión a futuras disposicións legais, como a Lei de augas de 1985.

A Constitución cambia tamén a estrutura territorial do Estado, que pasa a estar descentralizada mediante a previsión da creación das comunidades autónomas. Por tal razón, no artigo 149 prevese xa un primeiro deslinde de competencias entre a Administración estatal e a das comunidades autónomas. Deste xeito, o Estado xestionaría as augas que discorresen polo territorio de máis dunha comunidade autónoma, mentres que as comunidades autónomas xestionarían as augas que só discorresen polo seu territorio. Pola súa parte, no relativo ás obras hidráulicas, a

Administración estatal atribuíuse a competencia sobre as consideradas de interese xeral<sup>196</sup>.

Por outra banda, o sector hidroeléctrico viviu un intenso desenvolvemento tecnolóxico desde a anterior Lei de augas. De feito, cando se promulgou esta no século XIX a electricidade aínda estaba dando os primeiros pasos polo que en ningún momento esta norma estaba pensando nos aproveitamentos hidroeléctricos.

Isto provocou que xurdisen as normas analizadas que regulaban o sector hidroeléctrico, pero, xunto con outras cuestións, tamén implicaba a necesidade de realizar un novo texto normativa no ámbito do dereito de augas. Así pois, tras os intentos levados a cabo nas décadas dos sesenta e os setenta, o 2 de agosto de 1985 promulgouse unha nova Lei de augas, que entrou en vigor o 1 de xaneiro de 1986. A súa necesidade aparece claramente explicada no preámbulo desta nova norma, onde se indica:

*[...] a vixente Lei de augas, do 13 de xuño de 1879, modelo no seu xénero e no seu tempo, non pode dar resposta aos requirimentos que suscitan a nova organización territorial do Estado, nacida da Constitución de 1978, as profundas transformacións experimentadas pola sociedade, os adiantos tecnolóxicos, a presión da demanda e a crecente conciencia ecolóxica e de mellora da calidade de vida. Boa proba disto é a ampla lexislación que foi promulgada até esta data, con variado rango normativo, nun intento, ás veces infrutuoso, de acomodarse ás cambiantes circunstancias socioeconómicas, culturais, políticas, xeográficas e, incluso, de supervivencia, como nos casos puntuais de sobreexplotación ou grave contaminación de acuíferos.*

*Faise, pois, imprescindible unha nova lexislación na materia, que aproveite ao máximo os indubidables acertos da lexislación*

---

<sup>196</sup> EMBID IRUJO, A., «El Derecho de Aguas del siglo XXI», *Actas de Derecho de Aguas*, n.º 2, 2012, pp. 83-84. Sobre o tema da distribución de competencias en materia de augas continentais tamén se pode consultar: EMBID IRUJO, A., «Las competencias constitucionales y estatutarias sobre las aguas continentales. Planteamiento normativo y realidad jurídica», *Revista Española de Derecho Constitucional*, n.º 37, 1993, pp. 37-79; e MARTÍN-RETORTILLO BAQUER, S., «Competencias constitucionales y autonómicas en materia de aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 128, 1992, pp. 23-84.

*precedente e recolla tradicionais institucións para a regulación dos dereitos dos regantes, das cales é exemplo o Tribunal das Augas da Vega Valenciana, pero que teña moi en conta as transformacións sinaladas, e de maneira especial, a nova configuración autonómica do Estado, para que o exercicio das competencias das distintas administracións se produza no obrigado marco de colaboración, de forma que se logre unha utilización racional e unha protección adecuada do recurso.*

Esta nova Lei de augas fixaba como bases de partida as seguintes<sup>197</sup>:

- As augas continentais do territorio español constitúen un ben público e o seu aproveitamento debe estar subordinado ao interese xeral.
- A bacía hidrográfica é considerada como a unidade básica de xestión de carácter indivisible.
- A ordenación do dominio público hidráulico débese levar a cabo obedecendo o Plan hidrolóxico nacional e os plans hidrolóxicos de bacías.
- Un consello nacional da auga revisará e informará sobre ambas as clases de plans.
- Sacar augas subterráneas á superficie estará suxeito á correspondente autorización estatal, tendo o propietario do terreo en que se atopen prioridade sobre calquera outro usuario.
- A Administración debe responsabilizarse da conservación do bo estado e da calidade das augas<sup>198</sup>.

Deste xeito, os principios xerais que rexen esta nova Lei (artigo 13) son os seguintes:

- Unidade de xestión, tratamento integral, economía da auga, desconcentración, descentralización, coordinación, eficacia e participación dos usuarios.

---

<sup>197</sup> FERNÁNDEZ CLEMENTE, E., «Un siglo de obras hidráulicas en España. De la utopía de Joaquín Costa a la intervención del Estado», *Cuadernos Económicos Escuela y Despensa*, n.º 11, 2000, p. 37.

<sup>198</sup> BENET, J., «Política hidráulica», *Agricultura y Sociedad*, n.º 32, 1984, pp. 278.

- Respecto da unidade da bacía hidrográfica, dos sistemas hidráulicos e do ciclo hidrolóxico.
- Compatibilidade da xestión pública da auga coa ordenación do territorio, coa conservación e protección do medio ambiente e coa restauración da natureza.

Coa premisa de respectar os principios e puntos de partida citados, a nova Lei de augas introduciu importantes reformas. En primeiro lugar, cómpre salientarmos que as augas subterráneas quedaron definitivamente integradas no dominio público. Por outra banda, a nova norma tamén se fixo eco da crecente preocupación existente na época –tanto no ámbito estatal como europeo– polo medio ambiente e, en especial, pola calidade das augas. Por tal motivo estableceuse no artigo 6 unha zona de policía e protección de 100 m, que o Goberno podía ampliar, das marxes dos leitos públicos. Ademais, dedicouse o título V á protección do dominio público hidráulico<sup>199</sup>, cos seguintes obxectivos (artigo 84):

- a) Conseguir e manter un adecuado nivel de calidade das augas.*
- b) Impedir a acumulación de compostos tóxicos ou perigosos no subsolo, capaces de contaminar as augas subterráneas.*
- c) Evitar calquera outra actuación que poida ser causa da súa degradación.*

En canto á organización administrativa, segundo os principios citados, a Lei indica que a Administración estatal exerce as funcións de:

- Planificación hidrolóxica e realización dos plans estatais de infraestruturas hidráulicas.
- Adopción das medidas precisas para o cumprimento dos acordos e convenios internacionais en materia de augas.
- Outorgamento e tutela de concesións e autorizacións referentes ao dominio público hidráulico nas bacías

---

<sup>199</sup> PALOMAR OLMEDA, A., «La protección del medio ambiente en materia de aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 110, 1986, pp. 118-119.



hidrográficas que excedan o ámbito territorial dunha soa comunidade autónoma.

Mentres, sempre que o seu estatuto de autonomía o considerase, a Lei de augas outorgáballe á Administración pública das comunidades autónomas a competencia sobre o dominio público hidráulico en bacías hidrográficas comprendidas integramente dentro do seu territorio, como é o caso da de Galicia-Costa. Ademais, a súa actuación debía ser respectuosa cos principios xerais da Lei de augas, recollidos no artigo 13.

Por outra banda, outro aspecto novidoso que se inclúe aquí é o da planificación hidrolóxica, tanto de cada bacía en concreto como nacional. A devandita planificación contaba cuns obxectivos xerais consistentes na mellora da satisfacción das demandas de auga e en equilibrar e harmonizar o desenvolvemento rexional e sectorial, incrementando a dispoñibilidade do recurso, protexendo a súa calidade, economizando o seu emprego e racionalizando os seus usos en harmonía co medio ambiente e os demais recursos naturais (artigo 38.1). Así, estes plans tiñan que ter en conta as demandas existentes, a reutilización das augas nos sectores agrarios e industriais e a calidade real das augas. Outra función destes plans era a valoración dos aproveitamentos enerxéticos potenciais e a realización de estudos de prevención de secas e inundacións.<sup>200</sup>

En canto á regulación dos usos da auga, a Lei inspírase noutras normas anteriores como o Regulamento de bens das corporacións locais, do 27 de maio de 1955. A raíz disto dispúxose unha escala de usos.

Así, en primeiro lugar, estaban os usos comúns. Estes régulanse no artigo 48, onde se dispón que calquera persoa pode usar as augas superficiais, mentres discorren polos seus leitos naturais, para beber, bañarse e outros usos domésticos e dar de beber ao gando sen necesidade de autorización administrativa. Ademais, a Lei de augas tamén previu que estes usos comúns se levasen a cabo de forma que non producisen unha alteración da calidade e caudal das augas.

---

<sup>200</sup> PLANA, J. A., «Apuntes a una visión histórica del agua», *op. cit.*, p. 93.

En segundo lugar, atópanse os usos comúns especiais. Estes regúlanse en diversos artigos ao longo da Lei, como o 49 ou o 92, e son aqueles que, aínda que non exclúen o seu uso por parte de terceiros, debido á súa intensidade ou ao perigosos que resultan requiren unha autorización administrativa previa. Como exemplo disto pódese citar a navegación.

Finalmente, están os usos privativos, que son os que exclúen a utilización do ben por terceiros. Respecto deles, a Lei de augas de 1985 introduce novidades en comparación ao réxime existente anteriormente e prevé tres formas de adquirir o uso privativo, que son as seguintes:

- Por disposición legal. Este é o método previsto no artigo 52 para recoñecer os dereitos dos propietarios do chan sobre augas tales como as pluviais ou subterráneas, que segundo a normativa anterior eran consideradas privadas, mentres que agora pasaban a ser de dominio público.
- Por autorización administrativa especial. Esta forma prevese para a utilización privativa do dominio público hidráulico por parte dos órganos da Administración pública estatal ou das comunidades autónomas. O dito réxime aparecía regulado no artigo 57.5 da Lei de augas e no artigo 93.4 do Regulamento do dominio público hidráulico (RDPH, en diante), que desenvolve os títulos preliminares I, IV, V, VI e VII da Lei 29/1985, do 2 de agosto, de augas, aprobado a través do Real decreto 849/1986, do 11 de abril.
- Por concesión administrativa. Este é o título xurídico máis importante para acceder aos usos privativos. Como novidade aquí respecto á Lei de augas de 1879 non se fixa concretamente a regulación de cada uso, senón que se encadra dentro de cada plan hidrolóxico, converténdose nunha auténtica folla de condicións<sup>201</sup>. En cambio, na regulación contida no RDPH si que se ofrecen máis detalles. No artigo 93 desta norma indícase que o outorgamento da concesión é discrecional por parte da Administración, pero

---

<sup>201</sup> ROSADO PACHECO, S., «La concesión administrativa de aguas (su nueva regulación)», *op. cit.*, pp. 169-171.

as resolucións deben ser motivadas e adoptadas en función do interese público. Ademais, o procedemento ordinario de outorgamento de concesións debía axustarse aos principios de publicidade e tramitación en competencia, preferíndose, en igualdade de condicións, os usos que ofrezan un uso máis racional da auga e unha mellor protección da súa contorna. Este principio de competencia, tal e como prevían tanto o Regulamento como a Lei, podería suprimirse cando se tratase do abastecemento de auga a poboacións.

Do mesmo xeito, en canto á orde de preferencia dos usos hidráulicos, a diferenza da Lei de augas de 1879, non se estableceu de forma ríxida, senón que, en primeiro lugar, débese sinalar no plan hidrolóxico da bacía correspondente, aínda que respectando sempre a supremacía do abastecemento de poboacións. Así, só no caso de que neste documento non estea prevista ningunha orde, os artigos 58.3 da Lei de augas e o 98.3 do Regulamento fixan a seguinte:

*1.º Abastecemento de poboacións, incluíndo na súa dotación a necesaria para industrias de pouco consumo de auga situadas nos núcleos de poboación e conectadas á rede municipal.*

*2.º Regadíos e usos agrarios.*

*3.º Usos industriais para produción de enerxía eléctrica.*

*4.º Outros usos industriais non incluídos nos apartados anteriores.*

*5.º Acuicultura.*

*6.º Usos recreativos.*

*7.º Navegación e transporte acuático.*

*8.º Outros aproveitamentos.*

Mentres, como órgano responsable do outorgamento destas concesións e autorizacións hidráulicas designouse o organismo da bacía, salvo cando se tratasen de obras e actuacións de interese xeral do Estado, correspondendo nese caso ao Ministerio de Obras Públicas e Urbanismo.

No tocante ao prazo de duración, no artigo 57.4 dispónse que «toda concesión outorgárase segundo as previsións dos plans hidrolóxicos, con carácter temporal e prazo non superior a 75 anos». A esta limitación temporal estrita do prazo das concesións hai que unirlle que o artigo 50 da Lei de augas de 1985 prohibiu a posibilidade de adquirir mediante prescrición o dereito ao uso privativo do dominio público hidráulico. Isto afectou a usuarios que empregaban augas con carácter privativo –aínda que sen adquirir a propiedade– ao abeiro da normativa anterior, que en moitas ocasións o seu único título era o seu uso desde tempo inmemorial. Coa intención de resolver estes problemas a nova Lei de augas tratou de respectar en certa medida estes dereitos adquiridos, e, incluso, os procedentes pola prescrición de 20 anos recollida no artigo 409 do Código civil, outorgándolles a posibilidade de legalizar os seus aproveitamentos mediante unha acta de notoriedade<sup>202</sup>. Isto recolleuse na disposición adicional primeira da nova Lei de augas onde se dispuxo:

*1. Os que, conforme á normativa que se derroga, fosen titulares de aproveitamentos de augas públicas en virtude de concesión administrativa ou prescrición acreditada, así como de autorizacións de ocupación ou utilización do dominio público estatal, seguirán gozando dos seus dereitos, de acordo co contido dos seus títulos administrativos e o que a propia Lei establece, durante un prazo máximo de 75 anos a partir da súa entrada en vigor, de non fixarse no seu título outro menor.*

*2. Poderán legalizarse, mediante inscrición no Rexistro de Augas, aqueles aproveitamentos de augas definidas como públicas segundo a normativa anterior, se os seus titulares acreditaran por acta de notoriedade, de conformidade cos requisitos da lexislación notarial e hipotecaria e no prazo de tres anos, contados a partir da entrada en vigor desta lei, o dereito ao uso do recurso nos mesmos termos en que se viñera gozando o aproveitamento durante 20 anos. [...] O dereito á utilización do recurso prolongarase por un prazo de 75 anos, contados desde a*

---

<sup>202</sup> CANTERO MARTÍNEZ, J., «El régimen transitorio de la Ley de Aguas y los aprovechamientos preexistentes en la jurisprudencia del Tribunal Supremo», *Revista de administración pública*, n.º 159, 2002, p. 222.

*entrada en vigor desta Lei, sen prexuízo de que a Administración axuste o caudal do aproveitamento ás necesidades reais.*

*3. Os actuais titulares de aproveitamentos de augas, por calquera outro concepto distinto dos anteriores, conservarán o dereito ao uso do recurso de acordo co que se sinala nas disposicións seguintes.*

En cambio, este réxime transitorio resultou problemático e desembocou en diversos conflitos xurídicos, chegando varios deles ao Tribunal Supremo, especialmente no relativo ao tema da prescrición.

### **2.5.2. A ratificación da Lei de augas polo Tribunal Constitucional**

A Lei de augas de 1985 foi aprobada baixo o goberno do Partido Socialista presidido por Felipe González. Esta norma nese momento suscitou un gran debate político que culminou nun recurso de inconstitucionalidade promovido pola Xunta de Galicia, polo Partido Popular (en concreto, por 59 senadores), polo Consello de Goberno das Illas Baleares, polo Goberno vasco e polo Consello de Goberno da Deputación Rexional de Cantabria. Ademais, o Goberno vasco tamén introduciu no debate xurídico conflitos de competencia en relación co Real decreto 849/1986, do 11 abril, polo que se aproba o RDPH en desenvolvemento da Lei de augas; a Orde do 23 decembro de 1986, do Ministerio de Obras Públicas e Urbanismo, pola que se ditan normas complementarias sobre autorizacións de verteduras de augas residuais e o Real decreto 650/1987, do 8 maio, polo que se definen os ámbitos territoriais dos organismos de bacía e dos plans hidrolóxicos. Estes recursos resolvéronse mediante a Sentenza do Tribunal Constitucional 227/1988, do 29 de novembro (recursos de inconstitucionalidade n.º 824/1985, 944/1985, 977/1985, 987/1985 e 988/1985).

Na súa maioría, tiñan orixe na introdución do criterio de unidade de xestión segundo bacías hidrográficas. Isto supuña unha limitación das competencias das comunidades autónomas, debido a que non é frecuente que coincidan as bacías hidrográficas cos seus límites, e nos casos das bacías que discorren por varias

comunidades autónomas a competencia é estatal<sup>203</sup>. Fronte a isto argüíase o emprego dun criterio de xestión segundo cada curso fluvial concreto razoando que este era máis respectuoso co artigo 149.1.22.º da Constitución. En cambio, o Tribunal Constitucional desbotou esta hipótese con base nos seguintes razoamentos:

*Non pode entenderse que o criterio de delimitación territorial utilizado polo lexislador sexa contrario ao disposto no artigo 149.1.22.º da Constitución e preceptos concordantes dos estatutos de autonomía. A expresión «augas que descorran por máis dunha comunidade autónoma» é un concepto constitucional cuxo significado debe desentrañarse atendendo a criterios lóxicos, técnicos e de experiencia. Desde o punto de vista da lóxica da xestión administrativa, non parece o máis razoable dividir o réxime xurídico e a administración das augas de cada curso fluvial e os seus afluentes en atención aos confíns xeográficos de cada comunidade autónoma, pois é evidente que os usos e aproveitamentos que se realicen no territorio dunha delas condicionan as posibilidades de uso dos caudais dos mesmos leitos, principais e accesorios, cando atravesan o doutras comunidades ou abastecen aos cursos fluviais intercomunitarios. Este condicionamento, polo demais, non só se produce augas arriba en prexuízo dos territorios polos que unha corrente desemboca no mar, senón tamén augas abaixo, en posible prexuízo dos territorios onde nace ou por onde transcorre, xa que a concesión de caudais implica en todo caso o respecto aos dereitos preexistentes, de maneira que os aproveitamentos concedidos no tramo inferior ou final dun curso poden impedir ou menoscabar as facultades de uso das augas en tramos superiores. Polo contrario, o criterio da bacía hidrográfica como unidade de xestión permite unha administración equilibrada dos recursos hidráulicos que a integran, en atención ao conxunto de intereses afectados que, cando a bacía se estende ao territorio de máis dunha comunidade autónoma, son manifestamente supracomunitarios. Desde un punto de vista técnico, é claro tamén que as augas dunha mesma bacía forman un conxunto integrado que debe ser xestionado de*

---

<sup>203</sup> GONZÁLEZ PÉREZ, J., TOLEDO JAUDENES, J. e ARRIETA ÁLVAREZ, C., *Comentarios a la Ley de Aguas*, Civitas, Madrid, 1987, p. 88.

*forma homoxénea [...]. Así o pon de manifesto a experiencia internacional sobre a materia. Non é ocioso recordar a este respecto os principios que se inclúen na Carta Europea da Auga, aprobada en 1967 por ten fronteiras» (punto 12) e, en concreto, que «a administración dos recursos hidráulicos debería encadrarse máis ben no marco das bacías naturais que no das fronteiras administrativas e políticas» (punto 11). A experiencia da xestión destes recursos no noso país, articulada arredor da unidade de cada bacía, desde que se adoptou unha concepción global da política hidráulica, conduce á mesma conclusión.*

Adicionalmente, no fundamento décimo oitavo, o Tribunal Constitucional indica que as comunidades autónomas con maior ámbito competencial gozan dunha competencia xeral legislativa e executiva sobre aproveitamentos de augas superficiais ou subterráneas de bacías hidrográficas intercomunitarias, cos límites contidos no artigo 149 da Constitución, aínda que non sobre os recursos<sup>204</sup>, sobre os que o Tribunal non chega a pronunciarse expresamente debido a que os recorrentes non o solicitaron. Mentres, as comunidades autónomas de competencias menos amplas non gozaban nese momento de competencias sobre augas subterráneas<sup>205</sup>. Así pois, no relativo a Galicia –comunidade das de maior ámbito competencial– o que o Tribunal Constitucional indicou foi a atribución da competencia xeral das súas augas públicas intracomunitarias, con excepción das competencias estatais sobre a lexislación básica de contratos e concesións administrativas, e sobre o réxime enerxético.

Por outra banda, no fundamento xurídico décimo cuarto, a sentenza tamén afirma que lle corresponde só á Administración estatal a demanialización das augas continentais, aínda cando estas se sitúen exclusivamente no territorio dunha soa comunidade autónoma. En caso contrario, indica o Tribunal, «a igualdade substancial de todos os españois no exercicio do dereito

---

<sup>204</sup> Neste mesmo fundamento o Tribunal Constitucional divide o dominio público hidráulico en dous: por un lado, o referente á protección do demanio; e, polo outro, a regulación do seu aproveitamento, que é o que pode ser competencia das comunidades autónomas.

<sup>205</sup> MOREU BALLONGA, J. L., «Una reflexión sobre la política y legislación hidráulicas y sobre los travases», *op. cit.*, pp. 56-57.

constitucional de propiedade quedaría quebrantada se a zona marítimo-terrestre, as praias, as augas continentais ou outros tipos de bens naturais semellantes puideran ser ou non obxecto de apropiación privada nas distintas zonas do territorio do Estado».

Á súa vez, ao existiren bacías hidrográficas completas dentro dos límites dalgunha comunidade autónoma, a Lei de augas prevía a creación de administracións hidráulicas propias desas comunidades. Isto aparecía regulado no artigo 16 da Lei de augas, en que tamén se dispuña, no apartado 1.c), que «un delegado do Goberno nesa Administración asegurará a comunicación cos organismos da Administración do Estado». Isto último foi considerado inconstitucional polo Tribunal Constitucional – fundamento xurídico vixésimo primeiro– debido a que vulneraba a competencia de autoorganización propia das comunidades autónomas. Ademais, continúa o Tribunal, tamén contraviría a figura do delgado de Goberno prevista no artigo 154 da Constitución.

Finalmente, tal e como indica o profesor EMBID analizando esta sentenza<sup>206</sup>, non debe esquecerse que existen outros títulos de intervención sobre as augas continentais de grande importancia, que poden dar lugar a intervencións administrativas tanto no ámbito estatal como autonómico. Exemplos destes serían o medio ambiente, as obras públicas, o réxime enerxético ou a pesca fluvial. De feito, algún destes títulos serviu para que o Tribunal Constitucional anulase nesta sentenza –fundamento xurídico vixésimo quinto– algún precepto da Lei de augas, tal e como o artigo 88.1.

Do exposto pódese extraer que a Sentenza 227/1988 do Tribunal Constitucional, pese a que anula algúns preceptos concretos da Lei de augas, en xeral avala a maior parte deste cambio normativo.

Esta sentenza foi complementada con posterioridade pola Sentenza 161/1996, do 17 de outubro, do Tribunal Constitucional

---

<sup>206</sup> EMBID IRUJO, A., «Las competencias constitucionales y estatutarias sobre las aguas continentales. Planteamiento normativo y realidad jurídica», *op. cit.*, pp. 37-79.



(recurso de inconstitucionalidade n.º 1367/1987). Nesta resolución o Tribunal Constitucional reafirmase no indicado na Sentenza 227/1988 no relativo ás competencias en materia de augas, expresando que é ao Estado ao que lle corresponde a lexislación, ordenación e concesión dos recursos e aproveitamentos das bacías hidrográficas que superen o territorio dunha comunidade autónoma. A isto engade que nese tipo de bacías a Administración autonómica só pode levar a cabo actuacións de complemento das feitas pola correspondente confederación hidrográfica e na medida en que non interfira nin perturbe a súa xestión.

### **2.5.3. A planificación hidrolóxica**

A planificación hidrolóxica é unha práctica relativamente antiga no dereito de augas español. Os seus primeiros pasos viñeron da man das confederacións hidrográficas, creadas a través do Decreto do 5 de marzo de 1926. Pouco tempo despois vía a luz o Plan nacional de obras hidráulicas, do 31 de maio de 1933, e as propostas recollidas nel fóronse incorporando aos distintos plans hidrolóxicos<sup>207</sup>.

Na Lei de augas de 1985 a planificación hidrolóxica ocupou un lugar singular –todo o título III–, converténdose nunha parte importante e central do dereito de augas. A mesma Lei de augas no seu artigo 1.3 indica que a planificación hidrolóxica «deberá someterse toda actuación sobre o dominio público hidráulico». Esta ten por obxectivos xerais (artigo 39) «conseguir a mellor satisfacción das demandas de auga e equilibrar e harmonizar o desenvolvemento rexional e sectorial, incrementando as dispoñibilidades do recurso, protexendo a súa calidade, economizando o seu emprego e racionalizando os seus usos en harmonía co medio ambiente e os demais recursos naturais». Ademais, as referencias ao plan hidrolóxico son

---

<sup>207</sup> ARAGÓN CAVALLER, J. R., «Hitos en la captura del agua y en la erosión remontante de su estado», *VIII Congreso Ibérico de Gestión e Planeamento da Água*, 2013, p. 769.

continuas para a utilización dos recursos hídricos<sup>208</sup>. Así, pódese observar:

- O artigo 51.3 precisa que as concesións para regas ou abastecementos pódense renovar salvo que o Plan hidrolóxico nacional indique o contrario.
- A declaración de sobreexplotación dun recurso hidráulico subterráneo implica a revisión do Plan hidrolóxico (artigo 54.1).
- En canto ás concesións, estas deben outorgarse segundo as previsións do Plan hidrolóxico e a súa prórroga, no caso de que sexa indispensable para amortizar as obras necesarias para empregar a concesión, só pode darse se estas obras non se opoñen ao Plan hidrolóxico (artigo 57). Ademais, o artigo 58 da Lei de augas precisa que a orde de preferencia para outorgar concesións é o que marca o Plan hidrolóxico, subsidiariamente o da Lei, e pode implicar expropiacións forzosas. Este plan hidrolóxico pode producir a revisión dunha concesión (artigo 63) e condicionar a forma de concesión de augas subterráneas (artigo 68).
- Mentres, no relativo á protección da calidade das augas, o artigo 89.d) indica que os plans hidrolóxicos deben establecer perímetros de protección e dentro deles prohibíense actividades que poidan constituír un perigo de contaminación ou degradación do dominio público hidráulico. A maiores, os plans hidrolóxicos de bacía tamén debían recoller os criterios básicos para protexer as augas subterráneas fronte ás intrusionas de augas salinas.
- Os plans hidrolóxicos fixan ademais os criterios de calidade –o valor da unidade de contaminación– para as augas residuais, o que era importante á hora de fixar o canon de vertedura. Ademais, este canon debe cumprir coas finalidades indicadas nos plans.

---

<sup>208</sup> EMBID IRUJO, A., «La planificación hidrológica», *Revista de Administración Pública*, n.º 123, 1990, pp. 122-124.

O marco xurídico destes plans, ademais da propia Lei de augas de 1985, foi composto, principalmente, polo Real decreto 927/1988, do 29 de xullo, polo que se aproba o Regulamento da administración pública da auga e da planificación hidrolóxica, en desenvolvemento dos títulos II e III da Lei de augas e os citados reais decretos 849/1986 e 650/1987. Ademais desta normativa estatal, tamén están as normas autonómicas no ámbito das súas competencias e as propias normas de aprobación dos plans hidrolóxicos; tanto o estatal como os das distintas bacías. Baixo o abeiro desta normativa, en 1989 quedaron constituídos os organismos de Bacía, coincidentes co que eran as confederacións hidrográficas existentes desde 1926<sup>209</sup>.

En cambio entre a doutrina non foi pacífica a elección deste modelo de xestión dos recursos hídricos. Por exemplo, o profesor LLAMAS, citando a outros teóricos tales como GARCÍA DE ENTERRÍA, criticou que esta normativa realizaba unha «ultraplanificación». Ademais, malia el considerar necesaria unha certa planificación indicativa, vaticinaba, antes da entrada en vigor dos distintos plans hidrolóxicos, que estes serían contraproducentes<sup>210</sup>.

A finais de 1992, preparouse unha primeira versión do anteproxecto de Lei do Plan hidrolóxico nacional, que tiña en conta unha conexión entre todas as bacías peninsulares e múltiples transvases<sup>211</sup>, entre os cales era especialmente relevante o producido desde a bacía do Ebro até as bacías do Júcar, Segura e Pirineo Oriental. Isto suscitou moita polémica, ademais da oposición das zonas desde onde se tomaban os recursos hídricos, especialmente desde Aragón. De feito, nesta comunidade autónoma, formouse un pacto político entre os distintos partidos que se denominou «Pacto da Auga», onde mostraban a súa oposición a este borrador de Plan hidrolóxico nacional. Debido a

---

<sup>209</sup> LÓPEZ MENUDO, F., «Las aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 200, 2016, p. 263.

<sup>210</sup> LLAMAS MADURGA, M. R., «Declaración y financiación de obras hidráulicas de interés general, mercado del agua, aguas subterráneas, planificación hidrológica», *Ingeniería del Agua*, vol. 4, n.º 3, 1997, pp. 42-43.

<sup>211</sup> EMBID IRUJO, A., «El Derecho de Aguas del siglo XXI», *op. cit.*, p. 86.

esta polémica, comezou a debaterse se o Plan hidrolóxico nacional debía preceder ou non aos plans hidrolóxicos de bacía. Finalmente, a finais do 1994 aprobouse unha moción pola cal os plans de bacía debían realizarse previamente. Os devanditos plans foron, na súa maioría, aprobados en 1998, en cambio existen algúns que se aprobaron posteriormente<sup>212</sup>. Así, o enramado relativo aos primeiros plans hidrolóxicos de bacías foi o seguinte:

Figura 15. Cadro resumo dos primeiros plans hidrolóxicos

Plan hidrolóxico	Confederación hidrográfica	Comunidades autónomas comprendidas	Aprobación (Real decreto)
Norte I	Miño-Sil	Castela e León, Asturias e Galicia	1664/1998
Norte II			
Norte II	Cantábrico	Asturias, Cantabria, Castela e León, Navarra, Galicia e País Vasco	
Norte III			
Douro	Douro	Castela e León e Galicia	
Texo	Texo	Aragón, Castela-A Mancha, Castela e León, Extremadura e Madrid	
Guadiana I	Guadiana	Castela-A Mancha, Andalucía e Extremadura	
Guadiana II			
Guadalquivir	Guadalquivir	Andalucía, Castela-A Mancha, Murcia e Extremadura	
Sur	Axencia Andaluza da Auga	Andalucía	
Júcar	Júcar	Cataluña, Comunidade de Valencia, Aragón, Castela-A Mancha e Murcia	

<sup>212</sup> MOREU BALLONGA, J. L., «Una reflexión sobre la política y legislación hidráulicas y sobre los travases», *op. cit.*, pp. 58-62.

Ebro	Ebro	Castela e León, Cantabria, País Vasco, Rioja, Navarra, Aragón, Castela-A Mancha, Comunidade de Valencia e Cataluña	
Bacías Internas de Cataluña	Axencia Catalana da Auga	Cataluña	
Illas Baleares	Goberno das Illas Baleares	Illas Baleares	378/2001
Galicia-Costa	Augas de Galicia	Galicia	103/2003

Fonte: SOTELO PÉREZ et al.<sup>213</sup>

Pola súa parte, o Plan hidrolóxico nacional foi aprobado mediante a Lei 10/2001, do 5 de xullo, do Plan hidrolóxico nacional. As características deste eran distintas ás dos plans de bacía, aínda que resultaba lóxico que así fosen. Así, foi aprobado mediante unha lei específica, mentres que os plans de bacía se adoptaron a través de reais decretos. Por tal motivo, este plan nacional é unha norma xerarquicamente superior aos plans de bacía, que pode modificalos e resolver os asuntos que afectan a un territorio maior que o dunha soa bacía hidrográfica. No artigo 2.2 da Lei 10/2001 indícase que o Plan debe conter:

- As medidas necesarias para a coordinación dos diferentes plans hidrolóxicos de bacía.
- A solución para as distintas alternativas que estes plans ofrezan.
- A previsión e as condicións das transferencias de recursos hidráulicos entre ámbitos territoriais de distintos plans hidrolóxicos de bacía.
- As modificacións previstas na planificación do uso do recurso que afecten a aproveitamentos existentes para o fornecemento de poboacións e regadíos.

---

<sup>213</sup> SOTELO PÉREZ, M. e SOTELO PÉREZ, I., «Planificación y gestión del agua en España, en la actualidad» *Observatorio Medioambiental*, vol. 17, 2014, p. 401.

- Determinadas materias vinculadas a unha eficaz planificación do recurso.

O Plan hidrológico nacional foi unha norma controvertida desde o primeiro momento, xa que o seu elemento principal se baseaba na construción dun gran transvase desde a zona da desembocadura do Ebro cara a distintos puntos do arco mediterráneo. Isto reavivou os conflitos sociais xa comentados, o que levou a diversas reformas do Plan, tales como a introducida pola Lei 53/2002, do 30 de decembro, ou a feita a través do Real decreto lei 2/2004, do 18 de xuño. Esta última só deixa vixentes os principios xerais das transferencias de recursos hídricos<sup>214</sup>. Finalmente, despois da retirada do financiamento europeo, o Plan hidrológico nacional foi modificado a través da Lei 11/2005, do 22 de xuño, que substituíu o Real decreto lei 2/2004 e derogou as disposicións relativas ao transvase do Ebro<sup>215</sup>.

Esta planificación hidrolóxica, que se estruturou como unha das chaves do dereito de augas, como se observa, viviu unha grande evolución ao longo dos anos. En cambio, a súa maior variación proviría do ámbito comunitario. O 23 de outubro de 2000, o Parlamento Europeo e o Consello da UE aprobaron a Directiva 2000/60/CE, pola que se establece un marco comunitario de actuación no ámbito da política de augas, máis coñecida como Directiva marco europea da auga (DMA, en diante). Esta norma implicou un gran cambio na planificación hidrolóxica europea. Por mor desta norma, en que en liñas sucesivas se afondará, a planificación hidrolóxica española sufriu variacións importantes para axustarse ás súas disposicións.

---

<sup>214</sup> MENÉNDEZ REXACH, Á., «¿A quién pertenece el agua? A vueltas con los travases», *Encuentros Multidisciplinares*, vol. 10, n.º 29, 2008, p. 4.

<sup>215</sup> ARAGÓN CAVALLER, J. R., «Hitos en la captura del agua y en la erosión remontante de su estado», *op. cit.*, p. 769.

## **2.6. O Real decreto legislativo 1/2001, do 20 de xullo, polo que se aproba o texto refundido da Lei de augas (TRLA) e a súa evolución posterior**

### **2.6.1. O texto refundido da Lei de augas**

A disposición final segunda da Lei 46/1999 na redacción dada pola Lei 6/2001, do 8 de maio, de Avaliación de Impacto Ambiental, autorizou ao Goberno para que, no prazo de dous anos a partir da súa entrada en vigor, ditase un real decreto legislativo en que se refundise e adaptase a normativa legal existente en materia de augas. Deste xeito, para dar cabida a esta previsión legislativa aprobouse o TRLA.

Este non se pode considerar como unha nova Lei de augas propiamente, xa que o texto base utilizado é o da Lei de augas de 1985 –de feito, máis da metade dos artigos conservan a redacción anterior–, ao cal se lle incluíron os diversos cambios normativos producidos no dereito de augas desde a súa entrada en vigor. Así, en primeiro lugar, o texto refundido faise eco da comentada Sentenza do Tribunal Constitucional 227/1998. Esta, como se explicaba en liñas anteriores, aínda que confirmaba maioritariamente a constitucionalidade da Lei de augas, tamén estimou parcialmente os recursos de inconstitucionalidade interpostos.

Pola súa banda, o novo TRLA tamén inclúe o recollido no apartado segundo da disposición adicional novena da Lei 42/1994, do 30 de decembro, de medidas fiscais, administrativas e de orde social. Esta modificou o artigo 109 da Lei de augas de 1985 aumentando as sancións impostas por infraccións administrativas nesta materia. Ademais, tamén realizou cambios na competencia sancionadora en caso de infraccións graves e moi graves.

A exposición de motivos do TRLA incide, ademais, na necesidade de incluír aquí as novidades fornecidas polos artigos 2 e 3 da Lei 9/1996, do 15 de xaneiro, de medidas extraordinarias, excepcionais e urxentes de fornecemento de augas como consecuencia da persistencia da seca. Esta norma modificou e ampliou respectivamente os artigos 63 e 109.2 da Lei de augas de 1985. No primeiro caso refírese á posibilidade de revisión das

concesións, que se podería efectuar cando concorrese de forma comprobada a modificación de supostos determinantes no seu outorgamento que propician a dita revisión. Mentres, no relativo ao artigo 109.2, que trata o tema das sancións administrativas, a modificación consistiu na variación das cantidades destas.

A exposición de motivos tamén indicaba a necesidade de incluír os artigos 158, 173 e 174 da Lei 13/1996, do 30 de decembro, de medidas fiscais, administrativas e da orde social. Esta normativa estivo influenciada pola corrente ideolóxica que naquel momento imperaba en Europa que avogaba pola privatización do sector público. Así, regulou no seu artigo 173 o contrato de concesión de construción e explotación de obras hidráulicas, mentres que no seu artigo 158 previu a constitución de sociedades estatais para a construción de obras hidráulicas. Ademais, esta norma tamén lles permitiu ás confederacións hidrográficas participar no capital de sociedades estatais destinadas á xestión de contratos de concesión de construción e explotación de obras hidráulicas. Deste xeito, a Administración pasou a participar na construción de obras hidráulicas cunha forma xurídica máis propia dos entes privados. Pese a iso, as privatizacións máis doadas de observar atopáronse no ámbito dos abastecementos urbanos<sup>216</sup>.

Pola súa parte, nos investimentos realizados nas obras hidráulicas tamén se tratou de aumentar a achega privada. En cambio, a doutrina recente considera que estas sociedades estatais –ACUAES e ACUAMED son exemplo disto– deberían suprimirse, xa que as competencias que desenvolven poden ser asumidas polos organismos de bacía ou pola Administración estatal a través do Ministerio correspondente. Esta supresión implicaría a derogación do artigo 132 do TRLA<sup>217</sup>. Este artigo atópase situado no título VIII e último do TRLA, que é onde aparece recollida a normativa referente ás obras hidráulicas.

---

<sup>216</sup> EMBID IRUJO, A., «El Derecho de Aguas en España: Influencia europea y tradición nacional», *op. cit.*, pp. 251-253.

<sup>217</sup> EMBID IRUJO, A., «El futuro de la Ley de Aguas», *Treinta años de la ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2016, pp. 89-90.



Outra variación normativa do dereito de augas que se quería introducir no TRLA era a que se recollía no texto da Lei 11/1999, do 21 de abril, de modificación da Lei 7/1985, do 2 de abril, reguladora das bases do réxime local, e outras medidas para o desenvolvemento do Goberno Local, en materia de tráfico, circulación de vehículos a motor e seguridade viaria e en materia de augas, que modificou e ampliou respectivamente, os artigos 17 e 25 da Lei de augas de 1985, relativos ao Consello Nacional da Auga e á composición da Xunta de Goberno dos organismos de bacía.

Por outro lado, a devandita exposición de motivos do TRLA indicou que non consideraba axeitado incluír na regulación da Lei de augas as disposicións contidas no Real decreto lei 11/1995, do 28 de decembro, polo que se establecen as normas aplicables ao tratamento das augas residuais urbanas. Esta norma complementa o disposto na Lei de augas –así como na Lei 22/1988, do 28 de xullo, de costas– en materia de verteduras. Aquí, dando cumprimento á Directiva 91/271/CEE, do Consello, do 21 de maio, sobre unha axeitada protección da calidade das augas residuais urbanas, búscase someter as verteduras das augas residuais urbanas a unha evacuación e tratamentos previos nas instalacións adecuadas, para limitar os efectos contaminantes destas augas e, así, reducir o seu impacto nocivo no medio ambiente. A non inclusión desta lexislación debeuse a que trataba ámbitos lexislativos distintos aos da Lei de augas, complementando tamén á Lei de costas.

Por outra banda, este texto refundido tamén veu propiciado pola influencia do dereito comunitario en materia de augas. España adheriuse á Comunidade Europea o 1 de xaneiro de 1986 coincidindo coa entrada en vigor da Lei de augas de 1985. Este feito tivo grande importancia tanto nesta lexislación como na posterior, pois por esas datas tamén comezaba a cobrar cada vez máis importancia o acervo comunitario sobre augas. Debido a este feito a Administración española tamén pasou a ser receptora e creadora do dereito comunitario sobre esta materia, dereito comunitario este

que influíu especialmente no ámbito da calidade das augas e na avaliación ambiental das obras hidráulicas<sup>218</sup>.

De feito, neste aspecto xa existían diversas directivas sobre a calidade das augas no momento en que España se adheriu á Comunidade Europea. O fundamento destas era a política medioambiental. Un exemplo disto atópase na Directiva 76/160/CEE relativa á calidade das augas de baño, trasposta a través do Real decreto 734/1988, do 1 de xullo. Do mesmo xeito, tamén se poden observar as directivas 75/440/CEE, 79/869/CEE e 80/778/CEE relativas ás augas potables destinadas ao consumo humano, que foron introducidas no dereito interno por medio das ordes ministeriais do 8 de febreiro e o 11 de maio de 1988. Esta lexislación europea continuou tras a entrada de España na Comunidade Europea en 1986. Así, por exemplo, pódese observar a xa citada Directiva europea a 91/271/CEE, sobre o tratamento das augas residuais urbanas, trasposta ao dereito español a través do Real decreto lei 11/1995, do 28 de decembro<sup>219</sup>. Finalmente, toda esta corrente legislativa un tanto difusa remataría desembocando na DMA.

## **2.6.2. A Directiva marco da auga e a súa adaptación á lexislación española**

### **2.6.2.1. A Directiva marco da auga**

A DMA é a base xurídica sobre a que a UE desenvolve a súa política de augas, servindo como fundamento para a adopción doutras directivas específicas. Naceu como resposta á necesidade de unificar as actuacións en materia de xestión da auga na UE.

A DMA, que entrou en vigor o 22 de decembro de 2000, xurdiu logo dun período de elaboración de máis de cinco anos. Esta partiu da consideración –así o recolle no seu texto– de que a auga non é un ben comercial como os demais, senón que se trata dun patrimonio que hai que protexer, defender e tratar como tal.

---

<sup>218</sup> EMBID IRUJO, A., «Evolución del derecho y de la política del agua en España», *Revista de Administración Pública*, n.º 156, 2001, p. 61.

<sup>219</sup> EMBID IRUJO, A., «El Derecho de Aguas en España: Influencia europea y tradición nacional», *Revista Derecho Administrativo Económico*, vol. 1, n.º 2, 1999, p. 254.

Ademais, indica que o fornecemento de auga é un servizo de interese xeral. Así, apoiase na constatación da deterioración xeneralizada dos ecosistemas hídricos europeos sen que exista unha política clara que trate de reverter a situación, pese a que a doutrina científica alertara disto<sup>220</sup>. Para combater estes problemas a DMA fixou uns obxectivos ambiciosos. Estes recóllense no seu artigo 1, onde se indica que:

*O obxecto desta directiva é establecer un marco para a protección das augas superficiais continentais, as augas de transición, as augas costeiras e as augas subterráneas que:*

*a) prevexa calquera deterioración adicional e protexa e mellora o estado dos ecosistemas acuáticos e, con respecto ás súas necesidades de auga, dos ecosistemas terrestres e zonas húmidas directamente dependentes dos ecosistemas acuáticos;*

*b) promova un uso sostible da auga baseado na protección a longo prazo dos recursos hídricos dispoñibles;*

*c) teña por obxecto unha maior protección e mellora do medio acuático, entre outras formas mediante medidas específicas de redución progresiva das verteduras, as emisións e as perdas de sustancias prioritarias, e mediante a interrupción ou a supresión gradual das verteduras, as emisións e as perdas de sustancias perigosas prioritarias;*

*d) garanta a redución progresiva da contaminación da auga subterránea e evite novas contaminacións; e*

*e) contribúa a paliar os efectos das inundacións e secas.*

Disto extráese que nos atopamos ante unha lexislación de marcado carácter ambiental. Ademais, esta regulación ten como principio básico a sustentabilidade, tanto no ámbito ambiental, como económico e social. A nivel ambiental céntrase na conservación e recuperación do bo estado ecolóxico das augas superficiais, costeiras e de transición e en acadar certos niveis cuantitativos e químicos no relativo ás augas subterráneas. A nivel

---

<sup>220</sup> LA ROCA, F., FERRER, G., LA CALLE, A., HERNÁNDEZ-MORA, N., DEL MORAL, L. e PRAT, N., «Directiva Marco del Agua. Preparando la evaluación de la década», *Congreso Nacional del Medio Ambiente*, 2010, p. 2.

económico téntase recuperar os custos dos servizos relacionados co uso da auga e racionalizar o seu uso. Do mesmo xeito, tamén pretende dar un tratamento económico á contaminación, buscando que os axentes que a produzan se vexan penalizados de xeito monetario. Finalmente, no ámbito social búscase a participación das partes interesadas e da poboación en xeral no proceso de toma de decisións relacionado coa DMA<sup>221</sup>.

De todo o anterior, o principal obxectivo perseguido, segundo o artigo 4 da DMA, era o bo estado das augas e dos ecosistemas acuáticos para o 2015. Este obxectivo era innovador na materia, xa que, até o momento, o habitual era referirse só á calidade química da auga e non ao estado dos ecosistemas. Ademais, tamén se considerou ambicioso no prazo, tendo en conta o estado de que se partía<sup>222</sup>.

Este obxectivo, tal e como indica algunha doutrina, parte de catro características importantes do recurso auga. En primeiro lugar, débese asumir que este é un recurso chave para a vida, polo que debe ter prioridade incluso dentro dos obxectivos ambientais. En segundo lugar, é ubicua, polo que a súa protección require unha planificación e xestión integradas e cooperación tanto no ámbito estatal interno como internacional. En terceiro lugar, é un ben finito e fráxil, polo que debe ser usado de xeito eficiente e previr a súa deterioración. Finalmente, en cuarto e último lugar, trátase dun ben de interese xeral, polo que se debe asegurar unha participación pública na toma de decisións e a recuperación dos custos asociados á utilización do recurso<sup>223</sup>. Sobre isto último, a DMA incorpora de

---

<sup>221</sup> LA ROCA, F., FERRER, G., LA CALLE, A., HERNÁNDEZ-MORA, N., DEL MORAL, L. e PRAT, N., «Directiva Marco del Agua. Preparando la evaluación de la década», *op. cit.*, p. 6.

<sup>222</sup> LA CALLE MARCOS, A., «La adaptación española de la Directiva marco del agua», *Panel científico-técnico de seguimiento de la política de aguas*, Fundación Nova Cultura da Auga, Sevilla, 2008, pp. 3-4, en liña <http://www.unizar.es/fnca>, [consulta 9 de agosto de 2018].

<sup>223</sup> HERNÁNDEZ MORA, N., FERRER MATVIEYCHUC, G., LA CALLE MARCOS, A., LA ROCA CERVIGÓN, F., MORAL ITUARTE, L. D. e PRAT, N., «La planificación hidrológica y la Directiva Marco del Agua en España: Estado de la cuestión» en *Papeles Seguridad Hídrica, Agricultura y Naturaleza. Los Nuevos Planes de Demarcación Hidrográfica Según la Directiva Marco del Agua*, vol. 2, 2011, pp. 20-21.

forma explícita as obrigas de participación pública, ao dispor o deber de fomentar a participación activa das partes interesadas na súa aplicación e, en particular, na elaboración, revisión e actualización dos plans hidrolóxicos de bacía, co obxectivo de implicar á sociedade nas políticas de augas. Isto supuxo o desenvolvemento de numerosas estruturas de participación pública no proceso de desenvolvemento da DMA no ámbito europeo<sup>224</sup>.

Pola súa parte, o calendario de aplicación previsto pola DMA era o seguinte:

- 22 de decembro de 2003:
  - Transposición da DMA.
  - Designación das autoridades encargadas de aplicar a DMA en cada demarcación hidrográfica.
- 22 de decembro de 2004:
  - Estudo acerca das características concretas de cada demarcación, así como das consecuencias que o comportamento humano ten no estado das augas e análise económico do uso da auga.
  - Rexistro de todas as augas e zonas protexidas en cada demarcación hidrográfica.
- 22 de decembro de 2006:
  - Seguimento do estado das augas superficiais, augas subterráneas e zonas protexidas.
  - Información e consulta pública sobre o calendario e o programa de traballo do Plan de bacía.
  - Finalización do exercicio de intercalibración<sup>225</sup>.
  - Definición das condicións de referencia para medir a calidade das augas e os obxectivos a acadar.
- 22 de decembro de 2007:

Esquema provisional dos temas considerados como importantes respecto á xestión das augas de cada bacía.

---

<sup>224</sup> BALLESTER CIURÓ, A. e PARÉS, M., «Democracia deliberativa y política de agua. experiencias de participación en el contexto de la directiva marco del agua en España», *VIII Congreso Ibérico de Gestión e Planeamento da Água*, 2013, pp. 201-202.

<sup>225</sup> Serve para clasificar o estado e a calidade que posúen as augas.

– 22 de decembro de 2008:

Consulta pública do borrador do plan hidrolóxico de bacía.

– 22 de decembro de 2009:

- Establecemento de programas de medidas para alcanzar os obxectivos ambientais marcados pola Directiva.

- Publicación dos plans hidrolóxicos de bacía.

– 22 de decembro de 2010:

Aplicación de tarifas orientadas polo principio de recuperación de custos e uso eficiente dos recursos hídricos.

– 22 de decembro de 2012:

Operatividade do previsto nos programas de medidas.

– 22 de decembro de 2015:

- Alcanzar un bo estado das augas superficiais e subterráneas.
- Lograr o cumprimento de todas as normas e obxectivos marcados para as zonas protexidas.

– 22 de decembro de 2021:

Finalización do primeiro ciclo de xestión dos recursos hídricos.

– 22 de decembro de 2027:

Finalización do segundo ciclo de xestión.

### **2.6.2.2. A transposición da Directiva marco da auga a través da Lei 62/2003**

A pesar desta planificación e de que o artigo 24.1 da DMA dispuña que «os estados membros porán en vigor as disposicións legais, regulamentarias e administrativas necesarias para dar cumprimento ao disposto nesta directiva a máis tardar o 22 de decembro de 2003», en España non se incorporou a citada norma até a Lei 62/2003, do 30 de decembro<sup>226</sup>, de medidas fiscais, administrativas e de orde social. Mediante o artigo 129 desta lei de acompañamento modificáronse máis de 40 artigos do TRLA. Este

---

<sup>226</sup> Aínda que é certo que non se cumpriu o prazo previsto, tamén se debe destacar que o incumprimento foi leve, como se observa nas datas.

feito, desde o punto de vista da seguridade xurídica, recibiu certas críticas da doutrina<sup>227</sup>.

A exposición de motivos da Lei 62/2003 xa explicaba que este cambio normativo tiña como principal obxectivo conseguir o bo estado e a adecuada protección das augas continentais, costeiras e de transición. Na procura deste obxectivo, ademais dos cambios na Lei de augas tamén introduciu cambios noutras normas como foi o caso da Lei 10/2001, do 5 de xullo, do Plan hidrolóxico nacional, ou o Real decreto lexislativo 1302/1986, do 28 de xuño, de avaliación de impacto ambiental. No referente aos cambios na Lei de augas, afectaron, ademais de ao obxecto da Lei, á organización das confederacións Hidrográficas, reguladas no título II, á planificación hidrolóxica, recollida no título III, á protección do dominio público hidráulico e da calidade das augas, referida no título V, e ao réxime económico financeiro do uso da auga.

En primeiro lugar, como cambio de gran relevancia, o propio obxecto da Lei de augas foi variado. Así, o artigo 1 do TRLA introduciu un novo apartado segundo, onde se dispuña que «é tamén obxecto desta lei o establecemento das normas básicas de protección das augas continentais, costeiras e de transición, sen prexuízo da súa cualificación xurídica e da lexislación específica que lles sexa de aplicación».

#### **a) Cambios na organización das confederacións hidrográficas: as demarcacións hidrográficas**

Outra novidade importante produciuse no ámbito organizativo. Sobre isto precisouse o concepto de bacía hidrográfica –aínda que con cambios de escasa significación– e introduciuse o de demarcación hidrográfica. Para regular este último engadiuse no TRLA o artigo 16 *bis*. Neste artigo, no seu punto primeiro definiuse a demarcación hidrográfica do seguinte xeito:

*1. Enténdese por demarcación hidrográfica a zona terrestre e mariña composta por unha ou varias bacías hidrográficas*

---

<sup>227</sup> DELGADO PIQUERAS, F., «La transposición de la Directiva Marco de Aguas en España», *Revista de Administración Pública*, n.º 165, 2004, p. 182.

*veciñas e as augas de transición, subterráneas e costeiras asociadas ás ditas bacías.*

Ademais, este mesmo artigo, no seu punto cuarto, indica que a demarcación hidrográfica se constitúe como a principal unidade de xestión de bacías e será o ámbito espacial en que se aplican as normas de protección das augas. Adicionalmente, o punto quinto recolle un mandato ao Goberno de fixar o ámbito territorial de cada demarcación hidrográfica. Isto fíxose a través do Real decreto 125/2007, do 2 de febreiro, polo que se fixa o ámbito territorial das demarcacións hidrográficas, modificado posteriormente a través do Real decreto 29/2011, do 14 de xaneiro. Así, distínguese entre demarcacións hidrográficas intracomunitarias, intercomunitarias e compartidas con outros países. No primeiro grupo, ao afectar só ao territorio e recursos dunha comunidade autónoma, as competencias son exercidas por esta. Neste caso atopáanse as seguintes demarcacións:

- A Demarcación Hidrográfica de Galicia-Costa
- A Demarcación Hidrográfica do Distrito de Bacía Fluvial de Cataluña
- A Demarcación Hidrográfica das Bacías Mediterráneas Andaluzas
- A Demarcación Hidrográfica do Guadalete e Barbate
- A Demarcación Hidrográfica do Tinto, Odiel e Piedras
- A Demarcación Hidrográfica das Illas Baleares
- A Demarcación Hidrográfica das Illas Canarias, que integra:
  - El Hierro
  - Fuerteventura
  - Gran Canaria
  - A Gomera
  - Lanzarote
  - A Palma
  - Tenerife

Dentro das demarcacións hidrográficas intercomunitarias atópanse:



- A Demarcación Hidrográfica do Guadalquivir
- A Demarcación Hidrográfica do Segura
- A Demarcación Hidrográfica do Júcar
- A Demarcación Hidrográfica do Cantábrico Occidental

Finalmente, as demarcacións hidrográficas correspondentes ás bacías hidrográficas compartidas con outros países implican a necesidade de recorrer a tratados internacionais con esas nacións para a súa regulación. A propia DMA indica que debe existir coordinación e cooperación entre os países que compartan bacías hidrográficas para que sigan a ser as unidades básicas para a xestión da auga<sup>228</sup>. Dentro destas atópanse:

- A parte española da Demarcación Hidrográfica do Miño-Sil
- A parte española da Demarcación Hidrográfica do Cantábrico Oriental
- A parte española da Demarcación Hidrográfica do Douro
- A parte española da Demarcación Hidrográfica do Texo
- A parte española da Demarcación Hidrográfica do Guadiana
- A parte española da Demarcación Hidrográfica do Ebro
- A parte española da Demarcación Hidrográfica de Ceuta
- A parte española da Demarcación Hidrográfica de Melilla

Complementando isto, a Lei 62/2003 introduciu o artigo 36 *bis* do TRLA que, no caso das demarcacións hidrográficas con bacías intercomunitarias, creaba un órgano de cooperación na aplicación das normas de protección das augas denominado Comité

---

<sup>228</sup> DEL MORAL, L. e DO Ó, A., «Actualización del debate sobre la cuenca hidrográfica y las escalas de la gestión del agua. Reflexión desde la experiencia Ibérica», *VIII Congreso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, p. 37.

de Autoridades Competentes. O desenvolvemento deste artigo 36 *bis* e a consecuente regulación deste órgano levouse a cabo á par que se fixou o ámbito territorial das demarcacións, a través do Real decreto 126/2007, do 2 de febreiro, polo que se regulan a composición, funcionamento e atribucións dos comités de autoridades competentes das demarcacións hidrográficas con bacías intercomunitarias. Este foi modificado polo Real decreto 1626/2011, do 14 de novembro. No ámbito galego, para desenvolver o artigo 36 *bis* do TRLA, creouse o Comité de Autoridades Competentes da Demarcación Hidrográfica de Galicia-Costa a través do Decreto 32/2012, do 12 de xaneiro, polo que se aproba o Estatuto da entidade pública empresarial Augas de Galicia.

Tamén en relación coas demarcacións hidrográficas, coa Lei 62/2003 variouse o artigo 35 do TRLA. Este cambio afectou ao Consello da Auga<sup>229</sup>, que antes se encadraba territorialmente no ámbito da bacía hidrográfica e agora pasaríao a facer no da demarcación<sup>230</sup>.

## **b) Cambios na planificación hidrolóxica**

Outra variación realizada a través da transposición da DMA mediante a Lei 62/2003 afectou á planificación hidrolóxica. Neste caso, o cambio modificou os artigos 40, 41 e 42 e introduciu un novo artigo; o 40 *bis*. En primeiro lugar, os obxectivos da planificación hidrolóxica inclúen tamén ás augas mariñas, que agora pasaban a formar parte dos recursos regulados na Lei de augas. O cambio foi máis notable no ámbito da relación entre a política da auga e as demais estratexias e plans sectoriais que sobre os distintos usos puideren dispor as administracións públicas.

---

<sup>229</sup> Este órgano era o competente para enviar ao Goberno o Plan hidrolóxico da bacía e as súas revisións. Ademais, tamén podía informar das cuestións de interese xeral para a bacía e as relativas á mellor ordenación, explotación e tutela do dominio público hidráulico. Co cambio normativo estas funcións mantéñense e incluso se amplían para centrarse nunha maior preocupación pola protección das augas e buscar unha máis efectiva participación pública.

<sup>230</sup> DELGADO PIQUERAS, F., «La transposición de la Directiva Marco de Aguas en España», *op. cit.*, pp. 190-194.

Mentres, no artigo 40.3 do TRLA séguese a manter que a planificación hidrolóxica se efectuará mediante os plans hidrolóxicos de bacía e o Plan hidrolóxico nacional, que corra a cargo das confederacións hidrográficas e administracións hidráulicas autonómicas, en función do carácter inter ou intracomunitario das bacías afectadas. En cambio, o que variou foi o ámbito territorial dos plans hidrolóxicos, que pasou a corresponderse coas demarcacións hidrográficas.

Canto ao novo artigo 40 *bis* do TRLA, practicamente transcribe unha serie de definicións para os efectos da planificación hidrolóxica e da protección das augas. Estas son as de augas continentais, augas superficiais, augas subterráneas, acuífero, masa de auga superficial, masa de auga subterránea, masa de auga artificial, masa de auga moi modificada, servizos relacionados coa auga e usos da auga. Pola súa banda, no artigo 41 do TRLA engadíronse novos apartados. Nestes estableceuse a necesidade de introducir no procedemento de elaboración e revisión dos plans hidrolóxicos de bacía un calendario para a participación pública. Tamén se incluíu outro calendario para elaboración dun estudo previo que debía incorporar unha descrición xeral das características da demarcación, un resumo das repercusións da actividade humana nas augas e unha análise económica do uso da auga. Estes prazos, no relativo á participación pública, aparecen máis concretados na disposición adicional duodécima do TRLA, que tamén foi introducida a través da Lei 62/2003. Ademais, recolle o artigo 41 do TRLA na súa nova redacción, os plans hidrolóxicos deben realizarse en coordinación coas diferentes planificacións sectoriais que lles afecten, tanto respecto aos usos da auga como aos do chan.

Este marco xurídico da planificación complementouse co Real decreto 907/2007, do 6 de xullo, polo que se aproba o Regulamento da planificación hidrolóxica. Nesta norma

establécese o contido dos plans hidrolóxicos e os procedementos para a súa elaboración e aprobación<sup>231</sup>.

Deste xeito, a DMA estableceu un calendario en que se fixaba que se debían publicar os plans hidrolóxicos antes do 22 de decembro de 2009. Así, os programas de medidas poderían implantarse a partir dese momento, o cal facilitaría o avance cara ao obxectivo fixado relativo a alcanzar un bo estado ecolóxico dos ríos, acuíferos e zonas húmidas antes de 2015.

En cambio, debido a problemas tales como os conflitos interterritoriais sobre a xestión de bacías compartidas entre distintas comunidades autónomas, o proceso foi máis dificultoso do previsto<sup>232</sup>. Todo isto implicou que, finalmente, este prazo fose incumplido salvo no caso do Distrito da Bacía Fluvial de Cataluña. Tal actuación derivou nunha sanción por parte da UE, que declarou o citado incumplimento por medio da Sentenza do Tribunal de Xustiza da Unión Europea do 4 de outubro de 2012 (asunto C-403/11). Nela precisouse ademais que, en determinadas bacías, tampouco se cumprira o prazo de 22 de decembro de 2008, que fora previsto para o procedemento de información e consulta públicas sobre os proxectos dos plans hidrolóxicos de bacía.

Por outra banda, no relativo á planificación hidrolóxica, tamén se introduciron novos contidos que debían ser tratados nos plans hidrolóxicos. Estas novidades centraron a súa atención na protección ambiental da auga e a contorna e en que sexan de público coñecemento –e detallado de maneira exhaustiva– os contidos dos plans.

Por isto, o Estado español tivo que adaptar a súa planificación hidrolóxica a estas esixencias comunitarias e adoptar uns novos plans hidrolóxicos. Deste xeito, entre os anos 2011 e 2015 aprobáronse os novos plans hidrolóxicos, correspondentes ao primeiro ciclo da planificación (2009-2015) e, posteriormente, os

---

<sup>231</sup> SÁNCHEZ MARTÍNEZ, M. T., RODRÍGUEZ FERRERO, N. e SALAS VELASCO, M., «La gestión del agua en España. La unidad de Cuenca», *Revista de Estudios Regionales*, n.º 92, 2011, p. 213.

<sup>232</sup> HERNÁNDEZ-MORA, N., «La planificación hidrológica y la Directiva Marco del Agua en España en el período 2000-2012: ¿hemos avanzado?», Fundación Nova Cultura da Auga, Sevilla, 2012, p. 4.

de segundo ciclo (2015-2021). Na actualidade boa parte dos plans de terceiro ciclo tamén se atopan xa aprobados. Neles introdúcense certos programas de medidas para atallar os problemas existentes na planificación hidrolóxica e alcanzar os obxectivos medioambientais e socioeconómicos desexados. Estes programas, segundo ARQUED ESQUÍA<sup>233</sup>, pódense englobar en cinco grupos de actuacións:

- Medidas requiridas pola DMA para tratar de conseguir os obxectivos medioambientais fixados.
- Investimentos para mellorar a oferta dos recursos dirixidos á satisfacción das demandas.
- Medidas para mitigar os efectos das secas e as inundacións.
- Medidas de goberno e mellora do coñecemento.
- Outros investimentos requiridos polos diversos usos ligados á auga.

Ademais, os plans de segundo ciclo, ao tratar de solucionar diversos problemas que se puxeran de manifesto nos de primeiro ciclo, deron lugar a unha gran xurisprudencia do Tribunal Supremo<sup>234</sup>. Xa con anterioridade, tamén os plans de primeiro ciclo trataron de corrixir problemas existentes na planificación pasada. Un exemplo ao respecto atópase na existencia dunha xeneralizada sobrevaloración do estado das masas de auga. Isto, consecuentemente, provocaba unha visión alterada do estado real dos ecosistemas acuáticos. En cambio, este problema non foi ben

---

<sup>233</sup> ARQUED ESQUÍA, V. M., «Diagnóstico ofrecido por la planificación hidrológica sobre la situación del agua en España», *Treinta años de la ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2016, p. 298.

<sup>234</sup> Sobre isto pódese atopar máis detalle en: MITECO «Síntesis de los planes hidrológicos españoles. Segundo ciclo de la DMA (2015-2021)», 2018, en liña, [https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/plani-ficacion-hidrologica/libro\\_sintesis\\_pphh\\_web\\_tcm30-482083.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/plani-ficacion-hidrologica/libro_sintesis_pphh_web_tcm30-482083.pdf) [consulta: 9 de febreiro de 2023], pp. 34-39.

atallado tampouco nin polos plans hidrolóxicos de primeiro nin de segundo ciclo<sup>235</sup>.

Así, o documento de xaneiro de 2017 co título *Síntesis de los planes hidrológicos españoles. Segundo ciclo de la DMA (2015-2021)* elaborado pola Dirección Xeral da Auga recoñece nas súas conclusións que «existe en España unha apreciable brecha respecto ao cumprimento dos obxectivos ambientais e de satisfacción das demandas que persegue a planificación hidrolóxica».

Onde se aprecian certas melloras é no relativo ao grao de transparencia na elaboración dos plans hidrolóxicos, aínda que, segundo LA CALLE, preséntase agora o problema de que a información ao respecto é moi complexa e non hai demasiados documentos divulgativos que faciliten o seu entendemento. A pesar diso, hai que xulgar como positivo o feito de que a Administración deba referir de xeito expreso a situación existente, os problemas máis relevantes, os obxectivos perseguidos e as medidas máis eficientes para conseguilos en cada masa de auga.<sup>236</sup>

### **c) Cambios sobre a protección do dominio público hidráulico e a calidade das augas**

Por outra parte, existen tamén novidades que afectan á protección dos recursos hídricos. En primeiro lugar, afínase a redacción do artigo 92 do TRLA que nomeaba os obxectivos de protección do medio e introdúcese un artigo 92 *bis* que precisa máis estes termos. En cambio, este último prevé tamén que «cando existan masas de auga moi afectadas pola actividade humana ou as súas condicións naturais fagan inviable a consecución dos obxectivos sinalados ou esixan un coste desproporcionado, sinalaranse obxectivos ambientais menos rigorosos». Ademais, tamén se introduce un artigo 92 ter que impón a necesidade de determinar regulamentariamente diferentes estados ou potenciais

---

<sup>235</sup> MUNNÉ, A., BARDINA, M., SOLÀ, C. e PRAT, N., «El análisis de los planes de cuenca desde la perspectiva de su posible impacto en el estado ecológico de las masas de agua», *VIII Congreso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 141-142.

<sup>236</sup> LA CALLE MARCOS, A., «Planificación hidrológica: la verdad oficial contestada», *VIII Congreso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, p. 87.

nas masas de auga, debendo diferenciarse polo menos entre as augas superficiais, as augas subterráneas e as masas de auga artificiais e moi modificadas; e un artigo 92 *quáter*, onde se indican os programas de medidas que deben asegurar o cumprimento dos obxectivos ambientais.

Na nova regulación sobre a protección dos recursos hídricos aparece tamén un novo concepto de contaminación. Esta nova definición, sen deferir demasiado da anterior, amplía a existente.

Outro cambio relevante neste aspecto foi a creación dun rexistro de zonas protexidas en cada demarcación hidrográfica, que se efectuou a través da introdución dun novo artigo (o 99 *bis*) na Lei de augas. Nel débense incluír os seguintes elementos:

- As zonas en que se realiza unha captación de auga destinada a consumo humano en determinados casos.
- As zonas que se vaian destinar nun futuro á captación de augas para consumo humano.
- As zonas que foran declaradas de protección de especies acuáticas significativas desde o punto de vista económico.
- As masas de auga declaradas de uso recreativo.
- As zonas vulnerables á contaminación por nitratos.
- As zonas que foran declaradas sensibles en aplicación das normas sobre tratamento das augas residuais urbanas.
- As zonas declaradas de protección de hábitats ou especies en que o mantemento ou mellora do estado da auga constitúa un factor importante da súa protección.
- Os perímetros de protección de augas minerais e termais.

O dito rexistro é supervisado polo Comité de Autoridades Competentes.

Ao mesmo tempo, a reforma tamén afectou ao réxime de autorización de verteduras. Neste caso o cambio operado non foi demasiado significativo, versando a parte máis destacada sobre a obriga de outorgar as autorizacións de vertedura «tendo en conta as mellores técnicas dispoñibles» (artigo 100). Neste apartado, algunha doutrina bota en falta unha referencia ás verteduras difusas. Estas si son tratadas na DMA, que pretende enfrontarse a elas

mediante controles e mellores prácticas ambientais<sup>237</sup>. Por último, a reforma tamén prevé unha supresión gradual das verteduras mariñas.

Estes novos criterios medioambientais incluso afectaron a algunhas concesións de usos de augas, que foron revertidas para adecuarse ás novas esixencias ambientais<sup>238</sup>.

Pese a estes cambios, os obxectivos comunitarios seguen sen cumprirse en boa parte dos ríos e acuíferos españois, e tamén nos europeos. O informe da Axencia Europea de Medio Ambiente titulado *European waters. Assessment of status and pressures*, publicado o 3 de xullo de 2018, faise eco disto. Nel indícase que en España o 45 % dos ríos, zonas húmidas e estuarios, e o 44 % dos acuíferos están en mal estado. A maior parte dos problemas deriva da sobreexplotación dos acuíferos e a contaminación en puntos concretos de ríos, acuíferos e zonas húmidas. En cambio, dentro dos resultados globais de España, as bacías galegas aproban o exame da Axencia Europea de Medio Ambiente con máis do 50 % de masas de auga en bo estado ecolóxico<sup>239</sup>.

Como consecuencia deste mal estado das augas, desde a UE declarouse a existencia de incumprimentos da súa normativa en materia de recollida e tratamento de augas residuais urbanas, o que implicou sancións para o Estado español. Proba disto é a Sentenza do Tribunal de Xustiza da Unión Europea con data do 25 de xullo de 2018 (asunto C-205/17) en que se condena a España a abonar unha suma a tanto alzado de 12 millóns de euros e unha multa coercitiva de 11 millóns de euros aproximadamente por cada semestre de atraso por mor dos incumprimentos descritos. Do mesmo xeito, con carácter previo, na Sentenza do Tribunal de

---

<sup>237</sup> DELGADO PIQUERAS, F., «La transposición de la Directiva Marco de Aguas en España», *op. cit.*, pp. 209-210.

<sup>238</sup> Sobre isto, véxase: SORO MATEO, B., «La revisión de concesiones de uso privativo de agua para su adaptación a las exigencias ambientales de los planes hidrológicos y su eventual indemnización», *Revista Aragonesa de Administración Pública*, n.º 47, 2016, pp. 151-179.

<sup>239</sup> AXENCIA EUROPEA DE MEDIO AMBIENTE, «European waters. Assessment of status and pressures», 2018, (en liña), <https://www.eea.europa.eu/publications/state-of-water/> [consulta 9 de febreiro de 2023].



Xustiza da Unión Europea do 14 de abril de 2011 (asunto C-343/10) xa se declararan estes incumprimentos.

#### **d) Cambios sobre o réxime económico financeiro do uso da auga**

O cambio máis salientable que a DMA introduciu no réxime económico financeiro do uso da auga foi a xeneralización do principio de recuperación dos custos dos servizos asociados coa auga. Para isto introduciuse un novo artigo na Lei de augas: o 111 *bis*, en que se indica que «as administracións públicas competentes terán en conta o principio de recuperación dos custos dos servizos relacionados coa xestión das augas, incluíndo os custos ambientais e do recurso».

Este artigo trataba de incentivar un uso eficiente da auga que contribuíse á consecución dos obxectivos medioambientais perseguidos pola DMA. Así, inclúese no propio artigo 111 *bis* que a aplicación deste principio será a través da máxima de que quen contamine pague, considerando polo menos os usos de abastecemento, agricultura e industria.

Un bo exemplo disto obsérvase tamén na xurisprudencia do Tribunal Supremo; en concreto na Sentenza 508/2017, do 23 de marzo (recurso de casación n.º 878/2014). Esta resolución versa sobre o Plan hidrolóxico da Demarcación Hidrográfica do Júcar, aprobado polo Real decreto 595/2014, do 11 de xullo, que é o que substituíu ao aprobado a través do Real decreto 1664/1998, do 24 de xullo. Nela, o Alto Tribunal entendeu que o Plan hidrolóxico do Júcar infrinxía o principio de que quen contamina paga. O razoamento en que se baseaba estaba apoiado nun informe do Instituto de Enxeñaría da Auga e Medio Ambiente da Universidade Politécnica de Valencia, onde se recollía que as altas concentracións de nitrato rexistradas nas masas de auga subterráneas da bacía eran maioritariamente xeradas por usos agrícolas e gandeiros. A pesar diso, o custo da substitución da auga subterránea facíase recaer sobre os usuarios urbanos. Así, o Tribunal Supremo afirmou:

*En definitiva, faise recaer sobre os usuarios do fornecemento da auga o custo de substitución, antes citado, por razón da falta de*

*calidade das augas, cando o certo é que a orixe dese mal estado das augas non garda relación cos ditos usuarios. [...]*

*En definitiva, o principio de recuperación de custos non pode imporse a costa de vulnerar, ou simplemente deixar sen efecto, o principio de quen contamina paga, que é o que sucede no precepto impugnado.*

Por outra parte, estes preceptos débense aplicar seguindo criterios de transparencia. En cambio, o principio de recuperación de custos viuse matizado debido a que o artigo 111 *bis*, no seu punto terceiro, previu a posibilidade de que se tivesen en conta as consecuencias sociais, ambientais e económicas, así como as condicións xeográficas e climáticas de cada territorio, se iso non compromete os fins ou o logro dos obxectivos ambientais previstos. Estas excepcións deben motivarse no plan hidrolóxico de bacía.

De xeito consecuente co principio de que quen contamina paga, a Lei 62/2003 introduciu na Lei de augas o artigo 121 *bis*. Nel prevese que se unha Administración pública incumpre os obxectivos ambientais fixados na planificación hidrolóxica ou o deber de informar ao respecto e o Estado español é sancionado por este comportamento polas institucións europeas, este pódelle repercutir ás primeiras a parte das responsabilidades que lle correspondan nese incumprimento. Nestes casos a Lei de augas prevía a posibilidade de compensar o importe da sanción coas transferencias financeiras que a administración pública concreta reciba. Máis adiante, mediante o Real decreto lei 7/2013, do 28 de xuño, de medidas urxentes de natureza tributaria, orzamentaria e de fomento da investigación, o desenvolvemento e a innovación, esta disposición contida no artigo 121 *bis* do TRLA foi derogada.

Este réxime económico financeiro sufriu certos cambios con carácter posterior. Un exemplo disto atópase na Lei 15/2012, do 27 de decembro, de medidas fiscais para a sustentabilidade enerxética. Con esta norma estableceuse un novo canon ao uso das augas continentais para a súa explotación hidroeléctrica. Posteriormente, o Real decreto 198/2015, do 23 de marzo, desenvolveu o artigo 112 *bis* do TRLA e regulou o canon por utilización das augas continentais para a produción de enerxía eléctrica nas demarcacións intercomunitarias. Este canon volveu

variar de forma significativa especialmente a través da Lei 7/2022, de residuos e solos contaminados para unha economía circular.

Esta estrutura do réxime económico financeiro do uso da auga con que se tratou de dar cumprimento á DMA recibiu certas críticas. Un exemplo destas críticas atópase no informe presentado ante o Congreso dos Deputados por WWF España con data do 14 de novembro de 2017, titulado *¿Quién paga el agua? Una propuesta para la recuperación de costes*<sup>240</sup>. Nel exprésase que no referente á recuperación de custos a DMA aplicouse de xeito incorrecto e incompleto en España. Por ese motivo, avogan por un cambio nesta política e propoñen varias liñas de actuación. Estas trataban esencialmente de que se mellorase o cálculo dos custos, compartir de xeito transparente a información económica do uso da auga e distribuír máis eficientemente os recursos e os custos, procurando mellorar o estado dos ecosistemas acuáticos.

### 2.6.3. O mercado de augas

En relación co réxime económico financeiro do uso da auga atópase o que se coñece como mercado de augas. En España, especialmente nos anos noventa, tras a entrada en vigor da Lei de augas de 1985, debateuse moito –máis no aspecto teórico que no práctico– sobre a introdución dun mercado deste tipo<sup>241</sup>. Isto foi positivado finalmente na citada norma, pero desenvolvido en máis profundidade xa ao abeiro do texto refundido de 2001.

Un mercado de augas pódese definir como un mecanismo para vender ou arrendar dereitos de uso de auga, normalmente baixo o control da Administración pública. Esta definición encadra dous conceptos distintos dentro dela:

---

<sup>240</sup> WWF, *¿Quién paga el agua? Una propuesta para la recuperación de costes*, 2017, (en liña) [https://d80g3k8vowjyp.cloudfront.net/downloads/factsheet\\_recuperacioncostese spana\\_ed1.pdf](https://d80g3k8vowjyp.cloudfront.net/downloads/factsheet_recuperacioncostese spana_ed1.pdf) [consulta 9 de febreiro de 2023].

<sup>241</sup> Por exemplo en: SANZ RUBIALES, Í. e CARO-PATÓN CARMONA, I., «Los mercados artificiales de recursos naturales», *Libre mercado y protección ambiental: intervención y orientación ambiental de las actividades económicas*, SANZ LARRUGA, F. J., GARCÍA PÉREZ, M. e PERNAS GARCÍA, J. J. (dirs.), Instituto Nacional de Administración Pública, 2013, pp. 463-488.

- Un «mercado de augas» propiamente dito, onde se intercambia o dereito a acceder a este recurso, independentemente de que o titular vendedor sexa propietario do recurso ou concesionario.
- Un «mercado de dereitos sobre a propiedade da auga», onde se transfere a propiedade da auga, polo que os concesionarios de dereitos de uso non operan<sup>242</sup>.

Algúns teóricos, aínda que consideran que debe sufrir as menores intervencións públicas posibles, indican que non se trata dun mercado libre, senón que debe ser regulado. Isto explícase polo feito de que a Administración debe garantir o fornecemento a poboacións, a conservación do medio ambiente e o bo estado das augas, entre outros asuntos de interese xeral<sup>243</sup>.

Un argumento que se empregou frecuentemente a favor da súa introdución en España apoiábase na experiencia positiva noutros países como os Estados Unidos, Chile ou Australia, ademais de que mediante o mercado se conseguiría –todo nun plano teórico– uns aproveitamentos dos recursos hídricos máis eficientes. O primeiro achegamento á implantación dos mercados da auga foi a creación dos chamados centros de intercambio de dereitos de uso de auga, durante a seca que se produciu en 1991. Estes instrumentos de xestión administrativa estaban capacitados para facer ofertas públicas de adquisición de dereitos de uso de auga para cedelos posteriormente aos usuarios.

Isto, finalmente, foi positivado mediante a Lei 46/1999, do 13 de decembro, de modificación da Lei 29/1985, do 2 de agosto, de augas. Mediante esta norma regulouse un mercado de dereitos

---

<sup>242</sup> DE STEFANO, L., «Los mercados de agua y la conservación del medio ambiente: oportunidades y retos para su implantación en España», WWF-Spain Position Paper, 2005, pp. 1-2.

<sup>243</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e SATRE BECEIRO, M., «Los mercados del agua en España: una propuesta de reforma de la ley de aguas», *Ingeniería del Agua*, vol. 4, n.º 1, 1997, pp. 25-26.

Isto tamén se recolle en: NAREDO, J. M., «Lo público y lo privado, la planificación y el mercado, en la encrucijada actual de la gestión del agua en España», *Panel científico-técnico de seguimiento de la política de aguas*, Fundación Nova Cultura da Auga, Sevilla, en liña, <http://www.unizar.es/fnca>, 2008, pp. 2-4 [consulta 9 de agosto de 2018].

de augas<sup>244</sup> baseado en contratos de cesión de dereitos de uso de auga para subscribir entre usuarios, cun pequeno control administrativo<sup>245</sup>.

O que se introduciu a través da Lei 46/1999 foron dúas variedades ou opcións de mercado. Por un lado, existía a posibilidade de realizar o denominado como contrato de cesión de dereitos de uso da auga. Neste contrato a cesión producida é sempre de carácter temporal e a posición respecto á concesión da persoa que cede non se ve afectada. Por outro lado, existe a opción de levar a cabo vendas a través dos centros de intercambio de dereitos. Neste caso, os organismos de bacía poden realizar ofertas públicas de adquisición de dereitos de uso da auga para posteriormente cedelos a outros usuarios mediante o prezo que o propio organismo oferte. Ademais, segundo a EMBID, neste caso as cesións poden ser temporais ao centro ou definitivas, de xeito que a Administración pode recuperar os dereitos de uso da auga, non sendo estritamente necesario que ceda estes dereitos a terceiros<sup>246</sup>. Isto despois tamén se recolleu no artigo 72 do TRLA.

Posteriormente, producíronse certas modificacións por mor da seca producida en España entre os anos 2005 e 2008. Algunhas desas modificacións temporais perduraron posteriormente.

Ao comezo do dito período de seca promulgouse o Real decreto lei 15/2005, do 16 de decembro, de medidas urxentes para a regulación das transaccións de dereitos ao aproveitamento de auga. Este real decreto lei foi prorrogado anualmente até o Real decreto lei 14/2009, do 4 de decembro, polo que se adoptan medidas urxentes para paliar os efectos producidos pola seca en determinadas bacías hidrográficas. Esta norma estivo vixente até o 30 de novembro de 2010, data tras a cal se acabou este dereito excepcional, que se caracterizaba principalmente por:

---

<sup>244</sup> Ao seren as augas, maioritariamente, de dominio público, o único con que se pode comerciar é cos seus dereitos de uso, pero non coa súa propiedade. De feito, a Lei 46/1999 deixa fóra as augas de dominio privado.

<sup>245</sup> EMBID IRUJO, A., «El Derecho de Aguas del siglo XXI», *op. cit.*, pp. 87-88.

<sup>246</sup> EMBID IRUJO, A., «Marco legal de los mercados de agua en España», *Los mercados de agua en España: presente y perspectivas*, GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J. (coords.), Fundación Cajamar, Barcelona, 2016, p. 42.

- Ademais dos dereitos de uso froito dunha concesión, tamén se converteron en transferibles os denominados «dereitos ao uso de auga adscritos ás zonas regables de iniciativa pública cuxas dotacións brutas máximas figuren nos plans hidrolóxicos de bacía».
- Os dereitos das dúas partes que interviñan na transacción debíanse inscribir no Rexistro de Augas.
- No caso dos contrato de cesión de dereitos de uso de auga efectuados entre distintas bacías non resultaba necesario que aparecesen previstos no Plan hidrolóxico nacional nin na lei específica reguladora de cada transferencia (previamente, no artigo 72 do TRLA si se indicaba que isto era necesario).
- Varias infraestruturas estatais foron declaradas hábiles para transportar augas entre bacías.
- A competencia para autorizar os contratos é do director xeral da Auga, dependente do Ministerio de Medio Ambiente<sup>247</sup>.

Posteriormente, a disposición adicional cuarta da Lei 21/2013, do 9 de decembro, de avaliación ambiental, modificou o artigo 72 do TRLA para consagrar definitivamente dous dos cambios operados durante a seca comentada. En concreto, os consistentes na ausencia de previsión no Plan hidrolóxico nacional e na lei específica reguladora de cada transferencia para poder facer cesións de augas entre distintas bacías, e o consistente na posibilidade de empregar infraestruturas estatais para iso.

Do mesmo xeito, tamén se levou a cabo unha regulación específica para o ámbito do Alto Guadiana.

En cambio, a pesar de todo este desenvolvemento normativo, na práctica non se utilizaron demasiado os mercados de augas. Malia que non existen moitos estudos ao respecto, os xa levados a cabo indican que o número de usuarios e de transaccións levadas a cabo non foi demasiado elevado. Ademais, a maior parte destes movementos producíronse durante a seca que tivo lugar no

---

<sup>247</sup> EMBID IRUJO, A., «Marco legal de los mercados de agua en España», *op. cit.*, pp. 48-49.

período de 2005 a 2008, período este en que o volume de auga transferido si foi significativo<sup>248</sup>. Ademais, en períodos de tempo e zonas concretas –especialmente na zona mediterránea– tamén tiveron certa importancia os intercambios realizados fóra do control administrativo, que dan lugar ao coñecido como mercado informal<sup>249</sup>.

#### 2.6.4. Os caudais ecolóxicos

Ao expoñer o réxime normativo do dereito de augas e a súa afectación á industria hidroeléctrica resulta indispensable falar dos caudais ecolóxicos. Estes poden limitar e condicionar as explotacións hidroeléctricas e defínense como aqueles caudais mínimos para garantir o mantemento da flora e fauna nos ríos e que funcionan como unha restrición na explotación dos distintos usos. Na DMA indícase que este caudal ecolóxico debe manter o bo estado ecolóxico de todas as masas de auga, tanto superficiais como subterráneas. Mentres, o TRLA adopta este concepto no artigo 42.1 e indica que tales caudais deben ser fixados nos plans hidrolóxicos de bacía (artigo 59.7 do TRLA), trasladando así a esixencia.

Tal e como recorda a Sentenza do Tribunal Supremo do 21 de xaneiro de 2015 (recurso de casación n.º 278/2013), «na normativa hidráulica e instrumentos de planificación, a fixación deses caudais non será o único fin, pero si relevante». A mesma resolución engade que «o réxime de caudais ecolóxicos debe proporcionar condicións de hábitat adecuadas segundo as necesidades dos ecosistemas presentes e ofrecer un padrón temporal dos caudais que permita a existencia, como máximo, de cambios leves na estrutura e composición dos ecosistemas acuáticos e hábitat asociados e permita manter a integridade biolóxica do ecosistema». Por tanto, é esta integridade biolóxica do

---

<sup>248</sup> GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J., «Los mercados de agua y su implementación en España. Una introducción», *Los mercados de agua en España: presente y perspectivas*, GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J. (coords.), Fundación Cajamar, Barcelona, 2016, pp. 19-20.

<sup>249</sup> DE STEFANO, L. e HERNÁNDEZ-MORA, N., «Los mercados informales de agua en España: Una visión de conjunto», *Los mercados de agua en España: presente y perspectivas*, GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J. (coords.), Fundación Cajamar, Barcelona, 2016, p. 112 e ss.

ecosistema a que se trata de procurar. Ademais débese ter en conta que o réxime de caudais ecolóxicos se compón de caudais mínimos, máximos, a distribución temporal entre ambos os dous, caudais de crecida e taxas de cambio. Do mesmo xeito, debe sinalarse que se aprecia na xurisprudencia unha certa universalización destes caudais ecolóxicos<sup>250</sup> e a entendelos en sentido amplo<sup>251</sup>.

A aplicación dos caudais ecolóxicos ten un impacto económico claro nos aproveitamentos hidroeléctricos, posto que poden condicionar a cantidade de auga que é susceptible de aproveitamento. En cambio, a xurisprudencia, con carácter xeral, non está recoñecendo o dereito dos concesionarios a seren indemnizados pola aplicación de novos caudais ecolóxicos. Isto pódese observar, por exemplo, en resolucións tales como a Sentenza 202/2020 do Tribunal Superior de Xustiza de Galicia, do 17 de xuño (recurso contencioso-administrativo n.º 4117/2018), a Sentenza do Tribunal Superior de Xustiza de Madrid 532/2021, do 23 de setembro (procedemento n.º 717/2021) ou a Sentenza 681/2021 do Tribunal Superior de Xustiza de Asturias, do 29 de xuño (procedemento n.º 957/2019), entre outras. Esta xurisprudencia recoñece en abstracto a existencia da posibilidade de indemnización, pero nos casos que xulga considerou que esta non era máis que unha simple expectativa de perda de capacidade de produción de enerxía eléctrica por redución da cantidade de auga turbinable, pero que dado que non resultaba posible predicir os volumes de caudais futuros non se podía saber se existirían consecuencias económicas para a concesionaria nin a cantidade a que ascenderían en caso de producirse. Ao respecto, na disposición adicional única do novo Plan hidrolóxico de terceiro ciclo de Galicia-Costa establécese a obriga de que nas concesións e autorizacións se respecten os caudais ecolóxicos que sinala a

---

<sup>250</sup> Exemplo disto pode resultar a Sentenza do Tribunal Supremo 353/2019, do 18 de marzo (recurso de casación n.º 4437/2016), que aceptou a implantación de caudais ecolóxicos en masas de auga descontinuas (nese caso, ríos de tipo corga).

<sup>251</sup> MOLINA GIMÉNEZ, A., *Trasvases, medio ambiente y planificación hidrológica. Reflexiones a la luz del tercer ciclo de planificación (2022-2027)*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2023, pp. 33-49.



norma. Similares medidas obsérvanse nos demais plans hidrolóxicos.

Mentres, tal e como dispón o artigo 49 *quinquies* do RDPH, os concesionarios que no seu aproveitamento contén un encoro teñen a obriga de instalar e manter os sistemas de medición que garantan a información precisa sobre o mantemento dos caudais ecolóxicos debendo comunicarlle ao organismo de bacía coa periodicidade que este estableza, os caudais desencorados para o cumprimento do réxime de caudais ecolóxicos. Se o aproveitamento non conta con sistemas de regulación, a obriga é de instalar e manter sistemas de medición que garantan a información precisa sobre o mantemento dos caudais ecolóxicos nos puntos de captación.

Pola súa parte, no caso das novas centrais hidroeléctricas de carácter reversible que se prevén no PNIEC, estes caudais ecolóxicos tamén son unha cuestión relevante para ter en conta. En primeiro lugar, ao igual que sucede co resto das centrais hidroeléctricas, o mantemento dos caudais ecolóxicos condiciona dun modo relevante a economía da central reversible, posto que limitará tanto a auga que poida ser turbinable como a cantidade de auga que se pode desprazar nun momento determinado desde a presa augas abaixo á presa augas arriba.

No caso das centrais reversibles de bombeo puro ou *closed loop* cabe formularse a dúbida de se o réxime de caudais ecolóxicos afecta á presa externa ao río. Débese recordar que neste tipo de centrais unha das presas, normalmente a superior, se atopa fóra da canle fluvial. Neste caso, resultaría de aplicación o punto cuarto do artigo 49 *quáter* do RDPH que expresa que «o réxime de caudais ecolóxicos non será esixible se o encoro non recibe achegas naturais iguais ou superiores ao caudal ecolóxico fixado no correspondente plan hidrolóxico, quedando limitado nestes casos ao réxime de entradas naturais ao encoro. En cambio, o réxime de caudais ecolóxicos será esixible, sempre e en todo caso, cando exista unha lexislación prevalente como a aplicable en Rede Natura ou na Lista de Zonas Húmidas de Importancia Internacional de acordo co Convenio de Ramsar, do 2 de febreiro de 1971, en que se establece a prevalencia do caudal ecolóxico fronte ó uso. En todo caso, a

esixibilidade do cumprimento dos caudais manterase atendendo ao estado en que se encontren os ríos augas abaixo debido a situacións previas de estrés hídrico cando, a pesar de que cesase a achega natural augas arriba, se poidan facer achegas adicionais que proveñan de auga encorada que puidesen contribuír a mitigar tal estrés». As presas de bombeo puro non contan con achegas naturais de augas máis alá de chuvias e escoramentos, polo que a súa principal achega é a auga que se bombea da presa augas abaixo. Por iso, con base en cuestións, pódese entender que á presa superior non lle resulta esixible o réxime de caudais ecolóxicos. A pesar diso, de crearse a «lexislación prevalente» de que fala o RDPH si podería pasar a ser esixible.

Por outra parte, os puntos seis e sete do citado artigo 49 *quáter* do RDPH tamén dispoñen normas que resultan relevantes para a industria hidroeléctrica. O primeiro deles indica que os caudais de desencorar a pé de presa que se necesitasen liberar para manter o réxime de caudais ecolóxicos, poden ser obxecto de concesión para aproveitamento hidroeléctrico, na medida en que non varíen as características do réxime de caudais ecolóxicos augas abaixo da presa. Mentres, o punto sete concreta que os caudais desencorados para manter o réxime de caudais ecolóxicos deben ofrecer unhas condicións de calidade, e en especial de osixenación, que non poñan en risco os obxectivos ambientais da masa de auga superficial situada inmediatamente augas abaixo da presa que os libera por causa das operacións de liberación destes caudais. Por outra parte, a masa de auga que reciba os caudais ecolóxicos non debe rexistrar unha deterioración no seu estado ou potencial como consecuencia de recibir uns caudais ecolóxicos en peores condicións cualitativas que as de entrada ao encoro que os libera.

Dentro da planificación hidrolóxica de terceiro ciclo, a disposición adicional quinta do Real decreto 35/2023, do 24 de xaneiro, polo que se aproba a revisión dos plans hidrolóxicos das demarcacións hidrográficas do Cantábrico Occidental, Guadalquivir, Ceuta, Melilla, Segura e Júcar, e da parte española das demarcacións hidrográficas do Cantábrico Oriental, Miño-Sil, Duero, Texo, Guadiana e Ebro establece normas para casos de estados de emerxencia ou reposición do sistema eléctrico. Nela

indícase que en caso de que sexa necesario aplicar os procedementos de operación fixados para afrontar os estados de emerxencia ou de reposición do servizo e derivados da obriga de garantir a continuidade e seguridade da subministración eléctrica sinalada no artigo 30 da LSE e iso implique non poder respectar algún dos compoñentes do caudal ecolóxico, non se entenderá incumplido tal réxime de caudal ecolóxico, aínda que comporte a deterioración temporal do estado de determinadas masas de auga

Do mesmo modo, esta disposición transitoria sinala que o réxime de caudal ecolóxico tampouco se entende vulnerado polo feito de que o valor establecido para calquera das compoñentes do citado réxime non poida ser garantido por desconexións rápidas da rede que provoquen interrupcións do servizo no ámbito local, motivadas por puntas de produción en certas centrais hidroeléctricas debido a razóns técnicas que sexan excepcionais e non puidesen preverse razoablemente.

A pesar diso, nestes casos, unha vez superado o episodio crítico, se se produciu como consecuencia diso unha deterioración temporal do estado dalgunha masa de auga, o organismo de bacía, coa colaboración do operador do sistema e das empresas xeradoras involucradas nas unidades de xeración hidráulica implicadas no incidente, debe elaborar un informe xustificativo da aplicabilidade desta exención atendendo aos requisitos sinalados nos artigos 38 e 39 *ter* do RPH.

Outra compoñente a ter en conta dentro do réxime de caudais ecolóxicos é o das taxas de cambio. Este compoñente tamén resulta moi relevante desde o punto de vista da industria hidroeléctrica. Así, débese prestar especial atención na medida en que os aproveitamentos hidroeléctricos poderían vulnerala. Esta preocupación apréciase no artigo 39.1 do Plan hidrolóxico do Segura de terceiro ciclo, en que se indica que «nas solicitudes de concesión de aproveitamentos hidroeléctricos o solicitante deberá achegar un estudo xustificativo en que se acredite tanto a non afección ao réxime de caudais ecolóxicos do apéndice 6, como que a alteración hidrolóxica que se produza non supoña un empeoramento do estado das masas de auga afectadas. En particular, analizarase o efecto da máxima taxa de cambio que

permite a consecución do bo estado das augas e as medidas que se van implantar para que esta taxa de cambio non sexa superada na xestión ordinaria do aproveitamento. Tan só no caso de que a Confederación Hidrográfica do Segura considere suficientes as medidas previstas, e suficientemente xustificada ambientalmente a taxa de cambio máxima admisible, o aproveitamento hidroeléctrico poderá ser considerado viable e estes condicionantes serán recollidos na concesión administrativa».

Por outra banda, o novo Plan hidrolóxico de terceiro ciclo do Miño-Sil mostra unha especial atención a esta industria e, concretamente, ás centrais reversibles. Así, no artigo 10.2 sinala que as taxas de cambio, os caudais xeradores e os caudais máximos poderán non fixarse en solicitudes de centrais reversibles entre encoros existentes, sempre e cando non impidan os usos preexistentes. En cambio, os demais plans de terceiro ciclo non inclúen previsións similares.

Por último, débese sinalar que o TRLA no seu artigo 98 establece que nas concesións que outorguen os organismos de bacía estes poden esixir as medidas necesarias para facer compatible o aproveitamento co respecto do medio ambiente e garantir os caudais ecolóxicos ou demandas ambientais previstas na planificación hidrolóxica. A isto débense unir as potestades que o artigo 55.2 do TRLA outorga tamén a estes organismos de bacía. Estas, que se detallarán no seguinte apartado, consisten esencialmente en poder limitar con carácter temporal uso do dominio público hidráulico para garantir a súa explotación racional.

### **2.6.5. Outras reformas da Lei de augas**

Ademais das modificacións comentadas nos apartados anteriores, entre as que destacaban especialmente as levadas a cabo para adaptar a DMA á normativa interna española, o TRLA sufriu outras modificacións de menor ou maior calado até a actualidade.

En primeiro lugar, cómpre citar a Lei 24/2001, do 27 de decembro, de medidas fiscais, administrativas e da orde social. Esta modificou o artigo 132 do TRLA, que regulaba as sociedades cuxo obxecto social fose a construción, explotación ou execución de obras públicas hidráulicas. Nesta norma cambiouse o precepto

citado para que estas sociedades puidesen ter tamén por obxecto a adquisición de obras hidráulicas, públicas ou privadas, para a súa integración en sistemas hidráulicos.

A seguinte modificación aparece da man da Lei 16/2002, do 1 de xullo, de Prevención e Control Integrados da Contaminación. Esta norma, de marcado carácter ambiental, trata o tema das verteduras, modificando de forma puntual o artigo 105.2.a) do TRLA. Ademais, engade a disposición adicional décima e derroga o que a contraveña, en especial, no relativo ás autorizacións de verteduras ás augas continentais das bacías intracomunitarias, reguladas no TRLA.

De maior calado foi a Lei 11/2005, do 22 de xuño, pola que se modifica a Lei 10/2001, do 5 de xullo, do Plan hidrolóxico nacional. Esta, como se indicou en apartados anteriores, apartou definitivamente do Plan hidrolóxico nacional a idea de realizar o transvase do Ebro.

Pola súa banda, en 2007 publicouse o Real decreto lei 4/2007, do 13 de abril, e a Lei 42/2007, do 13 de decembro, de patrimonio natural e da biodiversidade. A primeira destas normas tiña orixe na Sentenza do Tribunal Supremo do 18 de outubro de 2006 (recurso contencioso-administrativo n.º 115/2004), que declarou a nulidade do último inciso do artigo 245.2 do Regulamento do dominio público hidráulico, que dispuña que a competencia para emitir as autorizacións relativas a verteduras indirectas a augas superficiais correspondía ao órgano autonómico ou local competente. Así, nesta norma régúlase novamente a autorización de verteduras, neste caso a favor da Administración hidráulica competente, con algunhas excepcións. Mentres, a Lei 42/2007 modificou o artigo 13, referente á desalgación de augas, e o 19, relativo ao Consello Nacional da Auga, onde se lle outorgou tamén representación ás organizacións sindicais e empresariais máis representativas no ámbito estatal e a entidades sen ánimo de lucro que teñan por obxecto a defensa de intereses ambientais. Antes desta norma xa contaban con representación as administracións estatal, autonómica e local, os organismos de bacía e as organizacións profesionais e económicas máis representativas de ámbito estatal relacionadas cos distintos usos da auga.

Continuando coa evolución do TRLA, aparece a Lei 25/2009, do 22 de decembro, de modificación de diversas leis para a súa adaptación á Lei sobre o libre acceso ás actividades de servizos e ao seu exercicio. Esta norma modifica os artigos 51, 78 e 116.3 do TRLA e introduce expresamente a figura da declaración responsable, especialmente, para a navegación.

Posteriormente, introduciuse outra pequena variación a través do Real decreto lei 8/2011, do 1 de xullo, de medidas de apoio aos debedores hipotecarios, de control do gasto público e cancelación de débedas con empresas e autónomos contraídas polas entidades locais, de fomento da actividade empresarial e impulso da rehabilitación e da simplificación administrativa. Así e todo é curioso que se introduciuse un cambio no TRLA cunha norma con, aparentemente, outro propósito, malia que só afectou moi lixeiramente ao artigo 25, que versa sobre a colaboración entre os organismos de bacía e as comunidades autónomas.

Tamén de xeito leve, o Real decreto lei 12/2011, do 26 de agosto, polo que se modifica a Lei 1/2000, do 7 de xaneiro, de axuízamento civil, para a aplicación do Convenio internacional sobre o embargo preventivo de buques, e se regulan competencias autonómicas en materia de policía de dominio público hidráulico introduciu unha disposición adicional décimo cuarta coa finalidade de conferir ás comunidades autónomas que o dispuxesen nos seus estatutos de autonomía o exercicio da competencia executiva sobre as facultades de policía de dominio público hidráulico dentro do seu ámbito territorial. En cambio, esta disposición adicional foi posteriormente declarada inconstitucional e nula pola Sentenza do Tribunal Constitucional 196/2015 do 24 de setembro (recurso de inconstitucionalidade n.º 6363/2011).

Pola súa parte, o Real decreto lei 17/2012, do 4 de maio, e a Lei 11/2012, do 19 de decembro, de medidas urxentes en materia de medio ambiente, teñen incidencia na regulación medioambiental do TRLA. Estas reforzan a potestade sancionadora en materia de augas e incorporan ao TRLA os criterios xerais de valoración do dano causado no dominio público hidráulico, determinantes para cualificar a infracción e introducen novamente unha disposición adicional décimo cuarta e tamén a décimo quinta. En cambio, estas

dúas normas recibiron críticas por parte da doutrina. A primeira delas, porque é susceptible de crear un efecto contrario ao que, teoricamente persegue (a protección ambiental). Isto débese, sobre todo, á flexibilización das actuacións públicas, dando entrada a unha maior discrecionalidade da Administración en temas tales como a variación das excepcións na recuperación dos custos dos servizos relacionados cos usos da auga, que o artigo 111 *bis* do TRLA prevé. No caso da Lei 11/2012 criticáse que, pese a ser unha lei medioambiental, non inclúe os condicionantes e factores ecolóxicos que, en teoría, pretende protexer<sup>252</sup>. Outros autores indican que neste caso se trata dun simple cambio de estilo da normativa, que non posúe gran relevancia máis alá do feito de que, onde antes se entendía que existía unha encargada ao planificador para dispor as excepcións ao principio de recuperación dos custos, agora se refire sen máis á administración competente, para indicar a necesidade da realización dun informe por parte do organismo de bacía<sup>253</sup>.

Outro cambio do texto do TRLA foi introducido a través do Real decreto lei 10/2017, do 9 de xuño, e da Lei 1/2018, do 6 de marzo, polos que se adoptan medidas urxentes para paliar os efectos producidos pola seca en determinadas bacías hidrográficas. Estas normas, como no seu nome se indica, xorden pola seca producida en 2017, tratando de combater os seus efectos. En concreto modifican o artigo 112 *bis* do TRLA, variando a base imponible e o canon das instalacións hidroeléctricas. Tamén se engadiron outras medidas –aínda que non varían directamente o TRLA–, tales como a creación dun Fondo Extraordinario de loita contra a seca ou a introdución de excepcións relativas á dispoñibilidade de auga.

Posteriormente, a través do Real decreto lei 17/2019, do 22 de novembro, polo que se adoptan medidas urxentes para a

---

<sup>252</sup> MELLADO RUIZ, L., «Reformas pendientes de la administración y del régimen jurídico del agua en Portugal y España: distribución competencial, integración de planes y corresponsabilización de los agentes sociales», *VIII Congreso Ibérico de Gestión e Planeamento da Água*, 2013, pp. 127-128.

<sup>253</sup> JIMÉNEZ COMPAIRED, I., «La evolución del régimen económico-financiero: contribuyentes y usuarios en la política hídrica», *Treinta años de la Ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2016, p. 151.

necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan ao sistema eléctrico e polo que se da resposta ao proceso de cese de actividade de centrais térmicas de xeración, engadiuse ao TRLA a disposición adicional décimo sexta do TRLA. Nesa norma indícase que cando se extinga unha concesión de augas debido ao peche de centrais térmicas ou nucleares que as utilicen como refrixeración as augas destinadas a ese uso poderanse destinar a outros. Para ese outorgamento deberanse ponderar criterios económicos, sociais e medioambientais.

Após isto, por medio da Lei 11/2020, do 30 de decembro, de orzamentos xerais do Estado para o ano 2021, modificáronse os artigos 30.2.c), correspondente ás funcións do presidente do Organismo de bacía, o 113.3, cambiando así a forma de fixar o canon hidráulico e o 114.7, relativo á forma de practicar as liquidacións deste canon. Os artigos 113.3 e 114.7 do TRLA foron modificados de novo a través do Real decreto lei 12/2021, do 24 de xuño e a Lei 4/2022, do 25 de febreiro de 2022, no caso do primeiro precepto e a través do Real decreto lei 1/2021, do 19 de xaneiro, no segundo.

Mentres, a través do Real decreto lei 17/2021, do 14 de setembro, de medidas urxentes para mitigar o impacto da escalada de prezos do gas natural nos mercados retalistas de gas e electricidade modificouse o artigo 55.2 do TRLA. Esta modificación resulta significativa para o ámbito hidroeléctrico, posto que o precepto permite que o organismo de bacía condicione ou limite o uso do dominio público hidráulico con carácter temporal para garantir o seu uso racional. Ademais, indica que «cando por iso se ocasione unha modificación de caudais que xere prexuízos a uns aproveitamentos en favor doutros, os titulares beneficiados deberán satisfacer a oportuna indemnización, correspondendo ao organismo de bacía, en defecto de acordo entre as partes, a determinación da súa contía».

O artigo, logo da reforma, expresa que a garantía de explotación racional do dominio público hidráulico ten como finalidade a protección e mellora a calidade da vida, así como a defensa e restauración do medio ambiente, facendo mención expresa do artigo 45.2 da Constitución. Para iso, o precepto



establece que nos encoros cunha capacidade superior aos 50 hectómetros cúbicos, que non teñan como finalidade principal o abastecemento, o regadío e outros usos agropecuarios, se as reservas de auga encorada e a predición estacional o aconsellan, o organismo de bacía pode fixar ao inicio de cada ano hidrolóxico:

- Un réxime mínimo e máximo de caudais medios mensuais que se van desencorar para situacións de normalidade hidrolóxica e de seca prolongada.
- Un réxime de volumes mínimos de reservas encoradas para cada mes.
- A reserva mensual mínima que debe permanecer almacenada no encoro para evitar efectos non desexados de carácter ambiental sobre a fauna e a flora do encoro e das masas de auga con el asociadas.

Por outro lado, o precepto prevé que se a situación é de normalidade hidrolóxica a fixación destes réximes de caudais e de reservas encoradas debe permitir o exercicio dos usos comúns que se fixan no artigo 50 do TRLA. Ademais, tamén se dispón que se procurará que a explotación racional resulte compatible co desenvolvemento das actividades económicas sustentables ligadas á dinamización dos municipios da ribeira, seguindo a orde de preferencia de usos que se estableza no plan hidrolóxico da bacía correspondente. Finalmente, esta nova redacción prevé que no procedemento para levar a efecto estas medidas o organismo de bacía debe dar audiencia en todo caso ao concesionario, aos órganos competentes en materia de pesca fluvial da comunidade autónoma correspondente e aos municipios da ribeira do encoro.

Con carácter máis recente, o Real decreto lei 6/2022, do 29 de marzo, polo que se adoptan medidas urxentes no marco do Plan nacional de resposta ás consecuencias económicas e sociais da guerra en Ucraína, modificáronse os artigos 112 e 122. O primeiro destes artigos introduce novas previsións respecto ao canon hidráulico, mentres que no segundo determínanse unha serie de cuestións respecto ao concepto de obra hidráulica que se regula nel. Ademais, e engádese o artigo 77 *bis*, a través do cal se regula a posibilidade de instalación de plantas fotovoltaicas flotantes no

dominio público hidráulico, e tamén unha disposición adicional décimo sétima, que tamén trata sobre a fotovoltaica flotante; en concreto sobre a que se pretenda instalar en canles ou outras obras hidráulicas de titularidade da Administración xeral do Estado ou dos organismos de bacía.

Finalmente, por medio da Lei 7/2022, do 8 de abril, de residuos e solos contaminados para unha economía circular, operou a última reforma do TRLA, concretamente, a través da súa disposición final segunda modificouse o artigo 112 *bis* do TRLA, referente ao canon pola produción de enerxía eléctrica, producindo unha reactivación deste.

Toda esta evolución normativa implicou que o dereito de augas existente na actualidade estea moi focalizado na protección medioambiental do recurso e os ecosistemas con que se relaciona e, cada vez máis, nos novos condicionantes que impón o cambio climático. Ademais, a xestión por bacía segue a ser o método básico usado para a planificación hidrolóxica. Pese a todo, en palabras do teórico sobre a economía da auga e deputado das Cortes ARROJO AGUDO, é necesario cambiar a concepción da auga como un simple recurso e que cada vez adquira máis peso a sustentabilidade<sup>254</sup>. De feito, con respecto a isto, aínda queda un importante camiño por recorrer e as sentenzas condenatorias ao Estado español por parte do Tribunal de Xustiza da Unión Europea por incumprimentos na normativa de augas non deixan de ser un recordatorio relevante de que se debe avanzar máis na lexislación deste sector para, como mínimo, acadar os obxectivos europeos.

Con respecto á regulación existente neste momento, parte da doutrina, dentro da cal cabe salientarmos o profesor EMBID IRUJO, ve a Lei de augas actual como unha normativa con múltiples defectos para o estado que presenta hoxe en día o sector, polo que considera que debe ser substituída por unha nova norma. O que este teórico bota en falta é unha axeitada transposición da DMA, de acordo cos principios xurídicos do dereito nacional interno, xa que considera que a feita a través da Lei 62/2003 simplemente foi a

---

<sup>254</sup> ARROJO AGUDO, P., «Lo público y lo privado en la gestión del agua», *VIII Congreso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, p. 29.

reproducción do teor literal da Directiva, pero sen adaptala ás características xurídicas nacionais. Ademais, sostén que sería unha boa oportunidade para resolver as cuestións de repartición de poder entre os distintos órganos administrativos, o que hoxe é unha importante fonte de tensións. Por último, o profesor EMBID IRUJO tamén destaca a necesidade de reformar a regulación das augas subterráneas<sup>255</sup>.

Estas reflexións tamén foron sostidas por outros xuristas tales como HERNÁNDEZ-MORA, que opina que igual que a Lei de augas de 1985 serviu para adaptar a normativa sectorial ao novo contexto político – económico democrático, debido a aprobación da DMA resulta imperiosa a necesidade dunha nova Lei de augas. Esta debería realizar unha profunda transformación dos obxectivos, procedementos e metodoloxías existentes actualmente no dereito de augas<sup>256</sup>.

Por outra parte, a normativa de augas interna tamén se pode ver afectada por acordos efectuados no ámbito internacional. Isto, ademais de nos casos específicos das demarcacións hidrográficas que ocupan o territorio de varios países<sup>257</sup>, adquire especial relevancia no aspecto ambiental da lexislación. Malia que, na actualidade, aínda non existe ningún importante tratado ao respecto, este tema está a adquirir cada vez unha importancia maior, como se

---

<sup>255</sup> EMBID IRUJO, A., «La política de aguas y su marco jurídico», *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental*, n.º 14, 2008, pp. 26-27.

<sup>256</sup> HERNÁNDEZ-MORA, N., «Una evaluación de 30 Años de la Ley de Aguas en España: perspectiva ciudadana de algunos aspectos relacionados con los avances en la implementación de la Directiva Marco del Agua», *Treinta años de la Ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra 2016, p. 333.

<sup>257</sup> No caso do Estado español pódense citar acordos tales como o Convenio do 16 de xullo de 1964 con Portugal co obxecto de regular o aproveitamento hidroeléctrico dos tramos internacionais do río Douro e os seus afluentes; o Convenio do 12 de febreiro de 1976 con Portugal para regular o uso e o aproveitamento hidráulico dos tramos internacionais dos ríos Miño, Limia, Texo, Guadiana e Chanza e os seus afluentes; o Convenio sobre cooperación para a protección e o aproveitamento sostible das augas das bacías hidrográficas hispano-portuguesas, feito *ad referendum* na Albufeira o 30 de novembro de 1998, do que o último protocolo de revisión foi subscrito o 4 de abril de 2008; ou o Acordo administrativo entre España e Francia sobre xestión da auga, firmado en Toulouse o 15 de febreiro de 2006.

observa co Acordo de París adoptado o 12 de decembro de 2015. Ademais, tamén a cada paso aparecen máis voces que avogan por unha normativa de augas transfronteiriza<sup>258</sup>.

Por último, como se pode observar con facilidade, resulta necesario indicar que neste apartado non se entrou a analizar moi profundamente as modalidades de usos e explotación dos recursos hídricos, en especial as concesión que centran esta tese. Esta omisión débese a que serán obxecto específico de estudo no capítulo terceiro.

## **2.7. O dereito de augas en Galicia**

### **2.7.1. A normativa galega de augas**

A normativa de augas en Galicia está afectada, en maior ou menor medida, polas normas estatais e comunitarias descritas. Ademais, a Comunidade tamén posúe lexitimación autonómica para crear unhas normas propias, tal e como recolle o seu Estatuto de autonomía, aprobado a través da Lei orgánica 1/1981, do 6 de abril. Esta normativa autonómica desenvolve e complementa as normas comunitarias e nacionais e trata situacións que non aparecen reguladas nelas. A base desta lexislación atópase nas competencias de primeiro e segundo grao que os artigos 27 e 28 do Estatuto de autonomía, respectivamente, lle atribúen a Galicia.

No artigo 27 regúlanse as competencias que lle corresponden a Galicia en exclusiva (competencias exclusivas de primeiro grao). Dentro destas, as que teñen relación de xeito máis ou menos directo co dereito de augas son as seguintes:

- Ordenación do territorio e do litoral, urbanismo e vivenda.
- Conservación, modificación e desenvolvemento das institucións do dereito civil galego, dentro das cales se atopan varias relacionadas cos aproveitamentos hidráulicos.

---

<sup>258</sup> SALINAS ALCEGA, S., «Adaptación a los impactos del cambio climático en los recursos hídricos transfronterizos: Respuestas desde el Derecho internacional y europeo», *Treinta años de la Ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra 2016, pp. 200-201.

- Obras públicas que non teñan a cualificación legal de interese xeral do Estado, e a súa execución ou explotación non afecte a outra comunidade autónoma. Isto inclúe determinadas obras hidráulicas.
- Aproveitamentos hidráulicos, canais e regadíos cando as augas discorran integramente dentro do territorio da Comunidade, sen prexuízo do disposto no artigo 149.1.22 da Constitución.
- Instalacións de produción, distribución e transporte de enerxía eléctrica, cando este transporte non saia do seu territorio e o seu aproveitamento non afecte a outra provincia ou comunidade autónoma, sen prexuízo do disposto no artigo 149.1.22 e 25 da Constitución. Isto afecta directamente aos aproveitamentos hidroeléctricos.
- As augas minerais e termais. As augas subterráneas, sen prexuízo do disposto no artigo 149.1.22 da Constitución e no número 7 deste artigo 27.
- A pesca nas rías e demais augas interiores, o marisqueo, a acuicultura, a caza, a pesca fluvial e lacustre.
- Normas adicionais sobre protección do medio ambiente e da paisaxe nos termos do artigo 149.1.23.

No relativo ás competencias de desenvolvemento lexislativo e a execución da lexislación do Estado –competencias compartidas de primeiro nivel– recollidas no artigo 28 do Estatuto de autonomía de Galicia, en relación co dereito de augas pódense salientar os seguintes puntos:

- Expropiación forzosa, contratos e concesións administrativas no ámbito das competencias propias da Comunidade Autónoma. Isto é especialmente relevante no ámbito hidroeléctrico, xa que para as obras hidráulicas en ocasións realízanse expropiacións forzosas e, habitualmente, explótanse en réxime de concesión.
- Réxime mineiro e enerxético.

Pola súa parte, o artigo 29 do Estatuto de autonomía sinala que Galicia posúe a competencia de execución da lexislación estatal

en materia de verteduras industriais e contaminantes nas augas territoriais do Estado correspondentes ao litoral galego.

Por último, no artigo 33.1 indícase que lle corresponde a Galicia «o desenvolvemento lexislativo e a execución da lexislación básica do Estado en materia de sanidade interior». Isto atopa a súa relación coa lexislación de augas no saneamento e control sanitario destas.

As competencias enumeradas foron asumidas a través do traspaso efectuado mediante distintas normas. Destas, as principais foron o Real decreto 1870/1985, do 11 de setembro, sobre traspaso de funcións e servizos da Administración do Estado á Comunidade Autónoma de Galicia, en materia de fornecemento de auga, saneamento, condución e defensa de marxes; o Real decreto 2792/1986, do 30 de decembro, sobre traspaso de funcións e servizos da Administración do Estado á Comunidade Autónoma de Galicia en materia de obras hidráulicas; e o Real decreto 659/1985, do 17 de abril, sobre traspaso de funcións e servizos da Administración do Estado á Comunidade Autónoma de Galicia en materia de ordenación do litoral e verteduras ao mar<sup>259</sup>.

Outro aspecto relevante do dereito de augas de Galicia encóntrase nas demarcacións hidrográficas que ocupan os terreos da Comunidade. Estas son as demarcacións hidrográficas de Galicia-Costa, do Miño-Sil, do Douro e do Cantábrico. A primeira é a única demarcación intracomunitaria galega. Isto implica que as competencias relacionadas con ela pertencen á Comunidade Autónoma de Galicia. Non é este o caso das outras tres demarcacións, xa que ocupan máis comunidades autónomas chegando incluso a transitar por zonas non pertencentes ao Estado español. Por ese motivo as súas competencias son estatais e para a súa regulación precisáronse tamén tratados internacionais.

Centrándonos nas augas intracomunitarias de Galicia, nun primeiro momento, a súa xestión regulábase a través da Lei 8/1993, do 23 de xuño, reguladora da Administración hidráulica de Galicia. En cambio, na actualidade, esta norma foi derogada pola Lei

---

<sup>259</sup> SANZ LARRUGA, F. J., «El régimen jurídico de las aguas de Galicia», *Máster en Enxeñería da Auga*, Universidade da Coruña, 2006, pp. 13-14.

9/2010, do 4 de novembro, de augas de Galicia (LAG, en diante). Un dos principais motivos deste cambio legislativo atópase nas variacións normativas levadas a cabo a niveis nacionais e supranacionais, especialmente no relativo a asuntos medioambientais.

En canto ao obxecto da LAG, aparece indicado no seu artigo 1 do seguinte xeito:

*a) Ordenar as competencias da Comunidade Autónoma de Galicia e dos entes locais galegos en materia de auga e obras hidráulicas.*

*b) Regular a organización e funcionamento da Administración hidráulica de Galicia.*

*c) Ordenar o ciclo integral da auga de uso urbano e establecer as bases para unha xestión eficiente dos servizos de fornecemento, saneamento e depuración.*

*d) Regular as bases do exercicio da planificación hidrolóxica en Galicia.*

*e) Establecer o réxime económico-financeiro da auga en Galicia ao obxecto de preservar, protexer e mellorar o recurso e o medio hídrico.*

*f) Regular o réxime de infraccións e sancións.*

Mentres, os principios seguidos por esta norma son similares aos recollidos ao longo do TRLA nacional, en especial no artigo 14. Así, no artigo 3 indícanse que figuran entre eles:

– A utilización sostible e racional do recurso e a preocupación polo medio ambiente e os ecosistemas acuáticos. Este aparece en primeiro lugar, en consonancia coa importancia alcanzada por estas materias medioambientais no ámbito do dereito de augas comunitario.

– A compatibilidade da xestión pública da auga coa ordenación do territorio, a actividade económica, a conservación e a protección do medio ambiente.

– A unidade de xestión e planificación da demarcación hidrográfica.

- A participación dos usuarios baixo criterios de transparencia e información ao público en xeral. Este tamén é un dos puntos en que incidía a DMA e que a lexislación galega acolle.
- A garantía da calidade do abastecemento de auga urbana e da eficacia na prestación dos servizos públicos de fornecemento, saneamento e depuración.
- A recuperación dos custes dos servizos relacionados coa auga, incluídos os medioambientais, onde se aprecia de novo a influencia da DMA.
- A solidariedade territorial nos investimentos en infraestruturas e a equidade social nas políticas das tarifas na prestación dos servizos da auga.
- A coordinación e cooperación entre as administracións públicas con competencias en materia de auga e obras hidráulicas. Esta repartición de competencias entre as diferentes administracións públicas de Galicia en materia de infraestruturas hidráulicas é unha das principais novidades introducidas pola LAG. Para a consecución destes obxectivos os artigos 4 e 5 LAG catalogan, respectivamente, as funcións que corresponden á Administración hidráulica autonómica e ás administracións locais. Pero a LAG non se limita a relacionar as mencionadas competencias dun xeito xeral, senón que no seu título III trata e describe polo miúdo a intervención dunha e doutra Administración nas materias de abastecemento de auga, e de saneamento e depuración de augas residuais.

Pola súa parte, o artigo 3 da LAG tamén introduce unha serie de obxectivos medioambientais que, de novo, reflicte o influxo da DMA. Estes son:

- Alcanzar un uso racional e respectuoso co medio ambiente, que asegure a longo prazo o abastecemento de auga en bo estado, de acordo co principio de prudencia e tendo en conta os efectos dos ciclos das secas e as previsións sobre o cambio climático.



- Previr a deterioración do estado das masas de augas e restauralas, se fose necesario, para conseguir que se atopen nun bo estado ecolóxico.
- Reducir progresivamente a contaminación procedente de verteduras ou usos que prexudiquen a calidade das augas.
- Compatibilizar a xestión dos recursos naturais coa salvagarda da calidade das masas de auga e dos ecosistemas acuáticos.

Mediante a LAG tamén se crea<sup>260</sup> e regula a entidade de dereito público empresarial coñecida como Augas de Galicia, chave na xestión das augas de competencia galega. A devandita entidade conta personalidade xurídica propia e plena capacidade de obrar para o cumprimento das súas funcións e está adscrita á consellería competente en materia de augas.

Ademais, tal e como dispón o artigo 11 da LAG, este ente posúe as seguintes competencias:

- No ámbito da xestión das bacías intracomunitarias, as competencias dun organismo de bacía.
- No ámbito das bacías intercomunitarias, a participación na planificación hidrolóxica –aínda que é competencia estatal–, así como a representación da Comunidade Autónoma de Galicia nos organismos de bacía do Estado.
- No ámbito das obras hidráulicas:
  - A planificación, programación, proxecto, construción e explotación de obras hidráulicas declaradas de interese da Comunidade Autónoma de Galicia polo Consello da Xunta.
  - A promoción ante a Administración estatal da declaración de obras de interese xeral.

---

<sup>260</sup> Pese a que a norma utiliza textualmente o verbo crear, o certo é que o organismo coñecido como Augas de Galicia xa existía con carácter previo á LAG (a Lei 8/1993 xa o consideraba como un elemento central dentro do esquema organizativo da Administración hidráulica galega), aínda que a través desta lei a súa regulación varía.

- A redacción de proxectos, construción e explotación de obras de interese xeral do Estado nas condicións que se fixen.
  - A participación na construción e explotación das obras hidráulicas de competencia das entidades locais galegas.
- No ámbito da planificación territorial e urbanística, a obriga de que se someta a informe deste organismo os instrumentos de ordenación territorial e os plans xerais de ordenación municipal, así como os plans parciais e especiais con determinadas especificidades.
- No ámbito do fornecemento e saneamento de augas:
- A ordenación dos servizos de fornecemento e saneamento en alta.
  - A elaboración dos plans xerais galegos de fornecemento e saneamento.
  - A promoción da constitución de consorcios e mancomunidades para a mellor prestación dos servizos de fornecemento e saneamento.
- No ámbito das verteduras:
- A autorización e control das verteduras de augas urbanas ou industriais ao dominio público hidráulico.
  - A autorización das obras e instalacións de verteduras desde terra ás augas do litoral galego e o exercicio das funcións de policía sobre tales verteduras.
- A elaboración e proposta das normas necesarias para desenvolver a LAG.
- No ámbito tributario, actúa como suxeito activo con relación á aplicación dos tributos en materia de augas.

Respecto a esta entidade débese sinalar tamén que o seu Estatuto foi aprobado posteriormente mediante o Decreto 32/2012, do 12 de xaneiro. Nel indícase que dentro do Consello Reitor de Augas de Galicia, que é o órgano colexiado de goberno<sup>261</sup> e está composto por 27 persoas,

---

<sup>261</sup> As súas funcións aparecen detalladas no artigo 9 deste decreto.

dous vogais actuarán en representación dos aproveitamentos hidroeléctricos. Dentro destes, un debe ser proposto de entre as tres empresas produtoras de enerxía hidroeléctrica con maior capacidade de produción na demarcación hidrográfica de Galicia-Costa e o outro de entre o resto de empresas produtoras de enerxía hidroeléctrica.

Mentres, noutro órgano de Augas de Galicia en que os produtores de enerxía hidroeléctrica posúen participación é no Consello para o Uso Sustentable da Auga. Este é un órgano de participación das distintas entidades públicas e privadas con competencias e intereses vinculados á auga, así como da cidadanía galega. Dentro dos 32 vogais deste consello, catro deles son representantes dos usuarios industriais da auga, dos cales dous corresponderán aos aproveitamentos hidroeléctricos, propostos polas súas asociacións e organizacións máis representativas.

O último dos órganos que estruturan Augas de Galicia en que os produtores de enerxía hidroeléctrica posúen representación é nas Comisións de Desaugamento. Nestas comisións, que existe unha por cada zona hidrográfica<sup>262</sup>, están representados os usuarios afectados con dereitos inscritos ou en trámite de inscrición no Rexistro de Augas. Dentro desta representación cada empresa produtora de enerxía eléctrica con potencia hidroeléctrica instalada superior a 100 000 kVA designará un representante. Xa que logo, pódese observar que os produtores de enerxía hidroeléctrica – especialmente os grandes produtores– non son alleos á toma de decisións producida dentro de varios dos órganos máis importantes de Augas de Galicia.

---

<sup>262</sup> As zonas hidrográficas que describe o Decreto 32/2012 son estas:

- Zona Hidrográfica de Galicia-Norte: componse das bacías dos ríos intracomunitarios vertentes ao mar Cantábrico, e as do océano Atlántico até a bacía do río Grande, esta incluída.
- Zona Hidrográfica de Galicia-Centro: abrangue as bacías dos ríos intracomunitarios vertentes ao océano Atlántico, entre a Zona Hidrográfica de Galicia-Norte e até a bacía do río Ulla, esta incluída.
- Zona Hidrográfica de Galicia-Sur: inclúe as bacías dos ríos intracomunitarios vertentes ao océano Atlántico, entre a Zona Hidrográfica de Galicia-Centro e até a desembocadura do río Miño.

Volvendo á LAG, nesta tamén se atopan preocupacións medioambientais, como xa se indicou previamente. Neste ámbito pártese do mal estado das augas continentais galegas. Isto resulta especialmente palpable no caso dos ríos, en que se aprecia unha elevada contaminación por mor da realización de verteduras froito de actividades industriais, agrícolas e incluso domésticas, así como do elevado número de presas existentes<sup>263</sup>. Na procura de reverter esta situación ditáronse dúas normas para desenvolver os preceptos da LAG.

Por un lado, está o Decreto 136/2012, do 31 de maio, polo que se aproba o Regulamento do canon da auga e do coeficiente de vertedura a sistemas públicos de depuración de augas residuais. Esta norma pretende a recuperación de custos dos servizos relacionados coa auga desenvolvendo na normativa galega o principio comunitario de que quen contamina paga. O Decreto xerou bastante polémica social. De feito, xa antes da súa entrada en vigor chegouse a indicar que coa introdución do canon da auga na LAG se estaba a facer toda unha privatización deste recurso<sup>264</sup>. Posteriormente, coa redacción do Decreto 136/2012, as protestas centráronse, en especial, como indica NOGUEIRA LÓPEZ, no relativo ás actividades agrícolas e gandeiras e aos usos dificilmente medibles tales como os que se dan nas zonas rurais. Aquí, moitas das augas empregadas carecen de sistemas de depuración –tal é o caso das extraídas de pozos, por exemplo–, polo que o usuario non consideraba que existise un verdadeiro servizo polo que se debera pagar. Para resolver isto, o Decreto dispuxo no seu artigo 10 que os usos agrícolas, forestais e gandeiros non estarían suxeitos ao canon da auga sempre e cando non contaminasen, ao tempo que dispuxo tamén unha presunción de non contaminación até que non exista proba en contrario<sup>265</sup>.

---

<sup>263</sup> NOGUEIRA LÓPEZ, A., «Evolución e deficiencias do dereito ambiental en Galicia», *Análisis y reflexiones sobre el Derecho Ambiental en Galicia: Jornadas sobre la situación actual y nuevas perspectivas del Derecho Ambiental en Galicia (CEIDA, 26 de noviembre 2008)*, 2009, p. 74.

<sup>264</sup> LEDO REGAL, T., «Da privatización da auga en Galiza», *Revista Irimia*, ano XXXI, n.º 827, 2011, pp. 8-10.

<sup>265</sup> NOGUEIRA LÓPEZ, A., «Derecho y políticas ambientales en Galicia (segundo semestre 2012). Montes, augas, vuelta atrás en la planificación de residuos y un

O Decreto, respecto aos usos de produción de enerxía hidroeléctrica, reafirma o canon xa establecido no artigo 57 LAG. Este volveu a ser modificado pola Lei 1/2022, do 12 de xullo, de mellora da xestión do ciclo integral da auga. Tras esta última reforma, pasouse a estruturar do seguinte xeito: consta dunha parte fixa e outra variable. A parte fixa é de 2,57 € por contribuínte e mes. Mentres, a variable será de 0,00041 €/kWh para o turbinado directo de auga para a produción hidroeléctrica e de nas instalacións de bombeo será de 0,000103 €/m<sup>3</sup> de auga bombeado desde o dominio público hidráulico até o encoro.

Por outro lado, no ámbito do dereito de augas galego tamén se debe mencionar o Decreto 141/2012, do 21 de xuño, polo que se aproba o Regulamento marco do Servizo Público de Saneamento e Depuración de Augas Residuais de Galicia. Nesta norma, tal e como se indica nas súas disposicións xerais, «regúlase a protección das instalacións de saneamento e depuración, a definición das verteduras prohibidas e toleradas e a obriga de someter a tratamento previo aquelas que non acaden os límites fixados; a obriga de obter permiso previo para as verteduras de natureza non doméstica, así como o procedemento e contido do dito permiso; réxime de situacións de emerxencia, de verteduras accidentais e de verteduras mediante camións cisterna; e o réxime de inspeccións, tomas de mostra e análise das verteduras».

Malia estas normas, Galicia segue a presentar diversos problemas medioambientais en materia de augas. Dentro destes, son especialmente relevantes as deficiencias observadas na depuración de augas urbanas e os problemas de contaminación de rías tales como a de Pontevedra, Vigo ou Ferrol. Sobre a calidade das augas nestas rías a propia UE chamou a atención a través dunha sentenza do Tribunal de Xustiza da Unión Europea que en 2005 afectou á ría de Vigo e doutra que en 2016 afectou á de Pontevedra, e a través de informes do Parlamento Europeo<sup>266</sup>.

---

último impulso a la espera de las elecciones», *Revista Catalana De Dret Ambiental*, vol. III, n.º 2, 2012, pp. 3-4.

<sup>266</sup> NOGUEIRA LÓPEZ, A., «Derecho y políticas ambientales en Galicia (segundo semestre 2015). Galicia: una acción normativa programática con escaso fondo

Noutra orde distinta, outra norma de desenvolvemento da LAG que cómpre citarmos é o Decreto 59/2013, do 14 de marzo, polo que se desenvolve a Lei 9/2010, do 4 de novembro, de augas de Galicia, en materia de execución e explotación de infraestruturas hidráulicas. A través deste coordinase a actividade e repártense as distintas competencias entre a Administración hidráulica autonómica –exercidas a través de Augas de Galicia, principalmente– e as administracións locais. Esta repartición de competencias inclúe tamén un mandato legal de colaboración e cooperación entre a Administración hidráulica de Galicia e as entidades locais. Por outra parte, este decreto presenta tamén unha finalidade de simplificación administrativa. Para iso leva a cabo unha coordinación e integración entre os distintos procedementos de intervención administrativa aplicables a un proxecto de desenvolvemento dunha infraestrutura hidráulica, unificando o trámite de información pública e anticipando a obtención de todos os títulos administrativos necesarios respecto ao momento da súa aprobación definitiva pola Administración hidráulica de Galicia. Finalmente, respecto a esta norma débese engadir que todas estas actividades se realizarán respectando os principios xerais establecidos no seu artigo 2, que son estes:

- A colaboración con lealdade entre a Administración autonómica e as entidades locais.
- Garantir a subministración de auga en cantidade e calidade axeitada a todos os núcleos de poboación legalmente constituídos no marco indicado na planificación hidrolóxica.
- No ámbito do saneamento e a depuración das augas residuais, a actuación da Administración da Comunidade Autónoma e das entidades locais terá como finalidade contribuír á consecución do bo estado ecolóxico das augas e dos seus ecosistemas asociados. Isto, incidimos de novo,

está a presentar problemas; especialmente na depuración de augas urbanas.

Ademais desta normativa, cómpre mencionar que no ámbito das augas minerais, termais, de manancial e en establecementos balnearios existe unha norma propia que é a Lei 5/1995, do 7 de xuño.

## **2.7.2. A demarcación Galicia-Costa**

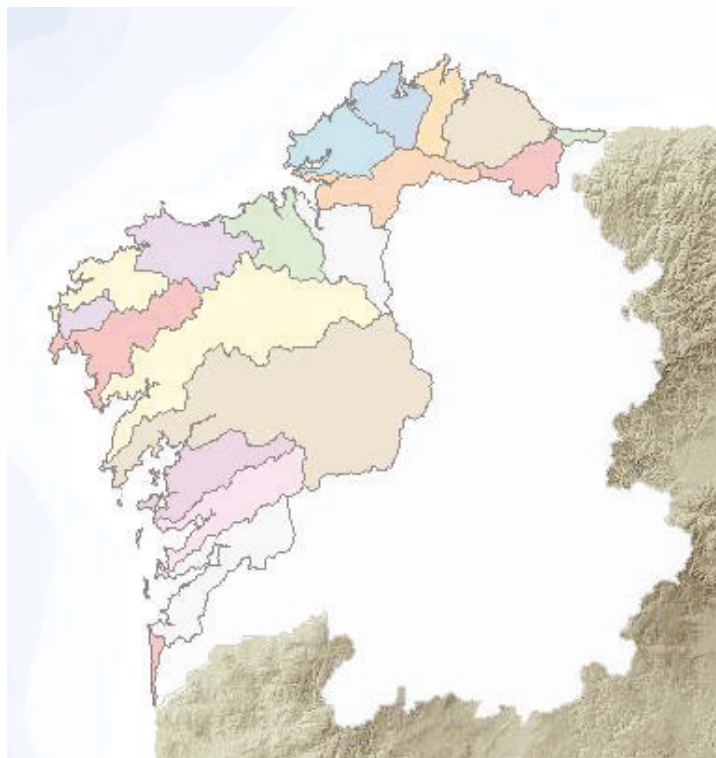
### **2.7.2.1. O Plan hidrolóxico Galicia-Costa**

A demarcación Galicia-Costa, a única intracomunitaria de Galicia, conta cunha superficie aproximada de 13.000 quilómetros cadrados, que supoñen contra o 44 % do territorio galego. Neste territorio inclúen preto de dous millóns de habitantes, distribuídos en 182 concellos<sup>267</sup>. A súa delimitación pódese observar no seguinte mapa, correspondendo aos terreos da demarcación Galicia-Costa a parte diferenciada en distintas cores:

---

<sup>267</sup> NOGUEIRA LÓPEZ, A., «Derecho y políticas ambientales en Galicia (segundo semestre 2015). Galicia: Una acción normativa programática con escaso fondo ambiental», *op. cit.*, p. 12.

Figura 16. Territorio da demarcación Galicia–Costa



Fonte: AUGAS DE GALICIA<sup>268</sup>

Esta demarcación está regulada polo seu propio plan hidrolóxico, o primeiro dos cales foi aprobado polo Real decreto 103/2003, do 24 de xaneiro. En cambio, esta normativa sufriu diversas variacións; especialmente a raíz da transposición da DMA. Na primeira redacción desta tese de doutoramento o plan hidrolóxico vixente era o aprobado polo Real decreto 11/2016, do 8 de xaneiro, xunto cos das bacías mediterráneas andaluzas, do Guadalete e Barbate e do Tinto, Odiel e Piedras. Plan este a que, mediante a Orde do 29 de xaneiro de 2016, se lle publicou a súa normativa correspondente. En cambio, recentemente foi aprobado e está xa vixente o novo Plan hidrolóxico de terceiro ciclo. Este foi aprobado a través do Real decreto 48/2023, do 24 de xaneiro e a súa

---

<sup>268</sup> Isto pódese atopar en liña na súa páxina web, no enderezo <https://augasdegalicia.xunta.gal/portada> [consulta 10 de febreiro de 2023].



normativa foi publicada pola Orde do 10 de febreiro de 2023, polo que é este último o que se analizará.

Antes diso, débese citar outra normativa entre a que destaca, en primeiro lugar, o Decreto 1/2015, do 15 de xaneiro, polo que se aproba o Regulamento da planificación en materia de augas de Galicia e se regulan determinadas cuestións en desenvolvemento da Lei 9/2010, do 4 de novembro, de augas de Galicia. Esta norma naceu para dar cumprimento á Sentenza do Tribunal de Xustiza da Unión Europea do 24 de outubro de 2013 (asunto C-151/12). Nesta condénase ao Estado español pola incorrecta transposición da DMA, xa que, entre outros motivos, considerouse non axustado a dereito aplicar a cláusula de supletoriedade da Constitución española para entender que a DMA se traspón nas demarcacións hidrográficas intracomunitarias a través da aprobación da Instrución da planificación hidrolóxica pola Orde ARM/2656/2008, de 10 de setembro.

De feito, Galicia xa contaba cun plan hidrolóxico da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa que fora tramitado no seu momento adoptando supletoriamente as normas do Estado. En cambio, con esta sentenza do Tribunal de Xustiza da Unión Europea, ao vetar a posibilidade de acudir á supletoriedade da normativa estatal, volvíase necesario que Galicia se dotase dun procedemento propio para a aprobación dos instrumentos de planificación hidrolóxica que desenvolva Augas de Galicia. Isto xustificaba a necesidade de promulgar o Decreto 1/2015 que introducía este procedemento.

Este decreto lexisla tanto en materia de augas como de obras. No primeiro caso regula só as augas que descorren integramente polo territorio galego, mentres que, en materia de obras, a normativa afecta a todas aquelas realizadas no territorio autonómico. Isto implica un dobre ámbito competencial a que se refire o artigo 5 do Decreto, indicando que a coordinación entre os dous tipos de planificación se resolverá sinalando que na aprobación de cada instrumento da planificación se relacionarán explicitamente as obras de interese da Comunidade Autónoma.

Esta norma estrutúrase en catro capítulos. No capítulo I (artigos 1 a 5) indícase o obxecto da planificación e os seus

instrumentos, que quedan determinados no Plan hidrológico da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa, xunto cos seus programas de medidas, de control e seguimento, e programas específicos; no Plan de seca, e nos plans de xestión de risco de inundacións. A planificación das obras concrétese no Plan xeral galego de abastecemento, no Plan xeral galego de saneamento e nos plans de zona de abastecemento e saneamento.

No capítulo II (artigos 6 a 14) régúlase o contido do Plan hidrológico da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa, estruturado nas dúas bases fundamentais da memoria e a normativa, relacionando a documentación e información que debe conter; determínase a obriga de incluír un rexistro de zonas protexidas, establécense as cuestións que deben ser consideradas no programa de medidas e como considerar os caudais ecolóxicos. Igualmente, neste capítulo régúlase o procedemento para a formulación e aprobación do plan hidrológico, a súa coordinación co procedemento de avaliación ambiental estratéxica e un procedemento de revisión simplificado para modificacións non substanciais del. Prevese tamén a emisión dun informe anual de seguimento do plan, que deberá ser público.

No capítulo III (artigos 15 a 17) régúlanse os plans xerais galegos de abastecemento e saneamento, indicando os respectivos contidos, así como o procedemento de elaboración e aprobación, que igualmente garanta a participación pública.

Por último, o capítulo IV (artigos 18 a 20) regula o Plan de seca e os plans de xestión de risco de inundacións. Do mesmo xeito, habilitase ao Consello da Xunta para adoptar as medias extraordinarias en relación co uso do dominio público hidráulico que sexan necesarias en episodios de seca.

Ademais de aprobar o Regulamento da planificación hidrolóxica, o Decreto tamén se ocupa de determinadas cuestións particulares en desenvolvemento da LAG. En concreto, indica cales son considerados como traballos menores de mantemento e conservación do dominio público hidráulico.

Mentres, na disposición adicional terceira establécese a distribución de competencias que corresponden a Galicia en materia de seguridade de presas, encoros e balsas, referidas tanto ás

situadas no dominio público hidráulico da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa como ás que se atopan fóra del.

Pola súa parte, a disposición final primeira modifica o Estatuto de Augas de Galicia en relación coa composición do Consello para o Uso Sostible da Auga.

Finalmente, esta norma derogou o Decreto 16/1987, do 14 de xaneiro, do Plan hidrolóxico das bacías intracomunitarias; o artigo 74 do Regulamento de ordenación da pesca fluvial e dos ecosistemas acuáticos continentais, aprobado polo Decreto 130/1997, do 14 de maio, debido á regulación sobre caudais ecolóxicos contida no regulamento que se aproba por este decreto, e máis o Decreto 555/2005, do 10 de novembro, polo que se adoptan medidas provisionais en relación co uso do dominio público hidráulico<sup>269</sup>.

Pasando xa á normativa específica do Plan hidrolóxico Galicia-Costa publicada na Orde do 10 de febreiro de 2023, esta componse de XII capítulos e un capítulo preliminar. No capítulo preliminar defínese o ámbito territorial do Plan, que se corresponde coa demarcación Galicia-Costa, e os sistemas de explotación de recursos.

O capítulo I define as distintas masas de auga, cunha distinción entre as masas de auga superficiais e as subterráneas.

Pola súa parte, no capítulo II detállase a orde de preferencia entre os distintos usos da auga. Este, segundo o artigo 8.1, é o seguinte:

- a) Uso destinado ao abastecemento:
  - 1.º) Uso destinado ao abastecemento de núcleos urbanos.
  - 2.º) Uso destinado a outros abastecementos fóra de núcleos urbanos.
- b) Usos para a transición xusta. Estes están previstos na disposición adicional décimo sexta do TRLA, introducido a

---

<sup>269</sup> NOGUEIRA LÓPEZ, A., «Derecho y políticas ambientales en Galicia: escasa actividad normativa y conflictividad económica alrededor de actividades con repercusión ambiental», *Revista Catalana de Dret Ambiental*, vol. VI, n.º 1, 2015, pp. 4-7.

través a través do Real decreto lei 17/2019, tal e como se describiu con anterioridade.

c) Usos ambientais, entendendo como tales aqueles usos da auga que son esenciais para a preservación do medio ambiente, así como os derivados da lexislación de incendios forestais, protección civil, especies protexidas ou conservación de zonas húmidas.

d) Usos agropecuarios e acuicultura.

e) Usos industriais para produción de enerxía eléctrica. Estes aparecen definidos no apéndice 5, onde se indica que se entende como uso industrial destinado á produción de enerxía eléctrica o que ten como finalidade a produción hidroeléctrica mediante centrais de auga fluente, de regulación ou de bombeo; a refrixeración de centrais térmicas, sexa cal sexa o combustible, e de termosolares, e igualmente o que ten como finalidade aproveitar a forza motriz para o movemento directo de máquinas integradas nun proceso industrial.

f) Outros usos industriais:

1.º) Industrias produtoras de bens de consumo.

2.º) Industrias do lecer e o turismo.

3.º) Industrias extractivas.

g) Usos recreativos.

h) Navegación e transporte acuático.

i) Outros usos non ambientais.

Nesta orde de usos aprécianse modificacións con respecto aos do plan hidrolóxico anterior, onde a orde era a seguinte:

1.º Abastecemento de poboacións e usos asimilables aos domésticos.

2.º Usos ambientais, entendendo como tales aqueles usos da auga que son esenciais para a preservación do medio ambiente.

3.º Regadíos, usos agrarios e acuicultura.

4.º Usos industriais para produción de enerxía eléctrica, que se definían no apéndice 4.4 de idéntica forma que na normativa actual.

- 5.º Outros usos industriais.
- 6.º Usos recreativos.
- 7.º Navegación e transporte acuático.
- 8.º Outros usos non ambientais.

Respecto á lexislación estatal contida no artigo 60 do TRLA tamén se aprecian variacións. En primeiro lugar, obsérvase a introdución no punto segundo dos usos para a transición xusta e no punto terceiro dos usos ambientais, non citados no TRLA. Pola súa parte, a acuicultura pasa de ocupar o quinto posto na orde de prioridade estatal a aparecer en cuarto lugar na normativa galega, por encima dos usos industriais. Ademais, o Plan hidrolóxico Galicia-Costa, no seu artigo 9.2, tamén detalla dentro de cada uso cal ten prioridade en caso de incompatibilidade. Esta clasificación funciona do seguinte xeito:

- Nos abastecementos de poboacións, terán preferencia as peticións que se refiran a mancomunidades, consorcios ou sistemas integrados de municipios, así como as iniciativas que substitúan augas subterráneas con problemas de calidade por augas superficiais ou subterráneas de adecuada calidade.
- Nos usos agropecuarios, terán preferencia os aproveitamentos existentes e rexistrados no Rexistro de Augas ou Catálogo de augas privadas de Augas de Galicia e aqueles que estean en trámite de inscrición e reúnan os requisitos esixidos no TRLA. Entre os aproveitamentos con destino a novos regadíos terán preferencia os destinados aos sistemas de aproveitamento que sustentan formacións herbosas naturais e seminaturais (prados mesófilos utilizados como zonas de pastoreo ou recolección de forraxe) incluídos dentro dos tipos de hábitats de interese comunitario, así como os usos de rega destinados á xestión, recuperación ou restauración de espazos naturais protexidos, aqueles de marcado carácter social e económico, e que non supoñan graves impactos ambientais, así como aqueles que usen tecnoloxías eficientes con

respecto ao consumo de auga e á redución de substancias contaminantes.

– Nos usos industriais do apartado e), dáse prioridade aos de natureza renovable, tales como proxectos de repotenciación e mellora das instalacións hidroeléctricas en funcionamento e centrais reversibles. Neste apartado obsérvase un cambio respecto ao anterior plan hidrolóxico, onde se preferían os que comportasen menor consumo de auga por emprego xerado e menor impacto ambiental.

– No resto de usos industriais, ao igual que sucedía no Plan hidrolóxico de 2016 para os usos hidroeléctricos, preferiranse os que comporten menor consumo de auga por emprego xerado e menor impacto ambiental.

– Con carácter xeral, dentro de cada clase, cando as demais condicións sexan iguais, terán prioridade:

1.º As actuacións que se orienten cara a unha política de aforro de auga, de mellora da calidade dos recursos e de recuperación dos valores ambientais e aquelas que impliquen unha menor presión e impacto sobre as masas de auga.

2.º A explotación conxunta e coordinada de todos os recursos dispoñibles, incluíndo augas residuais depuradas.

3.º Os proxectos de carácter comunitario e cooperativo, fronte a iniciativas individuais.

4.º As peticións de uso no sistema de explotación onde se xere o recurso sobre outras que o empregan noutros ámbitos.

Ademais destes usos, con carácter xeral, prohíbese calquera uso ineficiente da auga. Tamén se debe salientar que o novo plan hidrolóxico eliminou a referencia que contiña o plan de 2016 respecto á potestade de Augas de Galicia para modificar a orde de prioridade dos usos en caso de existencia de causa xustificada para iso.

Continuando co texto do Plan hidrolóxico de Galicia-Costa publicado pola Orde do 10 de febreiro de 2023, no seu capítulo III

regúlanse os caudais ecolóxicos e outras demandas ambientais, aínda que no seu articulado, a diferenza do que sucede nalgún outro plan como o do Miño-Sil, non hai ningunha referencia expresa para a industria hidroeléctrica.

No capítulo IV trátase o tema das zonas protexidas e o réxime de protección aplicable, existindo unha regulación específica para as augas subterráneas. Ademais, tamén se prevé un rexistro de zonas protexidas.

O capítulo V dedicouse aos obxectivos ambientais e modificación das masas de auga. Con respecto a este último punto cómpre sinalar que non existe ningunha previsión para modificacións de masas de auga que puidesen suceder por novas explotacións hidroeléctricas, como as de bombeo, das cales se sinalou que o PNIEC prevé un significativo crecemento até o 2030.

O capítulo VI aborda o tema das medidas de protección relativas ás condicións morfolóxicas das masas de auga. Neste apartado débese facer mención á regulación que se inclúe para presas e encoros. Esta aparece recollida no artigo 31 e expresa que, con carácter xeral, toda variación do caudal do curso fluvial motivada por calquera tipo de manobra nas presas ou infraestruturas de regulación existentes deberá facerse de forma paulatina. Ademais, para facilitar as migracións periódicas dos peixes ao longo dos cursos esíxese que fluviais, todas as presas, diques ou canles de nova construción dispoñan de sistemas axeitados para o remonte da fauna piscícola. Nas presas de nova construción tamén se debe garantir que as tomas estean dispostas a cota variable, para poder adecuar a calidade e a temperatura das augas que se incorporen ao río augas abaixo da presa.

Pola súa parte, o capítulo VII regula as medidas de protección relativas ao uso do dominio público hidráulico. Dentro deste capítulo, en primeiro lugar, débese facer mención ao artigo 41. Este leva por título «limitacións aos prazos concesionais», pero a pesar diso, e a diferenza do que sucede en boa parte dos plans de terceiro ciclo, non introduce ningún límite ao prazo xenérico de 75 anos que recollen o TRLA e o RDPH. Ademais, o novo plan tamén se aparta do anterior de 2016, en cuxo artigo 44 se marcaba un

límite xeral de 20 anos de duración das concesións que agora xa non se inclúe.

En cambio, no seu apartado 4 inclúe unha cláusula de reversión en que claramente se está pensando nas concesións hidroeléctricas e dá máis detalle que a cláusula do artigo 89.4 do RDPH. Así, no Plan indícase:

*Ao extinguirse o dereito concesional, cando así se requira, reverterán á Administración hidráulica de Galicia, gratuitamente e libres de cargas e en condicións de funcionamento, a totalidade das obras e instalacións que, segundo o establecido no título concesional ou nas súas modificacións, constitúan o aproveitamento, tanto as obras construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento como as restantes obras e instalacións electromecánicas da central, co obxecto de garantir a reversión en condicións de explotación.*

Neste mesmo capítulo, no artigo 43, introdúcense criterios específicos de avaliación para concesións hidroeléctricas. Neste establécese que, con carácter xeral, non se admitirán solicitudes de novas concesións que supoñan a implantación de novos obstáculos transversais ou calquera outro elemento que comprometa o mantemento da continuidade lonxitudinal fluvial. En cambio, si se admiten as solicitudes de modificación de concesións hidroeléctricas vixentes que impliquen a repotenciación ou modernización e mellora das infraestruturas xa existentes.

As propostas de repotenciación ou modernización e mellora das infraestruturas existentes non poden producir alteracións da capacidade de almacenamento actual do vaso e deben incorporar medidas tendentes a minimizar a afección ambiental. Ademais, o seu outorgamento está condicionado a que adapten as infraestruturas existentes aos requisitos para presas novas que se inclúen na normativa de seguridade de presas.

Por outro lado, o punto cuarto deste artigo 43 dispón que, con carácter xeral non se autorizará o incremento do prazo de vixencia das concesións localizadas nunha reserva hidrolóxica, en tramos de interese natural, en tramos de interese piscícola ou en zonas húmidas.



No punto quinto permítese renovar as concesións hidroeléctricas de autoconsumo cunha potencia nominal inferior aos 300 kW. En cambio, se a concesión implica a presenza dun obstáculo transversal no leito fluvial, debe ser obxecto de revisión co fin de garantir, en todo momento, a súa franqueabilidade polas especies de peixes, o transporte de sedimentos e o réxime hidrolóxico establecido no Plan.

Por último, o apartado sexto do artigo recolle a esixencia de realizar unha análise durante a tramitación do desenvolvemento dun novo aproveitamento hidroeléctrico referente ás características e funcionamento da explotación, da posible alteración do padrón natural de caudais circulantes e da súa afección sobre o leito fluvial ou as súas ribeiras, que, como mínimo, debe valorar a súa influencia sobre:

*a) A composición e abundancia de fauna bentónica de invertebrados, a composición e abundancia de flora acuática e a composición, abundancia e estrutura de idades de fauna ictiolóxica.*

*b) O réxime hidrolóxico, analizando a posible alteración dos caudais, tanto líquidos como sólidos, a hidrodinámica do fluxo das augas e as posibles afeccións sobre a conexión coas masas de auga subterránea.*

*c) A continuidade fluvial, estudando o posible efecto barreira producido pola infraestrutura proxectada, tanto para os distintos grupos de especies de peixes como para as migracións en ascenso e descenso, así como o posible efecto acumulativo con outras actuacións existentes na masa de auga.*

*d) As condicións morfolóxicas, analizando, como mínimo, os seguintes aspectos:*

*1.º) A posible variación da profundidade e anchura do río, da morfoloxía en planta, dos remansos existentes ou do equilibrio erosivo-sedimentario, que poida producir acumulacións excesivas ou descalzamento das marxes.*

*2.º) As afeccións que, de ser o caso, se poidan producir sobre a estrutura e substrato do leito, de modo que se altere a clasificación e mobilidade dos sedimentos, as formas e depósitos no leito ou o tipo de estrutura lonxitudinal.*

3.º) *As posibles variacións na zona de ribeira, tales como alteracións da conectividade da vexetación ou da súa naturalidade.*

A norma indica que a viabilidade destas actuacións queda condicionada a que as súas posibles afeccións sexan compatibles co cumprimento dos obxectivos ambientais sinalados para a masa de auga en que se localizan, prestando particular atención ao principio de non deterioración, así como aos establecidos para as masas de auga relacionadas que puideren verse afectadas.

Pola súa parte, o capítulo VIII versa sobre as medidas de protección relativas ao estado das masas de auga, onde existe unha especial preocupación polas verteduras que se realicen.

O capítulo IX trata sobre as medidas de protección relativas ás inundacións e secas, cuestións estas que, por mor do cambio climático, cada vez cobran maior importancia.

O capítulo X aborda os distintos programas de medidas así como o seu seguimento.

O capítulo XI inclúe distintas medidas de organización e procedemento para facer efectiva a participación pública. Aquí, con respecto ao plan anterior, introdúcese a novidade de que o Comité de Autoridades Competentes pode acordar a creación de grupos de traballo técnico para a preparación, estudo e desenvolvemento de cuestións concretas propias do ámbito de cada un deles.

Finalmente, no capítulo XII introdúcese unha previsión de seguimento do plan vixente.

Así pois, en relación coa industria hidroeléctrica, obsérvase que o Plan de terceiro ciclo de Galicia-Costa, ao igual que sucedía no anterior plan, dificulta a creación de novas centrais, especialmente aquelas que precisen de encoro. Así e todo, como se indicou en liñas anteriores, existe doutrina científica que considera que na demarcación hidrográfica Galicia-Costa existen xa demasiadas presas<sup>270</sup>. De feito, desde Augas de Galicia indícase que nesta demarcación hidrográfica se atopan os seguintes encoros:

---

<sup>270</sup> NOGUEIRA LÓPEZ, A., «Evolución e deficiencias do dereito ambiental en Galicia», *op. cit.*, p. 74.

Figura 17. Presas da demarcación Galicia-Costa

NOME	VOLUME ENCORADO (hm <sup>3</sup> )	USO	POTENCIA INSTALADA	ANO FINALIZACIÓN
Baiona	0,59	Abastecemento	-	1985
Barrié De La Maza <sup>271</sup>	30,2	Hidroeléctrico	86,77	1958
Beche	0,24	Abastecemento	-	Sen datos
Brandariz	2,74	Hidroeléctrico	17,5	En construción
Caldas De Reis	6,15	Hidroeléctrico e Abastecemento	9	2000
Castrelo Xallas	0,1	Hidroeléctrico	2,39	1956
Cecebre	21,69	Abastecemento	-	1976
Con	0,23	Abastecemento	-	1961
Eiras	22,17	Abastecemento	-	1977
Eume	123	Hidroeléctrico	54,4 <sup>272</sup>	1960
Fervenza	98,38	Hidroeléctrico	1,53	1966
Forcadas	9,89	Abastecemento	-	1967
Meicende	0,52	Industrial	-	1961
Ponte Olveira	0,7	Hidroeléctrico	2,7	1966
Pontillón De Castro	1,48	Abastecemento	-	1943
Portodemouros	297	Hidroeléctrico	88,93	1967
Ribeira	32,8	Hidroeléctrico e abastecemento	5,36	1961
Río Covo	5,68	Industrial e abastecemento	-	1979

<sup>271</sup> Esta presa divídese á súa vez nas centrais hidroeléctricas de Tambre I e Tambre II. A primeira ten unha potencia instalada de 23,57 MW e a segunda de 63,20 MW.

<sup>272</sup> Está dividida en dous grupos de 27,20 MW cada un.

Rosadoiro	1,8	Industrial	-	1970
Salto De Touro	3,78	Hidroeléctrico	12,81	En construción
San Cosmade	1,4	Industrial e abastecemento	-	1979
Santa Uxía	18,05	Hidroeléctrico e abastecemento	49,07	1988
Vilagudín	16,51	Industrial	-	1981
Zamáns	2,02	abastecemento	-	1961

*Fonte: elaboración propia a partir de datos de AUGAS DE GALICIA e da SOCIEDADE ESPAÑOLA DE PRESAS E ENCOROS<sup>273</sup>*

### **2.7.2.2. O Plan sectorial hidroeléctrico Galicia-Costa**

O Plan sectorial hidroeléctrico das bacías hidrográficas de Galicia-Costa foi aprobado por acordo do Consello da Xunta de 29 de novembro de 2001. Posteriormente, levouse a cabo unha corrección de erros materiais de configuración gráfica na súa planimetría autorizada por acordo do Consello da Xunta de 2 de decembro de 2004.

O seu obxecto céntrase en regular a implantación de determinadas actuacións de interese público ou utilidade social, necesarias para a realización da actividade de produción de enerxía eléctrica. Ademais –así o indica a memoria deste plan–, tamén busca ordenar a instalación de aproveitamentos hidroeléctricos a que Augas de Galicia outorgue ou outorgase as correspondentes concesións, simplificando os trámites necesarios para a obtención das autorizacións administrativas que procedan no ámbito xeográfico de Galicia-Costa. Este obxecto procúrase seguindo os principios de:

- Compatibilidade coa planificación hidrolóxica das bacías de Galicia-Costa. Con respecto a isto débese remarcar o indicado no apartado anterior. Isto é, que na

---

<sup>273</sup> Isto pódese atopar na documentación relativa ao Plan hidrolóxico, así como na páxina web da Sociedade Española de Presas e Encoros. Concretamente aquí: <http://www.seprem.es/presases.php> [consulta 3 de marzo de 2023].

actualidade non se permite o outorgamento de novas concesións que supoñan a implantación de obstáculos transversais no leito ou calquera outro elemento que comprometa, a xuízo de Augas de Galicia, o mantemento da continuidade lonxitudinal fluvial para as bacías de Galicia-Costa.

– Uso racional do dominio público hidráulico. Neste caso o Plan sectorial refírese a que o aproveitamento dos recursos hídricos e a ocupación do dominio público deben efectuarse de xeito que sexan compatibles co mantemento do resto de usos existentes ou previsibles, minimizando as afeccións que poidan producirse nas fases de construción e explotación.

– Optimización do potencial hidroeléctrico. Isto materialízase a través da definición dos tramos de río que son susceptibles de ser aproveitados para a produción de enerxía hidroeléctrica.

– Desenvolvemento sostible e protección do medio ambiente. Aquí búscase a protección do medio ambiente e o mantemento dos ecosistemas fluviais. Para isto considérase indispensable a coordinación con todos os organismos con competencias na materia e, en concreto, coa Consellería de Medio Ambiente.

– Axilización dos procedementos administrativos. Neste caso, indícase na memoria do Plan sectorial hidroeléctrico que se busca o establecemento dun marco normativo claro e estable, que garanta aos promotores a viabilidade dos expedientes iniciados e outorgados polo órgano substantivo. Ademais, tamén se procura a optimización dos procedementos administrativos de outorgamento como resultado da coordinación entre os organismos implicados e o achegamento de posturas sectoriais. Partindo destes obxectivos os beneficios que se esperaba obter eran:

- A definición concreta da política de fomento da produción de enerxía eléctrica mediante o recurso renovable de orixe hidráulica.

- A delimitación das zonas susceptibles de aproveitamento e o conseguinte aforro de esforzos tanto por parte do promotor, que coñecerá a viabilidade previa do aproveitamento a solicitar, como da Xunta de Galicia que evitará desta forma a tramitación de solicitudes inviables ou de rendibilidade dubidosa.
- A incorporación da variable medioambiental nas primeiras fases de xestión das propostas de instalación.

O Plan sectorial tamén declara a incidencia supramunicipal das obras de regulación previstas no Plan hidrolóxico de Galicia-Costa<sup>274</sup>, do mesmo xeito que calquera outra infraestrutura básica requirida no Plan, cando afecte a máis dun municipio.

No punto 1.5 da súa memoria, indicaba que se debía xustificar o interese público e a utilidade social do Plan. Para isto, fundamentándose na Lei estatal 82/1980, do 30 de decembro, sobre conservación de enerxía, destaca a necesidade de potenciar a adopción de fontes de enerxía renovables, reducindo no posible o consumo de hidrocarburos e, en xeral, a dependencia exterior de combustibles. Entre estas enerxías alternativas atópanse os aproveitamentos hidroeléctricos e, en particular, as minicentrais no caso galego. En cambio, o Plan tamén reconece que esta alternativa presenta algúns problemas. Os principais proveñen de que normalmente estas instalacións se sitúan en lugares de potencialidade produtiva ou de protección medioambiental ou paisaxística, o que provoca un conflito de intereses entre as necesidades enerxéticas, outros aproveitamentos e a protección do medio.

Ademais, tamén se deben cumprir as normas de protección urbanística e cultural afectadas. Respecto a isto último, especifícanse as medidas para a modificación dos plans urbanísticos e os tipos de autorizacións que é preciso solicitar para poñer en marcha un proxecto de minicentral<sup>275</sup>.

---

<sup>274</sup> Sobre isto cómpre indicar que, desde que o Plan sectorial hidroeléctrico viu a luz en 2001, o Plan hidrolóxico Galicia-Costa foi variado en diversas ocasións.

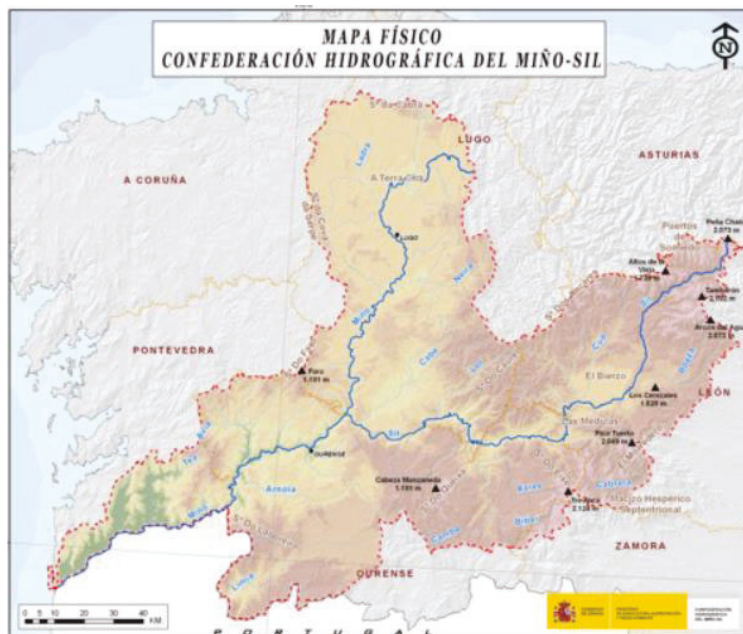
<sup>275</sup> SANZ LARRUGA, F. J., «El régimen jurídico de las aguas de Galicia», *op. cit.*, pp. 25-26.

Máis adiante, mediante o artigo 1 do Decreto 555/2005, do 10 de novembro, polo que se adoptan medidas provisionais en relación coa utilización do dominio público hidráulico, acordouse «a iniciación dos trámites para a revisión do Plan sectorial hidroeléctrico das bacías hidrográficas de Galicia-Costa». Posteriormente, no DOG do 11 de marzo de 2009 publicouse o Anuncio, do 6 de marzo de 2009, polo que se somete a información pública a revisión do plan sectorial de incidencia supramunicipal denominado Plan sectorial hidroeléctrico das bacías hidrográficas de Galicia-Costa, e o informe de sustentabilidade ambiental. En cambio, a pesar destas actuacións, na actualidade, aínda non foi publicado un novo plan sectorial hidroeléctrico. Isto chama a atención, xa que os importantes cambios que se introduciron no dereito de augas coa DMA e, no ámbito galego, cos novos plans Hidrolóxicos Galicia-Costa, primeiro de 2016 e, actualmente de 2023, converteron o Plan sectorial hidroeléctrico nun documento desactualizado.

### **2.7.3. A demarcación do Miño-Sil**

Despois da demarcación intracomunitaria de Galicia-Costa, existen tres demarcacións hidrográficas de competencia estatal que afectan en maior ou menor medida ao territorio galego. A máis importante destas é a demarcación do Miño-Sil, que ocupa o terreo que se observa no seguinte mapa:

Figura 18. Territorio da demarcación Miño–Sil



Fonte: CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DO MIÑO-SIL<sup>276</sup>

Esta bacía xa conta co Plan hidrolóxico de terceiro ciclo aprobado. Isto realizouse a través do Real decreto 35/2023, do 24 de xaneiro. Neste plan os usos hidroeléctricos aparecen en cuarto lugar de preferencia, por detrás do abastecemento, usos ambientais e usos agropecuarios.

Ademais, dentro dos aproveitamentos hidroeléctricos o Plan dálles prioridade aos proxectos de repotenciación e mellora das instalacións en funcionamento e a centrais reversibles que utilicen infraestruturas xa existentes. Así, no seu artigo 10.2, como se indicaba ao falar dos caudais ecolóxicos, establécese que as taxas de cambio, os caudais xeradores e os caudais máximos poderán non fixarse en solicitudes de centrais reversibles entre encoros existentes, sempre e cando non impidan os usos preexistentes.

Tamén, como norma xeral, o artigo 37.3.c) do Plan dispón que o prazo máximo habitual de duración das concesións

<sup>276</sup> Isto pódese atopar en liña na súa páxina web, no enderezo <https://www.chminosil.es/es/chms/demarcacion/marco-fisico> [consulta 10 de febreiro de 2023].



hidroeléctricas será de 20 anos, salvo que existan «razóns de interese público debidamente motivadas, atendendo especialmente ao tempo necesario para a amortización das obras requiridas para o normal uso da concesión»

Pola súa parte, o artigo 40 do Plan establece que as novas solicitudes de concesión, modificación ou revisión de concesións hidroeléctricas deben proporcionar un estudo xustificativo das cantidades de auga solicitada, respectando os caudais ecolóxicos e sen reducir a dispoñibilidade para atender outras concesións anteriores.

Mentres, tanto nas novas concesións, modificacións e revisións como nos proxectos de repotenciación ou modernización das centrais existentes e nos de centrais reversibles débense incorporar medidas para minimizar o impacto ambiental. Estas inclúen:

- A instalación de dispositivos de medida dos distintos caudais e as súas variacións, que permitan unha rápida comprobación, e que estarán accesibles permanentemente para a súa inspección e control pola Administración.
- A instalación de dispositivos efectivos de paso que permitan a mobilidade da fauna, tanto de remonte da canle como de baixada.
- A incorporación dos dispositivos precisos para evitar que os peixes alcancen as turbinas e as canles de derivación.
- A incorporación dos elementos de deseño que permitan un fácil rescate da pesca en caso de baleirado do encoro ou das canles.
- O peche das canles, cámaras de carga e outras infraestruturas, de modo que se eviten riscos para as persoas e a fauna terrestre, en particular sobre os grandes mamíferos tales como corzos, xabarís, cervos e outros.
- Introducir no proxecto aquelas solucións necesarias para poder cumprir cos caudais ecolóxicos que se lle

impoñan, en concreto: caudais mínimos, caudais máximos, taxas de cambio, caudais xeradores e réxime a adoptar en secas.

- Diseñar no proxecto aquelas solucións que impidan a interrupción lonxitudinal do dominio público hidráulico, augas abaixo da presa, mantendo un caudal mínimo suficiente en todo momento para permitir os procesos ecolóxicos e hidromorfolóxicos esenciais.
- Contar cun plan de emerxencia nas infraestruturas clasificadas nas categorías A ou B, polo Real decreto 264/2021, do 13 de abril.
- Un programa de control da calidade físico – química e biolóxica da auga encorada e da auga que retorne á canle natural, así como dos sedimentos da zona encorada.
- Acompañar o proxecto dun programa de restauración, mellora, ou conservación ambiental, paisaxística e do hábitat das zonas afectadas polo encoro, dentro do dominio público hidráulico, zona de servidume e a zona de policía. Tal proxecto debe valorar e propoñer medidas de mitigación dos danos sobre a vexetación de ribeira e a xeomorfoloxía fluvial afectada.
- De forma previa á acta de recoñecemento final do aproveitamento e posta en explotación deste, débense ter en conta: a) normas de explotación, b) plan de posta en carga da presa e enchido do encoro, c) medidas de control en verteduras de lodos, d) medidas de control de acumulación de terras e lodos, e) medidas no caso de baleirado do encoro, f) medidas de control de eutrofia causada por contaminación agrícola, agrogandeira e contaminación urbana e industrial, g) medidas correctoras sobre a xestión hidráulica, h) actuacións en caso de seca, i) actuacións de protección das comunidades biolóxicas no tramo fluvial augas abaixo da presa, l) programa de vixilancia ambiental, e m) programa de control do estado da masa de auga afectada.

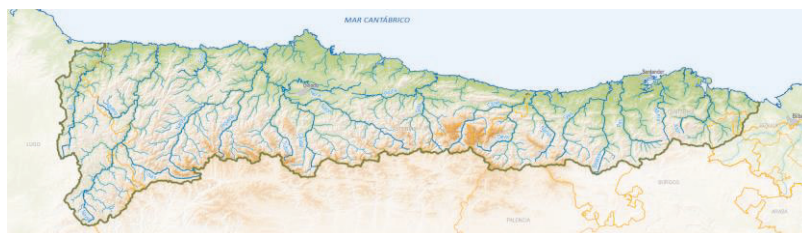
Por outra parte, nas solicitudes de novas concesións e nas modificacións ou revisións das existentes, en que a presa teña unha altura ou outro tipo de limitación que faga que resulte tecnicamente inviable a adopción de dispositivos de remonte efectivos débese presentar unha proposta de medidas orientadas a compensar o dano ocasionado ás poboacións piscícolas e os ecosistemas acuáticos e masas de augas que deberá contar co informe favorable do organismo competente en materia de pesca fluvial.

Finalmente, o propio artigo 40 sinala que no caso de que os aproveitamentos existentes augas abaixo dunha nova instalación hidroeléctrica sexan incompatibles co réxime de explotación proxectado para o sistema, esixirase, con cargo ao concesionario enerxético, a realización dun contra encoro que posibilite tal compatibilidade.

#### **2.7.4. A demarcación do Cantábrico Occidental**

Outra das demarcacións hidrográficas de competencia estatal que atravesa parcialmente o territorio galego é a do Cantábrico Occidental, sobre a que é competente a Confederación Hidrográfica do Cantábrico. O ámbito xeográfico da Demarcación Hidrográfica do Cantábrico Occidental ocupa o terreo que se observa no seguinte mapa:

*Figura 19. Territorio da demarcación do Cantábrico Occidental*



*Fonte: CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DO CANTÁBRICO<sup>277</sup>*

Esta bacía tamén conta co Plan hidrolóxico de terceiro ciclo aprobado a través do mesmo Real decreto 35/2023, do 24 de xaneiro. Neste caso, o uso hidroeléctrico (encadrado aquí en «usos

---

<sup>277</sup> Isto pódese atopar en liña na súa páxina web, no enderezo <https://www.chcantabrico.es/mapas> [consulta 10 de febreiro de 2023].

industriais excluídos os usos das industrias do ocio e do turismo») ocupa o terceiro posto na orde de prioridade dos usos (artigo 11.1 do Plan hidrolóxico). No tocante ás limitacións no prazo das concesións, a normativa non recolle ningunha, polo que opera o prazo xenérico de 75 anos do TRLA e do RDPH.

Pola súa parte, no artigo 16.3 deste plan establécese que no caso de novas minicentrais hidroeléctricas non se autorizará a pauta de explotación de emboladas ou hidropuntas, consistente en liberar masas de auga de golpe para aumentar a capacidade de produción. Ademais, no apartado 4 deste artigo 16 establécese que os concesionarios que na súa explotación modifiquen de xeito significativo o réxime natural deben facer no prazo de dous anos unha análise da incidencia no estado das masas de auga e ecosistemas asociados a elas e, de acordo cos resultados obtidos, o organismo de bacía pode revisar o condicionado destas concesións, impondo a obriga de instalar dispositivos que acomoden o caudal de auga retornado ao caudal fluente na canle ou, de non ser viable a súa construción, fixando limitacións ao réxime de cambio do caudal para facelo compatible co respecto ao ecosistema natural da canle.

Por outra banda, o apartado 5 deste artigo 16 impón que nas novas concesións para minicentrais hidroeléctricas e nas modificacións das existentes, onde sexa posible, os caudais de equipamento débense adecuar aos caudais circulantes ao longo do ano hidrolóxico en réxime natural. Estes caudais deben estar no intervalo comprendido entre o Q80 e o Q100 da curva de caudais clasificados unha vez que previamente se descuentasen os caudais ecolóxicos.

Mentres, o artigo 38 deste plan hidrolóxico trata o uso con fins hidroeléctricos de infraestruturas titularidade da Administración. Nel establécese que o propio organismo pode «aproveitar con fins hidroeléctricos, directa ou indirectamente a través dos seus medios propios ou outros entes do sector público, logo do cumprimento do artigo 165 bis do RDPH, as infraestruturas hidroeléctricas que revertan ao Estado ao se extinguir as concesións de que son instrumento». Isto supón un cambio de paradigma importante na regulación hidroeléctrica, posto que se establece

expresamente a posibilidade da explotación pública do sector por parte do propio organismo de bacía.

Este artigo 38 continúa indicando que en caso de que non sexa o organismo de bacía o que explote directamente os recursos hidroeléctricos realizarase unha licitación de acordo co disposto no artigo 132 do RDPH, sobre o que se afondará no capítulo terceiro desta tese de doutoramento. Aínda así, nese caso, o Plan hidrolóxico establece que as bases da convocatoria do concurso deben garantir a subordinación dos aproveitamentos hidroeléctricos concedidos ás necesidades da explotación principal das obras hidráulicas, ao réxime de caudais dos ríos e á consecución dos obxectivos ambientais que se establezan no Plan ou os que fixen os órganos competentes. O canon que se estableza na convocatoria será independente do resto de canons e taxas as que estean suxeitos os aproveitamentos.

Por outra parte, no último apartado do citado artigo 38 establécese que a decisión do organismo de bacía sobre continuar co aproveitamento ou demoler as infraestruturas que revertan ao extinguirse as concesións débese basear en criterios que, ademais das consideracións económicas e de pegada de carbono, teñan en conta como mínimo aspectos como a pegada espacial, a biodiversidade, a alteración do hábitat e a calidade dos ecosistemas.

#### **2.7.5. A demarcación do Douro**

A última das demarcacións hidrográficas de competencia estatal que atravesa parcialmente o territorio galego é a do Douro, aínda que a súa afección a Galicia é pouco significativa, xa que só o 3,43 % do territorio da demarcación é galego (1.134,02 quilómetros cadrados). Isto apréciase no seguinte mapa que amosa o ámbito xeográfico da demarcación:

Figura 20. Territorio da demarcación do Douro



Fonte: CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DO DOURO<sup>278</sup>

Novamente, esta bacía tamén conta co Plan hidrolóxico de terceiro ciclo aprobado a través do mesmo Real decreto 35/2023, do 24 de xaneiro. Neste caso, entre as normas que afectan directamente á industria hidroeléctrica débese salientar, en primeiro lugar, o artigo 11, en que se sinala que o uso hidroeléctrico ocupa o cuarto posto na orde de prioridade dos usos, por detrás abastecemento a poboacións, usos industriais que non supoñan un consumo neto na área en que se atopen superior ao 5 % da demanda total para regadíos nesa área e usos de regadíos e gandeiros.

En canto ás limitacións no prazo das concesións, o artigo 29.b) do Plan hidrolóxico establece que os prazos serán marcados tendo en conta o balance económico do aproveitamento e cunha limitación xeral de prazos comprendidos entre 15 e 25 anos. A pesar diso, de xeito excepcional, admítase a extensión de concesións até os 75 anos «cando o Ministerio competente manifeste o interese estratéxico do aproveitamento concreto que se valore ao obxecto de asegurar a garantía do fornecemento eléctrico».

<sup>278</sup> Isto pódese atopar en liña na súa páxina web, aquí: <https://www.chduero.es/lacuenca-del-duero#ambito-territorial> [consulta 10 de febreiro de 2023].

Pola súa parte, no artigo 37 do Plan hidrolóxico establécense determinadas infraestruturas que se poden aproveitar con fins hidroeléctricos. Estas son as seguintes:

- Presas existentes en dominio público hidráulico, con uso distinto ao hidroeléctrico, adscritas a concesións en explotación, logo de instrución do preceptivo expediente de modificación de características.
- Presas existentes en dominio público hidráulico que reverteron á Administración por extinción das concesións as que figuraban adscritas e en que non se esixise a súa demolición.
- Aproveitamentos hidroeléctricos extinguidos e en que se opte pola continuidade da explotación.
- Presas ou canles construídas total ou parcialmente con fondos do Estado ou do organismo de bacía que o Plan hidrolóxico mencione como compatibles cos seus obxectivos e que sexan susceptibles de explotación hidroeléctrica, con independencia de se se atopan en fase de construción ou de explotación.

O apartado segundo deste artigo 37 engade que nos tres últimos casos da listaxe anterior, se se opta polo concurso público, as bases da convocatoria deben garantir a subordinación dos aproveitamentos hidroeléctricos concedidos ás necesidades da explotación principal das obras hidráulicas, ao réxime de caudais dos ríos e á consecución dos obxectivos ambientais que se establezan no Plan ou os que fixen os órganos competentes.

Por último, o punto 3 deste artigo expresa que, unha vez revertido un aproveitamento hidroeléctrico en que se acorde a continuidade da explotación, no prego de condicións do concurso público que se puidese levar a cabo para a explotación de tal aproveitamento,; deberanse ter en consideración os obxectivos ambientais do Plan hidrolóxico, así como as condicións que serían esixibles a un novo aproveitamento. Se unha análise custo/beneficio conclúe coa recomendación de eliminar o aproveitamento, débese demoler de acordo co recollido no artigo 101 da Lei de patrimonio das administracións públicas.

## **2.8. Vinculación entre a planificación hidrolóxica e a enerxética**

Nestes dous primeiros capítulos da tese observouse un vínculo íntimo entre auga e enerxía, que ten a súa maior expresión no sector hidroeléctrico. Así, un dos principais usos da auga é a xeración de enerxía eléctrica nas centrais hidroeléctricas, aínda que tamén se utiliza para outras industrias enerxéticas como é a xeración eléctrica nas centrais térmicas como refrixeración.

Malia isto, obsérvase certa desconexión entre a planificación hidrolóxica e a enerxética. No ámbito enerxético aprecíase como o PNIEC opta polo mantemento da potencia hidroeléctrica instalada e a ampliación no ámbito de bombeo. Pola súa parte, o Plan de desenvolvemento da rede de transporte de enerxía eléctrica para o período 2021-2026, aínda que non incorpora este aumento de potencia no bombeo si reflicte que «o volume de propostas recibidas e a súa tipoloxía poñen de manifesto o grande interese suscitado polo proceso de planificación 2021-2026 no contexto de transición enerxética. Como deriva das figuras anteriores, unha gran parte das propostas foron presentadas por promotores de xeración renovable ou están ligadas á implantación de novas instalacións recollidas no PNIEC como sistemas de almacenamento (bombeos e baterías)», sinalando que se recibiron once propostas de conexión de bombeos.

En cambio, esta realidade non se observa na planificación hidrolóxica, incluído nos plans hidrolóxicos de terceiro ciclo que se atopan xa aprobados, en que se aprecia que o obxectivo principal é alcanzar ou manter o bo estado ecolóxico das augas, pero non se prevé como afectará á consecución dese obxectivo a eventual construción de centrais de bombeo. Isto pódese xustificar en que, até o momento, estamos ante unha previsión un tanto abstracta, posto que non se detalla en que bacías se localizarán esas instalacións.

A pesar desa xustificación, o certo é que tendo en conta a magnitude manexada polo PNIEC (un aumento de case 1000 MW para 2025 e 3500 MW en 2030) resultaría prudente que existisen tamén previsións no ámbito da planificación hidrolóxica, posto que



tales aumentos na potencia instalada de bombeo son susceptibles de xerar un importante impacto nas distintas masas de augas. De feito, antes de existir previsións ao respecto, algúns plans hidrolóxicos de terceiro ciclo, como é o caso do de Galicia-Costa, non permiten novas concesións que supoñan a implantación de obstáculos transversais ou calquera outro elemento que comprometa o mantemento da continuidade lonxitudinal fluvial.

Mentres, noutros casos, para que se permita as novas modificacións de masas de auga superficiais que se producirían con estas novas centrais reversibles esíxese o cumprimento das condicións contidas no artigo 39 do Real decreto 907/2007, do 6 de xullo, polo que se proba o Regulamento da planificación hidrolóxica. Neste dispónse que se poden admitir novas modificacións das características físicas dunha masa de auga superficial, aínda que impidan lograr un bo estado ecolóxico ou a deterioración do estado dunha masa de auga superficial. Ademais, engade que tamén se poden realizar novas actividades humanas de desenvolvemento sustentable, aínda que supoñan a deterioración desde o moi bo estado ao bo estado dunha masa de auga superficial. Para todo isto é necesario cumprir as seguintes condicións:

- Que se adopten todas as medidas factibles para paliar os efectos adversos no estado da masa de auga.
- Que os motivos das modificacións ou alteracións se consignent e expliquen especificamente no Plan hidrolóxico. Cuestión esta que non se aprecia respecto ás novas centrais nos plans de terceiro ciclo.
- Que os motivos das modificacións ou alteracións sexan de interese público superior ou que os beneficios para o medio ambiente e a sociedade que supón o logro dos obxectivos ambientais se vexan superados polos beneficios das novas modificacións ou alteracións para a saúde pública, o mantemento da seguridade humana ou o desenvolvemento sustentable.
- Que os beneficios obtidos con tales modificacións ou alteracións da masa de auga non se poidan conseguir, por motivos de viabilidade técnica ou de custos

desproporcionados, por outros medios que constitúan unha opción ambiental que, de xeito significativo, resulte mellor.

Por tanto, ante estas previsións, no ciclo hidrolóxico actual, tendo en conta que tampouco se está a cumprir co apartado b) anterior, tan só caberá converter centrais hidroeléctricas de encorxa existentes en centrais reversibles construíndo a presa superior destas centrais fora do leito do río. Isto é, centrais de bombeo puro ou *closed loop*, posto que esa nova presa, ao atoparse fóra do leito do río non supón a instalación de novos obstáculos transversais ou de elementos que comprometan a continuidade lonxitudinal do río.

Así pois, no ámbito da industria hidroeléctrica, o futuro do dereito de augas tanto estatal como galego terá como principal desafío o tratar de conxugar do mellor xeito posible o aumento de infraestruturas hidroeléctricas (para cumprir coas previsións de crecemento de potencia instalada en bombeo que se prevén desde o propio Goberno español) coa consecución ou mantemento do bo estado ecolóxico das augas.

## CAPÍTULO III. As concesións hidroeléctricas e a súa reversión

### 3.1. O dominio público hidráulico

#### 3.1.1. O concepto de dominio público

O profesor e activista Daniel BANSAÏD a principios deste século XXI destacaba a relevancia da configuración da propiedade e resaltaba o dominio público ante «a mercantilización e a privatización xeneralizada do mundo», desde un punto vista social, ecolóxico, democrático e ético<sup>279</sup>. En cambio, antes de debater sobre a importancia do concepto debemos abordar a súa definición.

Unha posible definición do dominio público é a que fai RIPLEY, quen sinala que por tal se entende o conxunto de bens e dereitos reais cuxa titularidade corresponde a un ente público e que están sometidos a un réxime xurídico especial debido a que están afectos a un uso, servizo ou interese público. Esta afectación permite distinguilos dos bens patrimoniais dos entes públicos, que se regulan polo réxime xeral do dereito civil<sup>280</sup>.

A configuración deste concepto na doutrina española ten claras influencias estranxeiras, comezando polo emprego da expresión «bens demaniais» para referirse aos bens de dominio público. Este termo provén do dereito italiano. De feito, o artigo 822 do seu Código civil trata o *demanio pubblico*<sup>281</sup>. En cambio, VERGARA BLANCO sinala que, malia a expresión ser comunmente utilizada e aceptada pola doutrina, o termo correcto sería «dominical» (isto sucede tanto en castelán, idioma en que se

---

<sup>279</sup> BANSAÏD, D., «El dominio público contra la privatización del mundo», *Viento Sur*, n.º 70, 2003, p. 76.

<sup>280</sup> RIPLEY, D. I., «La utilización privativa de los bienes de dominio público: las concesiones demaniales en la nueva Ley de Patrimonio de las Administraciones Públicas», *Actualidad Jurídica Uría & Menéndez*, n.º 8, 2004, p. 25.

<sup>281</sup> SÁINZ MORENO, F., «El dominio público: una reflexión sobre su concepto y naturaleza, cincuenta años después de la fundación de la *Revista de Administración Pública*», *Revista de Administración Pública*, n.º 150, 1999, p. 480.

expresa o citado autor, como en galego, xa que en ambos os idiomas se usa a mesma palabra). Este mesmo autor tamén resalta a influencia do dereito francés, especialmente nas teses sobre o dominio público denominadas como «patrimonialistas», e do dereito xermánico, a través das teses das denominadas como *öffentlichen Sachen*<sup>282</sup>.

Así, tradicionalmente en España non se dedicou unha especial atención a determinar o obxecto do dominio público desde unha perspectiva xeral, aínda que si que existen numerosos análises sectoriais ao respecto. Esta ausencia de análises xerais, indica COLOM PIAZUELO, «dificulta unha comprensión axeitada do obxecto do demanio público e, en consecuencia, unha adecuada xestión dos patrimonios públicos»<sup>283</sup>.

Historicamente, a pesar de que a teorización e positivación do dominio público comezou no século XIX, algúns autores sinalan que a súa concepción aparece lastrada por elementos históricos máis antigos. Isto débese a que o réxime xurídico dos bens que integran o dominio público provén do dereito romano e o propio termo ten orixe medieval<sup>284</sup>. Este problema, tal e como expresa VERGARA BLANCO, radica en que «non é posible pensar que puidesen ter igual explicación doutrinal as *res publicae* (ou incluso *ager publicus*) dos romanos e os *iura regalia* medievales, que o moderno *domaine public*»<sup>285</sup>. Mentres MARTÍN-RETORTILLO BAQUER sostén que «hai unha unidade inequívoca entre o dominio público e privado»<sup>286</sup>, polo que, segundo este autor, boa parte da conceptualización do dominio público provén do dereito privado.

---

<sup>282</sup> VERGARA BLANCO, A., «La teoría del dominio público: el estado de la cuestión», *Revista de Derecho Público*, vol. I, n.º 114, 1989, pp. 35-36.

<sup>283</sup> COLOM PIAZUELO, E., «El objeto del dominio público: su necesaria determinación para una adecuada gestión de los patrimonios públicos», *Anuario Aragonés del Gobierno Local*, n.º 6, 2014, p. 242.

<sup>284</sup> PAREJO ALFONSO, L., «Dominio público: un ensayo de reconstrucción de su teoría general», *Revista de Administración Pública*, n.º 100-102, 1983, p. 2380.

<sup>285</sup> VERGARA BLANCO, A., «La teoría del dominio público: el estado de la cuestión», *op. cit.*, p. 30.

<sup>286</sup> MARTÍN-RETORTILLO BAQUER, S., *El Derecho Civil en la génesis del Derecho Administrativo y de sus Instituciones*, edición dixital da 1.ª edición impresa de 1960, Universidade de Sevilla, 2012, pp. 71-73.

Observando esa primeira positivización que se comezou no século XIX, tal e como expón MENÉNDEZ REXACH, a primeira norma española en que se atopa a expresión «dominio público» crese que é a Lei de propiedade literaria, do 10 de xuño de 1847. No artigo 14 desta lei indícase que «cando feneza o termo que concede esta lei aos autores ou editores ou aos seus herdeiros ou os que teñan dereito, ou non conste o dono ou propietario dunha obra, entrará no dominio público». Nesta norma, con dominio público estase facendo referencia a que calquera pode utilizar estes bens por non pertenceren a ninguén en particular e a todos en xeral.

Por esas épocas, a Orde do 12 de maio de 1851 tamén empregou o termo para definir os terreos baldíos descritos no Real decreto do 23 de maio de 1845, que regulaba o produto líquido dos bens inmobles e o cultivo da gandería. Neste caso, novamente o dominio público enténdese como a ausencia de dominio privado. Mentres, na lexislación de obras públicas da época non existen referencias ao dominio público, senón que se fala de servizo público en contraposición ao servizo particular para clasificar os camiños e as estradas, do cal é boa mostra disto a Lei de estradas do 22 de xullo de 1857<sup>287</sup>.

En cambio, na Lei de ferrocarrís do 3 de xuño de 1855, obsérvase xa que os bens de demaniais se conectan co seu destino a un uso público. Así, no seu artigo 3 indícase que todas as liñas de ferrocarrís destinadas ao servizo xeral eran de dominio público e serían consideradas como obras de utilidade xeral, o que tamén facilitaría a expropiación forzosa dos bens necesarios para construír esas vías. Pola súa parte, na exposición de motivos do Real decreto do 6 de novembro de 1863, que regulou a inscrición dos bens e dereitos reais do Estado e das Corporacións Cívís distinguíuse entre bens de uso público que non era necesario inscribir polo evidente da súa natureza –rúas, estradas etc.–, e os de servizo público –como edificios ocupados por tarefas da Administración– en que a falta de notoriedade da afectación implicaba que debesen ser inscritos.

---

<sup>287</sup> No seu artigo 1 indícase o seguinte: «os camiños ordinarios ou estradas da Península e illas adxacentes dividiranse en vías de servizo público e en vías de servizo particular» (*Gaceta de Madrid* n.º 1667, do 29 de xullo de 1857).

Nesta norma tamén se indicaba que os bens de uso público eran bens *extracomercium*.

En cambio, a norma chave nestes inicios na composición da doutrina sobre o dominio público foi a Lei de augas de 1866. Neste caso foi a Comisión encargada de redactar o borrador da que sería a Lei de augas de 1866 a que abordou o tema. Para isto explicou o significado dos termos «dominio público da Nación» e «dominio particular do Estado» referíndoos do seguinte xeito<sup>288</sup>:

*Por dominio público da Nación entende o que a esta compete sobre aquelas cousas cuxo uso é común pola súa propia natureza ou polo obxecto a que se atopan destinadas: tales son, por exemplo, as praias, camiños, ríos, peiraos e portos públicos; o seu carácter principal é ser inalienables e imprescritibles. E por dominio particular do Estado entende o que a este compete sobre aquelas cousas destinadas ao seu servizo, ou sexa á satisfacción das súas necesidades colectivas, e non ao uso común, cousas de que dispón como os particulares das que constitúen o seu patrimonio; tales, entre outras moitas, os montes, minas, arsenais, fortalezas e edificios militares.*

Deste xeito, xa nos encontraríamos próximos á definición do dominio público que se apuntaba ao inicio desta exposición. Pola súa parte, o concepto de dominio público do século dezanove foise perfilando até que en 1889, cando se aproba o Código civil decidiuse tratar no seu artigo 339 este tema, de tal xeito que se lle deu a seguinte redacción:

*Son bens de dominio público:*

*1.º Os destinados ao uso público, como os camiños, canles, ríos, torrentes, portos e pontes construídas polo Estado, as ribeiras, praias, radas e outros análogos.*

*2.º Os que pertencen privativamente ao Estado, sen ser de uso común, e están destinados a algún servizo público ao fomento da riqueza nacional, como as murallas, fortalezas e demais obras de*

---

<sup>288</sup> MENÉNDEZ REXACH, Á., «El dominio público como institución jurídica: Configuración histórica y significado actual en el derecho público español», *Revista Jurídica Universidad Autónoma de Madrid*, n.º 10, 2004, pp. 209-213.

*defensa do territorio, e as minas, mentres que non se outorgue a súa concesión.*

Aquí obsérvase como no apartado primeiro se inclúen os bens de uso xeral e público, os denominados *res publicae*. Mentres, no punto segundo amósase unha ampliación do concepto de dominio público con respecto ao indicado pola Comisión redactora da Lei de augas de 1866. Así, inclúense tamén os bens que non sexan de uso común destinados a servizos públicos ou administrativos. Deste xeito, neste artigo recóllese no ámbito do dominio público o concepto de obra pública da Lei xeral de obras públicas do 13 de abril de 1877.

Do exposto conclúese que o réxime xurídico dos bens de dominio público non é unitario. Por esa razón débese acudir ás concretas leis que regulan os bens de dominio público, xa que nela é onde aparece recollido o réxime xurídico particular de cada un deles. En cambio, como se apuntaba na definición dada ao inicio, teñen como punto en común o feito de que a súa titularidade corresponde a un ente público e que están sometidos a un réxime xurídico especial (dereito administrativo), polo que o título xurídico do cal se compón a súa regulación e intervención é o poder público e non o dominio ou a propiedade<sup>289</sup>.

Posteriormente, a Lei de patrimonio do Estado, do 15 de abril de 1964, definiu negativamente o dominio público ao dispor no seu artigo primeiro que constitúen o patrimonio do Estado os bens que, sendo propiedade do Estado, non se atopan afectos ao uso xeral ou aos servizos públicos, a excepción de que unha lei lles confira expresamente o carácter de demaniais. Ademais, tamén engadiu nese artigo que os edificios propiedade do Estado en que se aloxen órganos estatais terán a consideración de demaniais.

Pola súa banda, a Constitución española tamén abordou este tema a través do seu artigo 132. Aquí consagrou os principios de inalienabilidade, inembargabilidade e imprescritibilidade, así como a súa afectación á hora de regular estes bens. Ademais, no punto

---

<sup>289</sup> MENÉNDEZ REXACH, Á., «El dominio público como institución jurídica: configuración histórica y significado actual en el derecho público español», *op. cit.*, pp. 213-217.

segundo deste artigo indicou que eran bens de dominio público estatal «os que determine a lei e, en todo caso, a zona marítimo-terrestre, as praias, o mar territorial e os recursos naturais da zona económica e a plataforma continental». Sobre tal artigo o pronunciouse o Tribunal Constitucional na citada Sentenza 227/1988, do 29 de novembro, en que abordaba a constitucionalidade da Lei de augas de 1985. Nesta resolución, indicaba que a reserva de lei recollida na Constitución refírese a unha lei estatal –salvo no caso de bens afectos a outros de carácter demanial–, argumentándoo do seguinte xeito:

*[...] no suposto da afectación en réxime demanial dun ben singular a un servizo público stricto sensu, resulta claro que a titularidade do ben é accesoria á da competencia para a xestión do servizo, salvo prescrición expresa en contrario, ao que non se opón o art. 132.2 da Constitución. En tales casos tanto o Estado como as comunidades autónomas poden exercer as potestades que lles confiren a Constitución (art. 128.2) e os estatutos de autonomía, cando iso implique unha afectación de bens ao dominio público, e de acordo coas leis que regulen o réxime xurídico deste último (art. 132.1 da Constitución). Polo contrario, tratándose do «demanio natural», é lóxico que a potestade de demanializar se reserve ao Estado en exclusiva e que os xéneros naturais de bens que unitariamente o integran se inclúan, do mesmo xeito, como unidade indivisible no dominio público estatal. Esta afirmación resulta máis evidente aínda por referencia a un recurso esencial como a auga, dado o carácter de recurso unitario e integrante dun mesmo ciclo (hidrolóxico) que indubidablemente ten e que a propia Lei de augas impugnada lle reconece.*

Ademais, na sentenza comentada o Tribunal Constitucional tamén fixo referencia ao significado da institución xurídica do dominio público nos seguintes termos:

*[...] a incorporación dun ben ao dominio público supón non tanto unha forma específica de apropiación por parte dos poderes públicos, senón unha técnica dirixida primordialmente a excluír o ben afectado do tráfico xurídico privado, protexéndoo desta exclusión mediante unha serie de regras exorbitantes das que son comúns no dito tráfico iure privato. O ben de dominio público é*



*así ante todo res extra commercium, e a súa afectación, que ten esa eficacia esencial, pode perseguir distintos fins: Tipicamente, asegurar o uso público e a súa distribución pública mediante concesión dos aproveitamentos privativos, permitir a prestación dun servizo público, fomentar a riqueza nacional (art. 339 do Código civil), garantir a xestión e utilización controlada ou equilibrada dun recurso esencial, ou outros similares. Dentro desta ampla categoría dos bens demaniais é preciso distinguir entre os singularmente afectados a un servizo público ou á produción de bens ou servizos determinados en réxime de titularidade pública e aqueles outros que, en canto xéneros, se declaran non susceptibles de apropiación privada en atención ás súas características naturais unitarias. Nos primeiros, a afectación atópase intimamente vinculada á xestión de cada servizo ou actividade pública específica, dos cales constitúen mero soporte material. En cambio, a inclusión xenérica de categorías enteiras de bens no demanio, é dicir, na determinación do chamado dominio público natural, subxacen prioritariamente outros fins constitucionalmente lexítimos, vinculados en última instancia á satisfacción de necesidades colectivas primarias.*

Neste extracto apréciase como o Tribunal Constitucional se afasta da tese patrimonialista que se explicará máis adiante, entendendo que a natureza do dominio público non reside nunha relación de propiedade.

Finalmente, outra norma que aborda o concepto de dominio público é a Lei 33/2003, do 3 de novembro, do patrimonio das administracións públicas, en cuxo artigo 5 se dispuxo:

- 1. Son bens e dereitos de dominio público os que, sendo de titularidade pública, se atopan afectados ao uso xeral ou ao servizo público, así como aqueles a que unha lei outorgue expresamente o carácter de demaniais.*
- 2. Son bens de dominio público estatal, en todo caso, os mencionados no artigo 132.2 da Constitución.*
- 3. Os inmobles de titularidade da Administración xeral do Estado ou dos organismos públicos vinculados a ela ou dependentes dela en que se aloxen servizos, oficinas ou dependencias dos seus*

*órganos ou dos órganos constitucionais do Estado consideraranse, en todo caso, bens de dominio público.*

*4. Os bens e dereitos de dominio público rexeranse polas leis e disposicións especiais que lles sexan de aplicación e, a falta de normas especiais, por esta lei e as disposicións que a desenvolvan ou complementen. As normas xerais de dereito administrativo e, no seu defecto, as normas de dereito privado, aplicaranse como dereito supletorio.*

Ademais, a xestión destes bens e dereitos demaniais, segundo Lei do patrimonio das administracións públicas (artigo 6), debe obedecer aos seguintes principios:

- Inalienabilidade, inembargabilidade e imprescritibilidade, tal e como se dispón na Constitución.
- Adecuación e suficiencia dos bens para servir ao uso xeral ou ao servizo público a que están destinados.
- Aplicación efectiva ao uso xeral ou ao servizo público.
- Dedicación preferente aos usos comúns fronte aos privativos.
- Exercicio dilixente das prerrogativas outorgadas legalmente ás administracións públicas, garantindo a súa conservación e integridade.
- Identificación e control a través de inventarios ou rexistros adecuados.
- Cooperación e colaboración entre as administracións públicas no exercicio das súas competencias sobre o dominio público.

Neste teorización sobre o dominio público obsérvase que nun inicio se mantivo que non cabía un auténtico dereito de propiedade do Estado sobre os bens de dominio público, xa que se considerou que pertencían ao pobo e que a Administración só exercía sobre eles unha función de regulamentación do uso; isto é, unha potestade de policía. En cambio, esta doutrina pronto se mostrou insuficiente, xa que se apreciou que o Estado tiña unha serie de facultades sobre os bens de dominio público que son típicas do dereito de propiedade, tales como as de facer propios os froitos

que produzan. Por iso, a doutrina pasou a considerar o dominio público como unha forma especial de propiedade<sup>290</sup>.

Sobre isto GONZÁLEZ-BERENGUER URRUTIA indicou que «o dominio público ten que ser loxicamente unha especie de dereito de propiedade, un tipo específico de relacións suxeito-cousas do mundo exterior. Esta especificidade débese, segundo a opinión máis común, ao destino que as cousas teñen, á súa funcionalidade, ao que tecnicamente se chama a afectación, o seu destino; o dominio público recae sobre certos bens, porque estes bens están afectados; o dominio público ten un réxime xurídico que salva e preserva unha afectación»<sup>291</sup>.

Dentro destas concepcións do dominio público existen diversas posturas doutrinarias que sosteñen distintas teses relativas á forma de entender o dominio público.

Unha primeira tese é a denominada como tese patrimonialista. A teoría patrimonialista procede dunha doutrina nacida en Francia da man de Víctor PROUDHON<sup>292</sup>. Dentro do propio país galo destacan tamén os debates mantidos entre Maurice HAURIUO<sup>293</sup> e Leon DUGUIT<sup>294</sup>. O primeiro destes autores, tal e como resume SERNA VALLEJO<sup>295</sup>, defende que o dominio público é un dereito de propiedade pública atribuído a unha Administración, que presenta determinadas características específicas debido á finalidade pública a que están afectos estes bens. Por iso, os bens de

---

<sup>290</sup> MARTÍNEZ DE AGUIRRE ALDAZ, R., «Algunas consideraciones sobre la responsabilidad patrimonial *ex* artículo 1.911 del Código Civil y su actuación en el Derecho Administrativo», *Revista Jurídica de Navarra*, n.º 26, 1998, p. 162. Este autor basea parte do seu razoamento en: GARRIDO FALLA, F. *Tratado de Derecho Administrativo II. Parte general*, 10.ª edición, Tecnos, Madrid, 1992, p. 357.

<sup>291</sup> GONZÁLEZ-BERENGUER URRUTIA, J. L., «Sobre la crisis del concepto de dominio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 56, 1968, pp. 191-192.

<sup>292</sup> PROUDHON, V., *Traité du domaine public ou de la distinction des biens*, 2.ª edición, Chez Victor Lagier, Dijon, 1833.

<sup>293</sup> HAURIUO, M., *Précis de Droit Administratif et de droit public general*, 3.ª edición, Librairie Larousse, París, 1897.

<sup>294</sup> DUGUIT, L., *Traité de Droit constitutionnel*, 3.ª edición, Éditions de Boccard, París, 1930.

<sup>295</sup> SERNA VALLEJO, M., «Los bienes públicos: formación de su régimen jurídico», *Anuario de Historia del Derecho Español*, n.º 75, 2005, p. 986.

dominio público entenderíanse susceptibles de apropiación. Pola súa parte, DUGUIT, contrario á teoría patrimonialista, sostén que os bens de dominio público non son susceptibles de propiedade, tanto privada como pública, pola súa propia natureza xurídica. Por esa razón, mantén que o Estado para cos bens de dominio público só ten un deber de protección e garantía da súa afectación ao uso público.

Esta tese en España introdúcese da man de FERNÁNDEZ DE VELASCO<sup>296</sup>. Este sostén que o dominio público é unha forma de propiedade inalienable e imprescritible que aparece na afectación ou destino de determinados bens á utilidade pública<sup>297</sup>. Posteriormente, autores tales como BALLBÉ<sup>298</sup>, ÁLVAREZ-GENDÍN Y BLANCO<sup>299</sup>, GARRIDO FALLA<sup>300</sup>, GUAITA MARTORELL<sup>301</sup> ou GARCÍA DE ENTERRÍA<sup>302</sup>, adoptaron esta tese que se converteu en maioritaria na doutrina. Do mesmo xeito, o Consello de Estado e o Tribunal Supremo tamén se decantaron por ela. Ao respecto cómpre citar a Sentenza do Tribunal Supremo do 28 outubro de 1981, onde se indicou:

*Que o dominio público no noso ordenamento xurídico, no presente momento histórico, configúrase como unha relación de propiedade e non como unha relación de poder ou de soberanía, tal como proclama, non só o C. Civ. nos seus arts. 338 a 345, se*

---

<sup>296</sup> FERNÁNDEZ DE VELASCO, R., «Naturaleza jurídica del dominio público según Hauriou. Aplicación a la legislación española», *Revista de Derecho Privado*, n.º 94-95, 1921, pp. 230-236.

<sup>297</sup> SERNA VALLEJO, M., «Los bienes públicos: formación de su régimen jurídico», *op. cit.*, pp. 999-1000.

<sup>298</sup> BALLBÉ, M., «Concepto de dominio público», *Revista Jurídica de Cataluña*, n.º 5, 1945, pp. 25-73.

<sup>299</sup> ÁLVAREZ-GENDÍN Y BLANCO, S., *El dominio público. Su naturaleza jurídica*, 1.ª edición, Bosch, Barcelona, 1956.

<sup>300</sup> GARRIDO FALLA, F., «Sobre el régimen del dominio público», *Problemática de la Ciencia del Derecho. Estudios en Homenaje al Profesor José María Pi y Suñer*, 1.ª edición, Bosch, Barcelona, 1962, pp. 303-340.

<sup>301</sup> GUAITA MARTORELL, A., «Le domaine public en Espagne», *Revue Internationale des Sciences Administratives*, n.º 22, 1956, pp. 121-140.

<sup>302</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA MARTÍNEZ-CARANDE, E., «Sobre la imprescriptibilidad del dominio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 13, 1954, pp. 11-52.

*non tamén a Lei de réxime local, nos seus arts. 182 e seguintes e o Regulamento de bens das entidades locais nos arts. 3, 4 e en T. S. nas súas SS. de 2 outubro de 1967 (Sala 4.ª) e 25 de marzo de 1970 (Sala 3.ª), doutrina tamén proclamada polo Consello de Estado, nos seus ditames do 14 de febreiro de 1957 e 10 de maio de 1962, e matizada no Ditame do 14 de xuño de 1969 en que se afirma que a titularidade demanial non se confunde co mero dereito de propiedade civil, posto que se organiza polo dereito, non para o uso exclusivo do propio Estado sobre os bens demaniais, senón que leva consigo o principio de apertura deses bens á utilización económica do común de cidadáns; de tal sorte que, malia o dominio público estar fóra do comercio dos homes, tal como se recoñece de modo implícito nos arts. 437, 1271 e 1936 do C. Civ. e de modo explícito e terminante no art. 188 da Lei de réxime local e a súa comercialidade só admitida, en termos limitados, por modos de dereito públicos, porén, a súa adquisición pode operarse, non só por medios ou modos de dereito administrativo como a expropiación forzosa, ou a cesión de vías, regulados nas leis correspondentes, senón tamén por modos de dereito privado, entre eles a prescripción adquisitiva ou usucapión, e así o dispón el art. 8.º núm. 4.º do Regulamento de bens das entidades locais e o T. S. en SS. do 25 de novembro de 1972 e 27 de decembro de 1969, ambas da Sala cuarta en sentenzas da Sala Primeira do 26 de abril de 1966 e do 27 de decembro de 1974 e, por iso, cabe que a Administración adquira o dominio ou os dereitos reais susceptibles de usucapión, o que permite adquirir a propiedade dunha rúa ou unha servidume de paso de uso público xeral sobre propiedade privada.*

En cambio, outros sectores da doutrina critican esta tese porque a súa aplicación tende ao aproveitamento económico do ben. Isto, como indica MENÉNDEZ REXACH<sup>303</sup>, pode traer como consecuencia práctica, se se maximizase, que se esixa contraprestación polo uso de bens tales como as rúas, as praias ou incluso o aire que se respira. Á súa vez, tamén hai autores como

---

<sup>303</sup> MENÉNDEZ REXACH, Á., «El dominio público como institución jurídica: configuración histórica y significado actual en el derecho público español», *op. cit.*, pp. 220-221.

ARIÑO ORTIZ<sup>304</sup> que, mostrándose de acordo coa tese patrimonialista, a matizan. Así, este autor reconece a importancia da afectación nos bens de dominio público, aínda que xa non como un título de propiedade, senón como un título de potestade sobre eles. Na actualidade hai autores que consideran que esta teoría está a perder peso<sup>305</sup>.

Unha segunda teoría é a denominada como tese funcionalista, que atopa en VILLAR PALASÍ<sup>306</sup> ao seu principal autor. Esta tese critica a postura patrimonialista considerando que a Administración non posúe competencia para realizar conductas propias do dereito de propiedade en relación co dominio público. Esta liña doutrinal considera que con respecto ao dominio público o principal obxectivo da Administración é o cumprimento dos intereses xerais a través das potestades que se lle concederon. Por tanto, considera o dominio público como un título de intervención da Administración, derivado das súas potestades outorgadas para obter o cumprimento dos intereses xerais<sup>307</sup>.

Sobre isto, máis recentemente, FERNÁNDEZ SCAGLIUSI explicaba que «deste modo, pese a ser certo que o ente titular do dominio público dispón de potestades asimilables ás dos propietarios privados, estas deben ser consideradas dentro dun contexto absolutamente diferente. Neste sentido, deben esquecerse os parámetros típicos do dereito de propiedade e encadrar de maneira máis adecuada ao dominio público, conectándoo coa figura da potestade. A diferente finalidade que orienta a actuación da Administración tradúcese en que esta o que intenta é buscar

---

<sup>304</sup> ARIÑO ORTIZ, G., *La afectación de bienes al servicio público*, Escola Nacional de Administración Pública, Alcalá de Henares, 1973, p. 31.

<sup>305</sup> SERNA VALLEJO, M., «Los bienes públicos: formación de su régimen jurídico», *op. cit.*, p. 1000.

<sup>306</sup> VILLAR PALASÍ, J. L., *Derecho administrativo*, 1.<sup>a</sup> edición, Sección de Publicacións, Universidade de Madrid, Madrid, 1968, p. 32.

<sup>307</sup> RIQUELME SALAZAR, C. DE L., «El derecho al uso privativo de las aguas en España y Chile. Un estudio de derecho comparado», tese de doutoramento, CASADO CASADO, L. (dir.), Universidade Rovira i Virgili, Tarragona, 2013, p. 186.

potestades, ampliar o ámbito do público tendo en conta os fins que motivan a demanialización de cada categoría de bens»<sup>308</sup>.

Sobre esta doutrina tamén teorizaron autores tales como PAREJO GAMIR e RODRÍGUEZ OLIVER<sup>309</sup>, GALLEGO ANABITARTE<sup>310</sup>, PAREJO ALFONSO<sup>311</sup>, DE LA CUÉTARA MARTÍNEZ<sup>312</sup> ou ESTEVE PARDO<sup>313</sup>, entre outros<sup>314</sup>.

Finalmente, respecto ao concepto do dominio público, MOREU CARBONELL indica que se as teorías clásicas do dereito administrativo perderon eficacia debido á liberalización e á globalización vivida nas últimas décadas. Pese a isto, esta autora considera que o fin último do concepto de dominio público, que nas súas palabras é «a garantía da afectación de certos bens e recursos ás finalidades públicas», continúa presente<sup>315</sup>.

### 3.1.2. O dominio público hidráulico

«Unha vez estudado o concepto do dominio público este debe ser posto en contexto co ámbito de estudo desta tese, que son as concesións hidroeléctricas. Nese aspecto, resulta especialmente

---

<sup>308</sup> FERNÁNDEZ SCAGLIUSI, M. DE LOS Á., «La valorización del dominio público», tese de doutoramento, CARRILLO DONAIRE, J. A. e MONTROYA MARTÍN, E., (dirs.), Universidade de Sevilla, Sevilla, 2014, p. 62.

<sup>309</sup> PAREJO GAMIR, R. e RODRÍGUEZ OLIVER, J. M., *Lecciones de dominio público*, Instituto Católico de Artes e Industrias, Madrid, 1976.

<sup>310</sup> GALLEGO ANABITARTE, A., «Los cuadros del Museo del Prado (I): reflexiones histórico y dogmático-jurídicas con ocasión del artículo 132 (y 133.1) de la Constitución española de 1978», *Administración y Constitución: estudios en homenaje al profesor Mesa Moles*, Servizo de Publicacións, Presidencia do Goberno, 1982, pp. 227-310.

<sup>311</sup> PAREJO ALFONSO, L., «Dominio público: un ensayo de reconstrucción de su teoría general», *op. cit.*, pp. 2379-2422.

<sup>312</sup> DE LA CUÉTARA MARTÍNEZ, J. M., *Las potestades administrativas*, Tecnos, Madrid, 1986.

<sup>313</sup> ESTEVE PARDO, J., «Consideraciones sobre la afectación de bienes al servicio público a partir de las llamadas afectaciones a non dominio», *Revista de Administración Pública*, n.º 113, 1987, pp. 181-216.

<sup>314</sup> As achegas destes autores á doutrina funcionalista aparecen resumidas en: VERGARA BLANCO, A., «Teoría del dominio público y afectación minera», *Revista Chilena de Derecho*, vol. 17, 1990, pp. 148-149.

<sup>315</sup> MOREU CARBONELL, E., «Desmitificación, privatización y globalización de los bienes públicos: del dominio público a las obligaciones de dominio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 161, 2003, p. 477.

relevante o coñecido como dominio público hidráulico. Para a configuración deste concepto de dominio público hidráulico debemos remontarnos primeiro ao comentado artigo 132.2 da Constitución. Este precepto constitucional, segundo a Sentenza do Tribunal Constitucional 149/2011, do 28 de setembro, «ao tempo que exclúe da titularidade privada algúns xéneros de bens, permite ao lexislador declarar a demanialidade doutros. Non impón, por tanto, o carácter demanial das augas, senón que habilita, en todo o non recollido nel, unha ampla marxe para o deseño do dominio público hidráulico, até o punto de que a propia demanialización desta categoría de bens é unha opción do lexislador».

Esta opción concretouse no actual artigo 2 do TRLA, onde aparece definido actualmente o dominio público hidráulico. Nesta definición legal dispónse que:

*Constitúen o dominio público hidráulico do Estado, coas excepcións expresamente establecidas nesta lei:*

- a) As augas continentais, tanto as superficiais como as subterráneas renovables con independencia do tempo de renovación.*
- b) Os leitos de correntes naturais, continuas ou descontinuas.*
- c) Os leitos dos lagos e lagoas e os dos encoros superficiais en leitos públicos.*
- d) Os acuíferos, para os efectos dos actos de disposición ou de afección dos recursos hidráulicos.*
- e) As augas procedentes da desalgación de auga de mar.*

Sobre isto, salienta PLAZA MARTÍN<sup>316</sup> que, a pesar do disposto neste artigo, non todas as augas continentais forman parte do dominio público hidráulico, xa que se mantén a existencia de augas privadas en determinados supostos en que se decidiu respectar os dereitos adquiridos ao abeiro da Lei de augas de 1879<sup>317</sup>. Ao respecto, indica

---

<sup>316</sup> PLAZA MARTÍN, C., «El dominio público hidráulico», *op. cit.*, pp. 26-27.

<sup>317</sup> Para afondar no concepto de augas de dominio público e na súa distinción das de dominio privado tal e como se estipulaba na Lei de augas de 1879 recoméndase consultar: ALONSO MOYA, F., «Sobre las aguas de dominio público y de dominio privado», *Revista de Administración Pública*, n.º 4, 1951, pp. 29-74.



GARRIDO COLMENERO que «o dominio público das augas implica que é o poder público o responsable de que usos públicos e privados non se prexudiquen entre si, nin deteriorenen o ámbito territorial ou hidráulico en que flúen ou se almacenan as augas»<sup>318</sup>.

Ademais, o dominio público hidráulico tamén inclúe elementos que non son auga, tales como terreos e formacións xeolóxicas por onde circula a auga. En cambio, a regra xeral é que as augas continentais forman parte do dominio público hidráulico, posto que como indica o Tribunal Constitucional na comentada Sentenza 149/2011 «o texto refundido da Lei de augas considera públicas todas as augas (coa excepción das subterráneas ou procedentes de mananciais que sexan obxecto de dereitos dominicais preexistentes cuxos seus titulares optasen por non transformalos en concesións) de modo que só poidan ser obxecto de aproveitamento mediante as oportunas concesións outorgadas pola administración hidráulica. En tal sentido, o artigo 2 do texto refundido da Lei de augas declara dominio público do Estado, entre outros bens, as augas continentais, tanto superficiais como subterráneas renovables, e aos acuíferos impondo unha única cualificación xurídica para todos os recursos hídricos como ben de dominio público estatal salvo as contadas excepcións previstas na propia lexislación de augas. Igualmente o artigo 52 do texto refundido da Lei de augas sinala que o dereito ao uso privativo do dominio público, sexa ou non consuntivo, adquirese por disposición legal ou por concesión administrativa e xa mencionamos que o artigo 59 establece que todo uso privativo das augas require, como regra xeral, concesión administrativa».

O concepto do dominio público hidráulico parte especialmente da idea de que o recurso hídrico se integre no ciclo hidrolóxico, deixando fóra deste os depósitos de auga que non conforman tal ciclo hidrolóxico<sup>319</sup>, aínda que isto se apreciaba dun

---

<sup>318</sup> GARRIDO COLMENERO, A., «La economía del agua en España. Entre lo público y lo privado, la difícil búsqueda del interés general», *Arbor*, n.º 646 (exemplar dedicado á nova cultura da auga en España), 1999, p. 221.

<sup>319</sup> MORELL OCAÑA, L., «Las titularidades sobre aguas privadas», *Revista de Administración Pública*, n.º 154, 2001, pp. 7-46.

xeito máis claro na Lei de augas de 1985, previa ao TRLA. Ademais, mediante o dominio público hidráulico tamén se procura a protección e a racionalización do recurso hídrico<sup>320</sup>.

Na definición recollida actualmente no TRLA obsérvase que, aínda que existen casos en que excepcionalmente se admite a existencia de titularidade privada sobre bens que, segundo a declaración xeral de demanialidade do artigo 2 do TRLA, deberían pertencer ao dominio público, este dominio privado está sometido a importantes limitacións pola normativa de augas.

A pertenza das augas ao dominio público hidráulico implica que poidan ser empregadas de forma xenérica polos cidadáns. Os usos exercidos poden ser cualificados de comúns xerais, comúns especiais ou privativos. Os aproveitamentos hidroeléctricos aquí estudados encádranse dentro dos últimos, xa que a súa explotación destes exerce a través dunha concesión e son necesarias unhas instalacións físicas permanentes no dominio público hidráulico (a central hidroeléctrica, a presa e as construcións asociadas). En cambio, como sinala CARPI ABAD, o carácter privativo dos aproveitamentos hidroeléctricos non é excluínente, xa que é compatible con outros usos, privativos ou non, como pode ser o uso das augas dos encoros para o baño ou a navegación ou para regas augas abaixo. Así, tan só se exclúen outros usos incompatibles co salto<sup>321</sup>.

## **3.2. As concesións de dominio público**

### **3.2.1. Antecedentes históricos e concepto**

Tendo en conta que este estudo se centra nas concesións hidroeléctricas, ao igual que se detallo o concepto de dominio público pola súa especial afección, tamén resulta necesario detallar o concepto de concesión e concesión de dominio público. Con carácter xeral, a concesión administrativa é unha institución cunha

---

<sup>320</sup> GAMERO RUIZ, E. e RODRÍGUEZ MORAL, J., «El curso legal del agua en España: dominio público, recurso natural y recurso paisajístico», *Revista General de Derecho Administrativo*, n.º 51, 2019, p. 3.

<sup>321</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, Lex Nova, Valladolid, 2002, pp. 51-52.

profunda tradición histórica. Para atopar a súa orixe debemos remontarnos á cesión *vectigal* de terras do dereito romano, consistindo esta en asignarlles aos particulares o goce de terreos adquiridos por conquista militar pertencentes ao pobo romano (*ager publicus*) a cambio de pagar un canon ou *vectigal*<sup>322</sup>.

Na idade media as regalías ou *iura regalia* ocuparon un papel semellante que perduraría até o século XIX. Estas configúranse como dereitos propios do Rei, non susceptibles de propiedade privada. As regalías podían ser maiores ou menores. As maiores referíanse a funcións, en principio, indelegables tales como acuñar moeda ou ditar leis. Mentres, as regalías menores non tiñan ese carácter indelegable e si podían ser obxecto de concesión. Entre estas estaban as regalías de minas, de camiños e pontes, de muíños, de caza e pesca ou de augas. A forma de utilizar privativamente estes bens do patrimonio real era por medio do contrato de censo enfitéutico. Neste contrato, a propiedade dividíase entre dominio directo, que seguía nas mans do Rei, e dominio útil, que recibía o particular a cambio do pagamento dun canon<sup>323</sup>.

Respecto ao abandono da construción xurídica da concesión a modo de contrato de censo enfitéutico a favor da concesión de dominio público, indica FERNÁNDEZ ACEVEDO –tomando o razoamento previo de GALLEGO ANABITARTE<sup>324</sup>– que isto se explica «como unha consecuencia do derrubamento das concepcións patrimonialistas sobre as cousas públicas acontecido no século XIX con motivo do xurdimento dun poder público desligado de tales connotacións. A relación entre o Rei e o concesionario xa non será preciso explicala como un contrato de censo, senón que a relación xurídica constrúese en virtude dunha simple autorización ou concesión, concibida como acto

---

<sup>322</sup> VILLAR PALASÍ, J. L., «Concesiones administrativas», *Nueva Enciclopedia Jurídica*, vol. IV, Francisco Seix Editor, Barcelona, 1952, p. 687-688.

<sup>323</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, 2.<sup>a</sup> edición, Thomson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2012, pp. 51-52.

<sup>324</sup> GALLEGO ANABITARTE, A., «El Derecho español de aguas en la historia y ante el Derecho comparado», *El Derecho de aguas en España*, tomo I, GALLEGO ANABITARTE, A., MENÉNDEZ REXACH, A. e DÍAZ LEMA, J. M. (dirs.), Centro de Publicacións do Ministerio de Obras Públicas e Urbanismo, Madrid, 1987, p. 151.

administrativo unilateral, que se outorga ao particular para que utilice privativamente un ben que é de todos»<sup>325</sup>.

En cambio, no propio século XIX existía unha importante confusión terminolóxica até no dereito positivo. Por estas datas, a concesión foi denominada como «execución de empresa» (Instrución de obras públicas do 14 de outubro de 1845), para posteriormente usar os termos concesión e autorización, en ocasións como sinónimos. Nalgunhas disposicións, tal e como pode observarse no sector dos ferrocarrís desde a Lei do 14 de outubro de 1845, chegou a identificarse o termo «lei» co de «concesión». Todo isto, como explica ROSADO PACHECO<sup>326</sup>, manifestouse até na xurisprudencia. Como exemplo disto pódese citar a Sentenza do Tribunal Supremo do 25 de outubro de 1892, en que se indicaba que:

*Non pode estimarse contrato unha autorización concedida por vía de ensaio a un particular para presentar voluntarios con destino aos exércitos de Ultramar, sen que poida alterar a natureza desa concesión administrativa.*

Co paso do tempo o concepto de concesión foise perfilando e comezáronse a agrupar en distintos tipos. A doutrina clásica distingue entre a concesión de dominio público, a de obra pública e a de servizo público. A estas formas algúns autores engádenlle a concesión industrial, dentro da cal inclúen outras formas do dereito positivo, pero sen esgotar o concepto, polo que se podería incluso falar doutras formas de concesións<sup>327</sup>. Sobre isto, VILLAR PALASÍ foi dos primeiros membros da doutrina española en identificar diversos tipos de concesións. En cambio, defendía tamén a existencia dunha idea unitaria das concesións, xa que consideraba

---

<sup>325</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, op. cit., p. 52. Sobre isto tamén se pode consultar: FUENTES I GASÓ, J. R., *La concesión y el procedimiento administrativo: dos instituciones administrativas en simbiosis*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2021.

<sup>326</sup> ROSADO PACHECO, S., «La concesión administrativa en la Ley de Reforma y Desarrollo Agrario», *Anuario de la Facultad de Derecho*, n.º 2, 1983, pp. 415-416.

<sup>327</sup> LÓPEZ RAMÓN, F., «Las dificultades de una legislación básica sobre concesiones administrativas», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, n.º 243, 1989, 564.

que en todas elas existía unha transmisión dunha función pública en beneficio dos cidadáns, aínda que sen que iso implicase un menor poder do Estado senón, máis ben, reafirmaba o carácter de función pública das actividades afectadas<sup>328</sup>.

En cambio, un contemporáneo a VILLAR PALASÍ, o profesor GARCÍA-TREVIJANO FOS, considerou que as concesións administrativas non se podían tratar todas de xeito unitario e que a concesión de servizo público<sup>329</sup> «diferénciase da concesión demanial porque recae sobre a «actividade» e non sobre a cousa»<sup>330</sup>. Xa que logo consideraba que entre estas concesións se observaban diferenzas de obxecto, xa que serven a funcións públicas distintas e tampouco posúen a mesma natureza xurídica. Por tal razón, boa parte da doutrina considera moi xenérico e impreso o tratamento unitario das concesións. De feito, os intentos de unificalas tamén implicaron a aplicación ás concesións demaniais de construcións máis pensadas para as concesións de servizo público<sup>331</sup>.

Nun termo máis intermedio, autores como LÓPEZ MENUDO<sup>332</sup> avogan por explicar que aínda que as concesións de dominio público e as de servizo público teñen algúns puntos en común tamén presentan moitas e importantes diferenzas. Por esa razón, malia poderse levar a cabo certa regulación destas concesións dun xeito homoxéneo, non é posible facelo completamente, xa que son figuras xurídicas que non son susceptibles de ser unificadas por completo.

---

<sup>328</sup> VILLAR PALASÍ, J. L., «Concesiones administrativas», *op. cit.*, p. 687.

<sup>329</sup> E, por analoxía, tamén a concesión de obra pública, porque tradicionalmente nestas concesións se considera que o negocio xurídico preponderante –e habitualmente tamén o de maior importancia económica– é o do servizo público, e non a obra, que soamente opera como un instrumento para poder prestar o servizo.

<sup>330</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Aspectos de la Administración económica», *Revista de Administración Pública*, n.º 12, 1953, p. 48.

<sup>331</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, *op. cit.*, pp. 100-101.

<sup>332</sup> LÓPEZ MENUDO, F., «¿Régimen jurídico unitario para las concesiones o pluralidad de regímenes especiales?», *Administración de Andalucía*, n.º 63, 2006, pp. 41-45.

Sobre a distinción entre as concesións demaniais e as de servizo público tamén tivo ocasión de pronunciarse o Tribunal Supremo no fundamento xurídico terceiro da súa Sentenza do 5 de marzo de 2007 (recurso de casación n.º 1007/2002) onde indicou:

*En dereito administrativo, a concesión administrativa é unha institución que agrupa distintas especies de negocios xurídicos presididos pola idea de cesión a un particular dunha esfera de actuación orixinariamente administrativa. O concepto inclúe todos aqueles actos das administracións públicas polos que se faculta aos particulares para a realización ou xestión de determinado servizo público ou se lles atribúe o aproveitamento específico e exclusivo de bens de dominio público. A concesión é, por tanto, unha institución xurídica complexa, susceptible de ser considerada como contrato e como dereito real xa que comprende dúas modalidades: a de servizo público e a demanial.*

*En efecto, de acordo coa xurisprudencia desta Sala, mediante a concesión a Administración obtén a colaboración dun particular, ben para a prestación dun servizo público –concesión de servizos– ben para o aproveitamento do dominio público –concesión demanial–.*

Volvendo á obra de VILLAR PALASÍ, este autor tamén incide na existencia do carácter constitutivo e translativo das concesións. O primeiro implica que se constituía un dereito a favor do cidadán; mentres co carácter translativo tamén hai unha transferencia de poder por parte da Administración<sup>333</sup>.

No caso das concesións de dominio público –e nas concesións administrativas en xeral– o carácter constitutivo é claro e admitido comunmente pola doutrina. Este carácter constitutivo despréndese da necesidade dun título que habilite ao cidadán a ocupar bens de dominio público ou utilízalos de forma que exceda o dereito de uso común a todos, tal e como dispón o artigo 84.1 da Lei 33/2003 do patrimonio das administracións públicas.

Pola súa parte, o carácter translativo, que se observa con claridade nas concesións de obra pública e de servizo público, non se atopa nas concesións de dominio público. Isto, en palabras de

---

<sup>333</sup> VILLAR PALASÍ, J. L., «Concesiones administrativas», *op. cit.*, p. 700.

FERNÁNDEZ ACEVEDO, débese a que «as facultades de outorgamento de dereitos de uso privativo e as de aproveitamento directo dos bens pola Administración non forman parte da titularidade demanial» polo que a concesión demanial «carece de natureza translativa de funcións orixinariamente públicas que a Administración separa da súa titularidade a favor do particular concesionario. Máis sinxelamente supón o exercicio por aquela das potestades que o ordenamento xurídico lle atribúe para a ordenación e distribución dos usos e aproveitamentos privados de que son susceptibles os bens demaniais, pois en verdade debe converterse en que non é posible trasladar a outro suxeito un poder ou facultade de que non se pode dispor nunha simple aplicación do principio xeral de «non pode transmitirse a outro o que non se ten»<sup>334</sup>.

Unha vez perfilado o concepto de concesión demanial, pódese tomar a definición que deste fai CARPI ABAD no ámbito dos aproveitamentos hidroeléctricos. Para ela a concesión demanial é «aquela habilitación administrativa necesaria para levar a cabo un uso privativo, exclusivo e configurador dalgúns dereitos, realizado no dominio público, con certa vocación de permanencia, e por medio de instalacións fixas». En cambio, esta mesma autora tamén sinala que non se trata dun concepto homoxéneo e a existencia doutras definicións<sup>335</sup>.

Así, por exemplo, de xeito similar, GARCÍA PÉREZ indica que a concesión de dominio público «ten como causa inmediata a explotación rendible dun determinado sector de titularidade administrativa, mediante a incorporación de determinadas instalacións, de maior ou menor fixeza, dirixidas a unha actividade económica que require como sede física o demanio. Sen dúbida, o outorgamento da concesión persegue ademais o interese xeral». Ademais engade –negando tamén o carácter translativo da concesión– que con isto se procura «o «uso óptimo» do dominio público, e significa o poder de intervención da administración titular no proceso de habilitación de usos ou actividades sobre este

---

<sup>334</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, op. cit., p. 52.

<sup>335</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., p. 82.

espazo físico: dunha parte, o dito poder de intervención maniféstase na potestade discrecional da Administración no outorgamento dos títulos habilitantes, tradicionalmente admitida no noso ordenamento xurídico; doutra, a intervención administrativa estará presente ao longo de toda a explotación, a través de diversas potestades que confire o ordenamento xurídico ao titular demanial: poder de vixilancia, de modificación do título concesional, de rescatar os bens de dominio público etc.»<sup>336</sup>

### **3.2.2. Natureza xurídica**

A natureza xurídica das concesións de dominio público deu lugar a importantes debates xurídicos. As posturas máis destacadas ao respecto son as coñecidas como tese contractualista, tese unilateralista e tese mixta.

#### **a) Tese contractualista**

Esta teoría, tamén coñecida como tese bilateral, defende que a concesión se basea nun acordo de vontades entre a Administración e o concesionario. Este acordo constitúe o elemento esencial da concesión e confírelle o carácter de contrato de dereito público. Deste xeito, o fundamento desta teoría poderíase explicar pola maior estabilidade que o concesionario require para o aproveitamento do dominio público. Este aproveitamento habitualmente implica a necesidade de ocupalo con instalacións fixas e permanentes que, en xeral, resultan custosas, polo que o carácter de estabilidade é necesario para poder rendibilizar este desembolso. Ademais, unha vez rematada a concesión, as infraestruturas que ocupan o dominio público reverten no Estado. Isto tamén implica unha diferenza importante entre as concesións e as autorizacións, xa que no caso das autorizacións as instalacións efectuadas no dominio público, en caso de habelas, son

---

<sup>336</sup> GARCÍA PÉREZ, M., «La naturaleza jurídica de la autorización y la concesión, a propósito de la utilización del dominio público», *Anuario da Facultade de Dereito da Universidade da Coruña*, n.º 1, 1997, p. 343.



desmontables, de menor valor económico e recuperables á conclusión do negocio xurídico<sup>337</sup>.

Sobre a distinción entre estas dúas figuras xurídicas, FERNÁNDEZ SCAGLIUSI<sup>338</sup> indica que «o relevante é que cando o uso do ben demanial exceda do común, sexa uso especial ou privativo impropio, a súa realización queda suxeita á obtención previa dunha autorización sempre que sexan usos non superiores a catro anos e que empreguen instalacións desmontables ou bens mobles. Polo contrario, se o uso que se pretende excede do suxeito a autorización pola súa duración ou pola transformación daquel, está supeditado á obtención dunha concesión. En definitiva, aínda que a Lei 33/2003, do 2 novembro, do patrimonio das administracións públicas non contén definición da concesión, si permite extraer un concepto. As circunstancias que dan lugar á concesión son as seguintes: uso especial ou privativo cunha duración superior a catro anos, sen transformar o ben demanial por efectuarse unicamente con bens mobles ou instalacións desmontables, ou uso especial ou privativo inferior a catro anos con transformación por levarse a cabo con obras ou instalacións fixas»<sup>339</sup>.

Volvendo á teoría contractualista das concesións, estaríamos ante un contrato bilateral que xera para a Administración e para o concesionario un conxunto de dereitos e obrigas desde o seu perfeccionamento. A teoría do acordo de vontades foi introducida a principios do século XX na doutrina española<sup>340</sup>, fundamentándose no feito de que a modificación das concesións por razóns de interese pública implicaba unha indemnización ou

---

<sup>337</sup> GARCÍA PÉREZ, M., *La utilización del dominio público marítimo-terrestre: estudio especial de la concesión demanial*, Marcial Pons, Madrid, 1995, pp. 143-144.

<sup>338</sup> FERNÁNDEZ SCAGLIUSI, M. DE LOS Á., «El problemático plazo de las concesiones de uso del dominio público (a propósito de la Resolución de la DGRN de 4 de diciembre de 2012)», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autónoma*, n.º 317, 2011, pp. 283-295.

<sup>339</sup> Para afondar máis nas diferenzas entre as concesións de dominio público e as autorizacións pódese consultar tamén: SANTANDREU CAPÓN, F. J., «Transmisión de títulos administrativos», *Foro*, n.º 11-12, 2010, pp. 83-146.

<sup>340</sup> Isto foi tratado en: ALCALÁ-ZAMORA Y TORRES, N., *La concesión como contrato y como derecho real*, Imprenta y Encuadernación de Julián Espinosa, Madrid, 1918.

compensación ao concesionario privado, de xeito semellante ao funcionamento dos contratos privados. Así, a concesión non se podería entender como «un acto absoluto de soberanía» nin como un «acto de imperio»<sup>341</sup>.

Máis recentemente, outros defensores desta tese apoian os seus argumentos en distintas normas. Así, por exemplo, LÓPEZ RAMÓN, acude á Lei xeral de obras públicas do 13 de abril de 1877, onde destaca que nos artigos 102 e 104 as referencias a «condicións pactadas» ou «estipuladas» co concesionario outorga ese carácter contractual. Este mesmo autor tamén fai mención ao Real decreto 1372/1986, do 13 de xuño, polo que se aproba o Regulamento de bens das entidades locais. Nos artigos 78.2 e 90.4 desta norma –en que se regulan as concesións– faise remisión á normativa de contratos das corporacións locais. Finalmente, o artigo 116.1 do Regulamento de servizos das corporacións locais, aprobado polo Decreto do 17 de xuño de 1955, contén tamén unha remisión expresa ao Regulamento de contratación das corporacións locais, aprobado polo Decreto do 9 de xaneiro de 1953, para regular as formalidades das concesións<sup>342</sup>.

En cambio, este mesmo autor, nunha publicación posterior, referiuse ás concesións de augas indicando sobre estas que «parecen configurarse como actos administrativos unilaterais emitidos a solicitude dun particular, que outorgan dereitos temporais de uso privativo de augas públicas»<sup>343</sup>.

Outro argumento a favor da tese contractualista atópase na Lei 33/2003 do patrimonio das administracións públicas, que no seu artigo 94 aplica as prohibicións para contratar da normativa de contratos públicos para o caso das concesións demaniais. Esta

---

<sup>341</sup> ÁLVAREZ GENDÍN, S., «La concesión y el contrato de Derecho Público», *Revista General de Legislación y Jurisprudencia*, vol. 59, n.º 156, 1930, pp. 426-427.

<sup>342</sup> LÓPEZ RAMÓN, F., «Las dificultades de una legislación básica sobre concesiones administrativas», *op. cit.*, pp. 576-577.

<sup>343</sup> LÓPEZ RAMÓN, F., «Utilización de aguas públicas», *Sistema jurídico de los bienes públicos*, Civitas Thomson Reuters, Pamplona, versión en liña en Thomson Reuters Aranzadi Instituciones (BIB 2012\23708), 2012, p.4.

mesma consideración contense tamén no artigo 40.2 da Lei 5/2011, do 30 de setembro, do patrimonio de Galicia.

Estes dous preceptos asimilan parcialmente as concesións demaniais cos contratos, ou como pouco, outórganlles o mesmo réxime de prohibicións. En cambio, isto non implica directamente a bilateralidade das concesións, xa que estes preceptos non indican máis que o feito de que as concesións e os contratos públicos comparten o mesmo réxime de prohibicións.

Por último, tamén cómpre sinalar a existencia dalgún pronunciamento xurisprudencial en que se fixo referencia a concesións de dominio público como un contrato. Isto é o caso da Sentenza do Tribunal Supremo do 7 de febreiro de 1994 (recurso de casación n.º 443/1993) onde o Alto Tribunal se expresou do seguinte xeito:

*É evidente que a sociedade concesionaria, pola concesión, quedou suxeita ás cláusulas do contrato de concesión, sen prexuízo de que a Administración poida exercer a súa potestade controladora para que o uso das augas públicas o sexa en termos correctos. Pero debéndose de falar de contrato de concesión, as dúas partes (a Administración e o concesionario), sen prexuízo de aquelas potestades da Administración, esta está tamén sometida ás cláusulas do contrato-concesión en todo aquilo en que veña obrigada.*

Posteriormente, na súa Sentenza do 6 de maio de 1996 (recurso de casación n.º 7640/1991) o Tribunal Supremo, tal e como indica VÁZQUEZ MATILLA<sup>344</sup>, oscilou entre esta tese contractualista e a unilateralista, aínda que se inclinou máis pola tese contractual ou bilateral, chegando a afirmar:

*A concesión demanial supón unha relación bilateral, que comporta para o concesionario uns determinados dereitos administrativos que non poden ser descoñecidos pola libre decisión da administración concedente.*

Máis recentemente, a Sentenza do Tribunal Supremo do 11 de xullo de 2014 (recurso de casación n.º 5219/2011) tamén

---

<sup>344</sup> VÁZQUEZ MATILLA, F. J., *Las concesiones demaniales para estacionamientos subterráneos para residentes*, 1.ª edición, Bubok, 2012, pp. 43-44.

abordou este asunto. Nela tratábase o caso dunha resolución mediante silencio administrativo negativo a unha petición en que se solicitaba que se incoase expediente de caducidade dunha concesión de ENCE, SA nos terreos gañados ao mar das marismas de Lourizán (Pontevedra) cesando tamén as actividades que se desenvolvían alí sen concesión; que se paralizasen as obras e se declarase a nulidade de pleno dereito dunha autorización concedida para construír unha planta de tratamentos de efluentes neses mesmos terreos; e que se declarase a nulidade de pleno dereito da autorización do emisario e por iso se ordenase o cesamento das verteduras directas de augas residuais e industriais. Respecto ao debate acerca da natureza xurídica das concesións de dominio público, no fundamento de dereito décimo da sentenza, o Alto Tribunal recoñecía que se trataba dun tema polémico e sen resolver, pronunciándose do seguinte xeito:

*[...] Pero, sobre todo, porque, cando no seu punto 2 se resaltan os supostos efectos do silencio administrativo nos procedementos en materia de contratación, para pretender a súa proxección ao caso (punto 3), non se fai a menor cuestión sobre o que en cambio resulta especialmente controvertido e polémico, a saber, a procedencia de aplicar ás concesións demaniais as previsións legais establecidas en materia de contratación administrativa.*

*Resulta, en efecto, improcedente pretender sen máis a aplicación mecánica de tales previsións legais a unha figura cuxa natureza xurídica resulta extremadamente polémica e en tal debate prevalece incluso a súa consideración como acto administrativo requirido de aceptación [...].*

Así pois, nesta sentenza apréciase a polémica no tocante á natureza xurídica das concesións de dominio público. No referente á tese contractualista ou bilateral, o Tribunal Supremo non exclúe o seu uso, aínda que indica que non é automático e debe ser xustificado. Por contra, tamén considera como maioritaria a tese unilateralista que se explica a continuación.

#### **b) Tese unilateralista**

As teses unilateralistas, tal e como do seu nome se desprende, defenden que as concesións de dominio público son un

acto administrativo unilateral, imperativo e discrecional da Administración, aínda que necesitado de aceptación por parte do concesionario<sup>345</sup>.

Boa parte dos autores que defenden esta teoría parten de negar a natureza contractual das concesións. Así, por exemplo, PARADA VÁZQUEZ afirma que as concesións non son contratos, especialmente porque «non poden ser nunca subscribas por simples particulares e si un contrato de obras ou de fornecemento. A concesión é precisamente iso e só iso, é dicir, concesión, o que xa quere dicir bastante. Pórlle diante o cualificativo de contrato quizais non sexa un disparate, aínda que si é, ao meu xuízo, un engadido innecesario»<sup>346</sup>. En cambio, o estudo deste autor está máis centrado nas concesións de servizo público, que na actualidade si que se consideran habitualmente como contratos. No referido ás concesións de dominio público, as razóns comunmente alegadas para defender que estas non teñen natureza contractual son as seguintes<sup>347</sup>:

- O carácter de *res extra commercium* dos bens obxecto da concesión de dominio público.
- O carácter de monopolio que se tende a orixinar co outorgamento destas concesións, que exclúe a libre competencia contractual.
- O feito de que os dereitos e obrigas do concesionario teñen un carácter predeterminado.
- A existencia dos poderes exorbitantes que posúe a Administración implica un importante desequilibrio entre as partes, o cal quebra o principio xeral de *lex contractus*. Ademais de que tamén se indica que non todo acordo de vontades da lugar a un contrato.

---

<sup>345</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., p. 85.

<sup>346</sup> PARADA VÁZQUEZ, J. R., «La nueva Ley de Contratos del Estado», *Revista de Administración Pública*, n.º 47, 1965, p. 403.

<sup>347</sup> GARCÍA PÉREZ, M., *La utilización del dominio público marítimo-terrestre: estudio especial de la concesión demanial*, op. cit., pp. 145.

Os defensores desta tese tamén consideran, ao igual que sucedía na contractualista, que coa análise de diversas normas se aprecia que as concesións de dominio público son un acto administrativo unilateral, en especial considerando esta figura en comparación coa concesión de servizo público, da cal é comunmente aceptado o seu carácter contractual.

Deste xeito, GARCÍA PÉREZ<sup>348</sup> pon de exemplo a concesión de dominio público marítimo-terrestre; máis concretamente a modificación de tal concesión a causa de forza maior, por mor dun maremoto ou dun golpe de mar. Neste caso, se se asimilase a concesión a un contrato –como sucede coas concesións de servizo público– debería tratarse de manter o seu equilibrio económico-financiero, mediante o principio de risco imprevisible. En cambio, isto non é o que sucede na práctica. De feito, se se acude á Lei 22/1988, do 28 de xullo, de costas, no seu artigo 77 apréciase que estas concesións demaniais poden ser modificadas en casos de forza maior a petición do titular. En cambio, nestes supostos o concesionario non posúe dereito a indemnización, polo que é complicado encaixar o suposto na teoría do risco imprevisible.

No ámbito relativo ao réxime xurídico das concesións de augas tamén se lanzaron diversos argumentos a favor da tese unilateralista. GALLEGO ANABITARTE, que tamén consideraba as concesións demaniais como un acto administrativo que require a aceptación ou conformidade do interesado como condición de eficacia, no ámbito do dereito de augas indicaba que analizando os réximes de modificación unilateral, o de extinción e o de transmisión destas concesións debía concluírse que estes non se podían equiparar ao réxime dos contratos administrativos<sup>349</sup>.

Ademais, neste caso tamén existen autores que defenden o carácter unilateral destas concesións debido a que o interese público latente nelas non se asemella ao dos negocios xurídicos contractuais e a que non implican que a Administración reciba algo a cambio do

---

<sup>348</sup> GARCÍA PÉREZ, M., «La naturaleza jurídica de la autorización y la concesión, a propósito de la utilización del dominio público», *op. cit.*, pp. 344-349.

<sup>349</sup> GALLEGO ANABITARTE, A., «Concesiones de aguas continentales», *Cuadernos de Derecho Judicial*, n.º 3, 1993, pp. 50-57.

seu outorgamento<sup>350</sup>. En cambio isto último non é totalmente certo xa que no artigo 112.1 do TRLA indícase que:

*A ocupación, utilización e aproveitamento dos bens do dominio público hidráulico incluídos nas alíneas b) e c) do artigo 2 desta lei, que requiran concesión ou autorización administrativa, devindarán a favor do Organismo de bacía competente unha taxa denominada canon de uso de bens do dominio público hidráulico, destinada á protección e mellora de tal dominio.*

Pola súa parte, a xurisprudencia, que neste ámbito non chegou aínda a unha conclusión definitiva, realizou diversos pronunciamentos en que se aliñaba coa tese unilateralista. Dentro destes, a mediados do século XX, segundo a investigación de ÁLVAREZ RICO, atópase a Sentenza do Tribunal Supremo do 20 de xuño de 1951, en que se indica que «sendo a concesión resolución da Administración pola que esta, unilateral e discrecionalmente outorga a unha empresa individual ou colectiva a explotación dunha propiedade da súa pertenza ou dun servizo dos seus propios fins [...]». De xeito similar, o Tribunal Supremo na súa Sentenza do 20 de xullo de 1958 afirmaba que o outorgamento da concesión se trataba dun acto discrecional de soberanía, aínda que sen chegar a afirmar a unilateralidade do acto. Nela recollíase que «as concesións de aproveitamentos de augas de dominio público constitúen unha transferencia da orde xurídica que sobre elas pertence ao Estado e que outorga como acto de soberanía en vista da maior conveniencia dos intereses xerais, afectando por iso ás facultades discrecionais da Administración, non só en canto á súa denegación, senón canto ao seu outorgamento»<sup>351</sup>.

Con carácter posterior, é salientable a Sentenza do Tribunal Supremo do 29 de marzo de 1968, onde, citando resolucións propias anteriores, o Alto Tribunal indica:

---

<sup>350</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., p. 86. Aquí esta autora indica que esta postura se aprecia en: CARO-PATÓN CARMONA, I., *El derecho a regar: entre la planificación hidrológica y el mercado del agua*, Marcial Pons, Madrid, 1997, pp. 198-199.

<sup>351</sup> ÁLVAREZ RICO, M., «La jurisprudencia del Tribunal Supremo sobre el procedimiento de cancelación de aguas públicas superficiales» op. cit., p. 211.

*[...] a xurisprudencia deste Tribunal Supremo definiu xa, na súa Sentenza do 1 de xuño de 1900, a concesión administrativa como a resolución da Administración pola que esta, por si, unilateral e discrecionalmente, outorga a unha empresa individual ou colectiva a explotación dunha propiedade da súa pertenza ou dun servizo dos seus propios fins, e na Sentenza do 26 de maio de 1923 definiu a súa natureza xurídica, dicindo que a Administración intervén como poder do Estado e non como persoa xurídica, xa sexa para realizar determinados servizos públicos, xa para outorgar o uso e aproveitamento de certos bens de dominio público concedidos aos particulares ou entidades xurídicas baixo determinadas condicións que a mesma Administración impón, dando lugar a iso o nacemento do contrato especial xenuinamente administrativo da concesión que non está regulado nin definido no Código civil; cuxas resolucións patentizan o recoñecemento dos dous tipos de concesións, que a consideración do seu obxecto e finalidade permite diferenciar, xa que nuns a Administración transfere ao particular –individuo ou ente colectivo– a potestade de xestión dun servizo público, en tanto que noutros confírese o uso e goce dun ben de dominio público; neste tipo de concesión demanial é un acto administrativo de autorización de precario para o concesionario, xa que non hai cesión do dominio público nin das facultades dominicais da Administración.*

Mentres, na Sentenza do Tribunal Supremo do 12 de abril de 1985 o Alto Tribunal indicou que:

*[...] a concesión demanial vén considerada maioritariamente, a pesar da terminoloxía empregada polo artigo 62 do Regulamento de bens das entidades locais, como unha auténtica autorización ou permiso de policía cuxa condición predominante é a de ser unilateral e precaria coa consecuencia de que nela a Administración ten unha máis ampla marxe discrecional que non pode descoñecerse ao enxuizar a licitude das cláusulas que impón para a súa adxudicación, sometida a normas e principios distintos dos que gobernan a concesión de servizos públicos por estar esta dotada dunha superior intencionalidade xurídica determinante dun tratamento máis rigorosamente regrado [...].*

Por último, a xa citada Sentenza do Tribunal Supremo do 11 de xullo de 2014 non se decantaba de xeito claro por ningunha



destas teses, pero admitía que no debate prevalecía a consideración da concesión de dominio público como un acto administrativo requirido de aceptación.

### c) Teses mixtas

Os autores que se encadran dentro desta postura parten do recoñecemento de elementos unilaterais e bilaterais nas concesións de dominio público. MEILÁN GIL, por exemplo, entendía que a concesión administrativa se dividía en dúas fases. A primeira delas sería o acto de establecemento do servizo ou a afectación do dominio público. Mentres, a segunda fase consistiría na colaboración do particular en que se disporía o vínculo concesionario a través da súa aceptación. Deste xeito, indica este autor que se dá «unha bilateralidade semellante pero non idéntica á vinculación contractual», debido a que a relación xurídica é creada por medio dun acto administrativo unilateral e non por medio dun acordo contractual. Así pois, a concesión sería unha combinación de unilateralidade e bilateralidade. «A unilateralidade está representada polo acto de *publicatio*, a bilateralidade polo acto de submisión, de aceptación da suxeición especial»<sup>352</sup>.

De xeito similar, PAREJO GAMIR indica que «malia que a concesión<sup>353</sup> supón unha relación xurídica bilateral, xorde á vida xurídica non a través do contrato, senón do acto administrativo unilateral». Ademais engade que «se estivésemos ante un auténtico contrato, sería dificilmente explicable precisamente o caso [...] da transmisión da concesión: o sistema vixente<sup>354</sup> en materia de transferencia de concesións non permite a aplicación de preceptos tan decisivos como os artigos 1257, 1091, 1205 e outros do Código civil»<sup>355</sup>.

---

<sup>352</sup> MEILÁN GIL, J. L., «Sobre la determinación conceptual de la autorización y la concesión (A propósito del régimen jurídico de las Centrales Lecheras)», *Revista de Administración Pública*, n.º 71, 1973, pp. 96-97.

<sup>353</sup> Tanto de dominio público como de servizos, xa que este autor analiza conxuntamente a natureza xurídica de ambos os tipos de concesións administrativas.

<sup>354</sup> Vixente en 1985.

<sup>355</sup> PAREJO GAMIR, R., «Transmisión y gravamen de concesiones administrativas», *Revista de Administración Pública*, n.º 107, 1985, pp. 11-12.

Pola súa parte, a profesora GARCÍA PÉREZ, que, como se expuña no apartado anterior, negaba a natureza contractual das concesións de dominio público –máis concretamente no ámbito das concesións demaniais marítimo-terrestres–, tamén mantén unha postura que reconece o carácter unilateral e bilateral desta institución. Así, afirma que:

*[...] pese ás relacións bilaterais que aparecen do outorgamento da concesión demanial, o seu carácter unilateral fai aplicables con toda a súa forza as potestades administrativas, co único límite xenérico da legalidade. O xogo da potestas variandi da Administración non atopa o correlativo emprego da técnica do equivalente económico porque non existe en realidade reciprocidade de prestacións. [...]*

*Como se ve, non é fácil reconecer o contrato na concesión demanial. Nin sequera partindo do feito de que concorran dúas vontades no procedemento do seu outorgamento, pese a que este dato levou a gran parte da doutrina a afirmar categoricamente o seu marcado talante contractual, manifestado na participación do interesado a través da solicitude do título concesional ou da aceptación das súas condicións xerais.*<sup>356</sup>

Mentres, na xurisprudencia tamén se poden observar resolucións do Tribunal Supremo que son susceptibles de encadrarse nas teses mixtas, xa que non tratan as concesións de dominio público nin como contratos nin como actos unilaterais da Administración. Un exemplo disto atópase na Sentenza do Tribunal Supremo do 5 de decembro de 1990. Aquí o Alto Tribunal referiuse ás concesións demaniais como acto administrativo, pero tamén facía referencia á técnica contractual para falar delas e indicaba que nestas concesións «cumpridas unhas determinadas condicións que a Administración impón e o concesionario, dentro dun principio de autonomía da vontade, acepta, e xunto a unhas cláusulas accesorias que se pactan, xera entre a Administración e o concesionario uns dereitos e obrigas respectivos e recíprocos».

---

<sup>356</sup> GARCÍA PÉREZ, M., «La naturaleza jurídica de la autorización y la concesión, a propósito de la utilización del dominio público», *op. cit.*, pp. 345-346.

De xeito similar, a Sentenza do Tribunal Supremo do 24 de febreiro de 1994 volve mostrar unha postura ecléctica ao facer o seguinte tratamento dunha concesión demanial:

*Os danos e prexuízos sufridos pola entidade actuante fórono nunha relación concesional (é dicir, contractual), e, en consecuencia, non son aplicables as normas que regulan a responsabilidade patrimonial ou extracontractual da Administración [artigos 40 da Lei de réxime xurídico da Administración do Estado –á razón vixente– e 121 da Lei de expropiación, senón ás regras específicas derivadas do acto concesional e ás xerais da materia sobre que versa a concesión, neste caso, as relativas ao réxime de augas.*

No ámbito das concesións de augas, existen autores como ÁLVAREZ RICO<sup>357</sup> que tamén se mostran favorables ás teses mixtas. No seu caso, afirma que estamos ante un acto que contén tanto cláusulas de natureza regulamentaria como contractual.

En cambio, CARPI ABAD<sup>358</sup>, aínda que reconece elementos propios dos contratos nas concesións hidroeléctricas defende que se tratan principalmente de actos unilaterais da Administración. Para isto, baséase, en primeiro lugar, en que a Lei 13/1995, do 18 de maio, de contratos das administracións públicas non recollía a concesión demanial entre os seus contratos nomeados. Esta lei foi substituída por diversas leis de contratos do sector público, entre as cales é a vixente a Lei 9/2017, do 8 de novembro. No seu artigo 9.1 establécese como norma xeral que quedan excluídas desta Lei as concesións sobre bens de dominio público, regulándose pola súa lexislación específica salvo nos casos en que expresamente se declaren aplicables os preceptos da Lei de contratos do sector público.

A isto débese engadir que no artigo 53.1.d) do TRLA prevese a posibilidade da renuncia unilateral do concesionario («o dereito ao uso privativo das augas, calquera que sexa o título da súa

---

<sup>357</sup> ÁLVAREZ RICO, M., *Las concesiones de aguas públicas superficiales*, Montecorvo, Madrid, 1970, p. 20 e ss.

<sup>358</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., pp. 92-96.

adquisición, extínguese [...] pola renuncia expresa do concesionario»). Mentres, o Código civil no seu artigo 1256 indica que o cumprimento dos contratos non pode deixarse ao arbitrio dun dos contratantes. De xeito similar, o artigo 59.2 do TRLA indica que o título concesional non garante a dispoñibilidade dos caudais concedidos.

Ademais, expón tamén esta autora, tanto nos propios artigos 53 e 59, como nos artigos 55, 56, 61, 65, 76<sup>359</sup> e 99 do TRLA apréciase a posibilidade de modificación da concesión de xeito unilateral, pero sen que iso implique a indemnización para o concesionario. Isto oponse ao principio típico da contratación da *potestas variandi*, que, aínda que lle outorga á Administración a capacidade de modificar unilateralmente os contratos administrativos, faino a cambio debe indemnizar ao contratista. Esta doutrina súmalle a isto que, para fundamentar o acto de outorgamento da concesión de augas, non se apela soamente á normativa de augas, senón que tamén se aplica a Lei de procedemento administrativo común<sup>360</sup>.

En cambio, a doutrina citada admite tamén a existencia de cláusulas contractuais nos pregos de condicións das concesións hidroeléctricas as que se lle poderían aplicar principios da contratación tales como o do risco imprevisible. Ademais, tamén coincide con algún outro autor<sup>361</sup> ao indicar que, en caso de dúbidas sobre o réxime supletorio que se lles debe aplicar a estas concesións, se pode acudir aos principios xerais do dereito –a pesar do abstracto deles– para buscar o equilibrio entre as esixencias do interese público e a protección dos intereses económicos lexítimos dos concesionarios.

---

<sup>359</sup> Neste artigo si que se prevé un dereito a indemnización, pero é realizado polo novo concesionario en favor do anterior titular en caso de causarlle prexuízos ao seu aproveitamento.

<sup>360</sup> Cando CARPI ABAD realizou o seu estudo a norma vixente era a Lei 30/1992. Na actualidade, esta norma foi substituída polas leis 39/2015 e 40/2015.

<sup>361</sup> Por exemplo, coincide con: SÁNCHEZ MORÓN, M., «Los bienes públicos en general», *Los bienes públicos. Régimen jurídico*, SÁNCHEZ MORÓN, M. (dir.), Tecnos, Madrid, 1997.

Por último, tamén se debe mencionar que algún autor como PAREJO GAMIR chegou a considerar as concesións de augas como concesións de servizo e non como concesións demaniais<sup>362</sup>. Porén, esta é unha doutrina minoritaria.

Así pois, á vista do exposto, na miña opinión as concesións de augas, entre as que se atopan as concesións hidroeléctricas, aínda que teñen algunhas características bilaterais ou contractuais, son esencialmente actos unilaterais. En primeiro lugar, afástanse dun réxime contractual debido, especialmente, ás importantes facultades que posúe á Administración. O TRLA, tal e como indicaba CARPI ABAD, tamén lle outorga importantes facultades ao organismo de bacía nos artigos 53, 55, 56, 59, 61, 65, 76 e 99 do TRLA. Algunhas destas facultades poden implicar un dereito de indemnización tales como as establecida no artigo 55.2 do TRLA referente a «condicionar ou limitar o uso do dominio público hidráulico para garantir a súa explotación racional». En cambio, outras, como é a fixación dos caudais ecolóxicos que o concesionario debe respectar, tal e como se expuxo no capítulo segundo desta tese, a xurisprudencia non está recoñecendo, con carácter xeral, un dereito a ser indemnizado a pesar de que existe un impacto económico na concesión.

Se se quixese defender a existencia de trazos de carácter bilateral das concesións de augas, estes atópanse en especial na necesidade de aceptación por parte do concesionario. Ademais, tamén no outorgamento destas concesións, utilízase un procedemento de licitación similar aos da contratación pública, malia que, con carácter xeral, o artigo 9.1 da Lei de contratos do sector público exclúe a súa aplicación ás concesións demaniais. Este carácter bilateral, en cambio, non se atopa xa na conclusión da concesión, onde o concesionario non pode renunciar libremente a ela, xa que, como sinala o artigo 167.1 do RDPH, a renuncia debe ser aceptada pola Administración. Por tanto, con carácter xeral, as concesións de augas teñen un carácter unilateral, agás no momento

---

<sup>362</sup> PAREJO GAMIR, R., «Transmisión y gravamen de concesiones administrativas», *op. cit.*, p. 46.

da súa formalización onde se precisa da aceptación do concesionario.

### **3.3. As concesións hidroeléctricas**

#### **3.3.1. Consideracións previas**

As concesións hidroeléctricas non gozan de ningunha norma específica que as regule exclusivamente e de xeito detallado. Por iso, para analizar a súa regulación débese acudir esencialmente ao TRLA e ao RDPH. De feito, a LSE indica no seu artigo 22.1 ao respecto que «cando o establecemento de unidades de produción eléctrica requira autorización ou concesión administrativa conforme ao disposto no Real decreto legislativo 1/2001, do 20 de xullo, polo que se aproba o texto refundido da Lei de augas, estarase ao indicado na citada norma».

Tal e como se indica no artigo 52.1 do TRLA e no 83.1 do RDPH as dúas formas de adquirir o dereito a usar o dominio público hidráulico son a concesión administrativa ou que unha disposición legal así o indique (de tratarse da Administración central ou dunha administración autonómica tamén se podería acceder á utilización das augas mediante unha autorización especial). O exercicio privativo do dominio público hidráulico concedido por disposición legal aparece regulado no artigo 54 do TRLA (e o artigo 84 do RDPH en moi parecidos termos). Debido ao baixo caudal en que se permite a aplicación deste método, non teñen gran relevancia no ámbito hidroeléctrico.

Por iso, a forma prototípica de efectuar a explotación hidroeléctrica do recurso é mediante a concesión. De feito, o artigo 59.1 do TRLA indica que todo uso privativo das augas non incluído no citado artigo 54 do TRLA require concesión administrativa. Estas concesións son concesións de dominio público. Esta etiqueta ven determinada porque os aproveitamentos hidroeléctricos consisten na explotación duns determinados bens de dominio público como son as augas empregadas e a ocupación do leito de ríos con instalacións fixas. Estas instalacións, que se establecen no demanio co fin de desempeñar unha actividade económica, no seu momento respondían a un interese xeral tal e como era o de dotar ao país de importantes fontes de xeración eléctrica.

Pola súa banda, tal e como se destacou no capítulo segundo, as concesións hidroeléctricas (usos industriais para a produción de enerxía eléctrica, en palabras da normativa) ocupan o terceiro posto na orde de preferencia das concesións de dominio público hidráulico (artigo 60.3 do TRLA), por detrás do fornecemento a poboacións e os regadíos e usos agrarios. En cambio, esta orde pode ser variada polos plans hidrolóxicos de cada bacía. Así, no Plan hidrolóxico de Galicia-Costa este uso ocupa o quinto lugar por detrás do fornecemento a poboacións, dos usos para a transición xusta, usos ambientais e dos regadíos, usos agrarios e acuicultura.

Estas concesións de dominio público hidráulico deben ser outorgadas tendo en conta a explotación racional conxunta dos recursos superficiais e subterráneos. Isto resulta relevante no caso das explotacións hidroeléctricas, especialmente na grande hidráulica, xa que as presas teñen un importante impacto no resto do río, sobre todo desde o punto de vista ambiental. De feito, existen mecanismos tales como a avaliación estratéxica dos plans e proxectos eléctricos e a avaliación do impacto ambiental que buscan reducir e corrixir a incidencia medioambiental. Estes naceron da crecente preocupación que a normativa de augas mostra polo medio ambiente<sup>363</sup>.

Por estes motivos, a normativa non lle outorga facilidades á instalación de novas centrais hidroeléctricas. Isto en Galicia viuse no capítulo segundo, cando se expuña que o artigo 43 do Plan hidrolóxico de terceiro ciclo da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa prohibía o outorgamento de novas concesións hidroeléctricas que «supoñan a implantación de novos obstáculos transversais no leito dunha masa de auga superficial ou calquera outro elemento que comprometa, a xuízo da Administración hidráulica de Galicia, o mantemento da continuidade lonxitudinal fluvial».

Mentres, a Demarcación hidrográfica Miño-Sil, que é a outra gran Demarcación hidrográfica no territorio galego, no seu

---

<sup>363</sup> Pódese afondar sobre isto en: COLOM PIAZUELO, E., «Cuestiones ambientales en relación con las centrales de producción de energía eléctrica: las evaluaciones ambientales estratégicas y las evaluaciones de impacto ambiental», *Agua y energía*, EMBID IRUJO, A. (dir.), 1.ª edición, Cívitas, Pamplona, 2010, pp. 83-172.

plan hidrolóxico non prohibe directamente as novas concesións hidroeléctricas, pero si se introducían, a través do artigo 40 do seu Plan hidrolóxico de terceiro ciclo, importantes esixencias medioambientais.

Ademais, se a explotación hidroeléctrica implica a existencia dunha presa ou encoro segundo as definicións do artigo 357 do RDPH que teñan a consideración de gran presa<sup>364</sup> ou, sen ser unha gran presa, se considere que a súa rotura o funcionamento incorrecto poden afectar gravemente a núcleos urbanos ou a servizos esenciais, ou producir danos materiais ou medioambientais moi importantes ou importantes, ou afectar a un número reducido de vivendas, resultará de aplicación o Real decreto 264/2021, do 13 de abril, polo que se aproban as normas técnicas de seguridade para as presas e os seus encoros.

Nestas concesións enténdense comprendidos non só as augas, senón que tamén os terreos de dominio público hidráulico necesarios para a súa utilización (artigo 101 do RDPH). Ademais, na concesión débese fixar a súa finalidade, o seu prazo (que non pode superar os 75 anos), o caudal máximo instantáneo e o volume máximo anual. Tamén se debe identificar o termo municipal e a provincia onde se sitúe a captación e as referencias cartográficas das captacións de augas e dos seus lugares de aplicación. Pola súa banda, nas concesións hidroeléctricas é necesario fixar tamén as características técnicas dos grupos instalados e o tramo de río afectado, entendendo por tal o comprendido entre as cotas de máximo encoro normal no punto de toma e de restitución ao leito público (artigo 102 do RDPH).

Por último, cómpre citar a Orde do 3 de febreiro de 1989 sobre tramitación de expedientes de concesións e autorizacións relativas a aproveitamentos hidroeléctricos con potencia superior a 5000 kVA<sup>365</sup>. Esta no seu artigo 1 precisa:

---

<sup>364</sup> Segundo o artigo 358.a do RDPH, considérase como tales as que contén cunha altura superior a 15 m ou as que, tendo unha altura comprendida entre os 10 e os 15 m, teñan unha capacidade de encoro superior a 1 hm<sup>3</sup>.

<sup>365</sup> As concesións e autorizacións para instalacións hidroeléctricas inferiores a 5000 kVA atopan unha regulación especial no Real decreto 916/1985, do 25 de maio, de tramitación de concesións e autorizacións administrativas para a



*Para os efectos da aplicación do artigo 22 a) da Lei de augas<sup>366</sup>, corresponderá ao Ministerio de Obras Públicas e Urbanismo<sup>367</sup> o outorgamento de autorizacións e concesións referentes ao dominio público hidráulico, relativas a aproveitamentos hidroeléctricos convencionais ou reversibles, nos seguintes casos:*

*a) Aproveitamentos de nova planta, cando a potencia nominal a instalar no conxunto de centrais incluídas na concesión solicitada sexa superior a 5000 KVA.*

*b) Modificacións de características esenciais de concesións outorgadas ou en tramitación cando a potencia total resultante desas modificacións exceda de 5000 KVA.*

*c) Aproveitamentos en que, aínda sendo de potencia nominal non superior a 5000 KVA, a confederación hidrográfica aprecie que concorren circunstancias que os relacionan con obras ou actuacións de interese xeral do Estado.*

Pola súa parte, no artigo 2 indícase que os expedientes das concesións e autorizacións a que nos acabamos de referir serán tramitados polas correspondentes confederacións hidrográficas, que os trasladarán, para a súa resolución, ao Miteco (que, como se indicou na nota ao pé, substituíu nesta tarefa ao Ministerio de Obras Públicas e Urbanismo).

### **3.3.2. Procedemento de outorgamento da concesión e instalación de centrais hidroeléctricas**

#### **3.3.2.1. A concesión demanial de augas**

Para poder instalar e explotar un aproveitamento hidroeléctrico precísase unha concesión demanial de augas, unha

---

instalación, ampliación ou adaptación de aproveitamentos hidroeléctricos con potencia non superior a 5000 quilovatios, que pode ter variacións nos supostos considerados no artigo 128.2 do RDPH. Ademais, o artigo 79.3 do TRLA tamén indica isto: «para as concesións de escasa importancia pola súa contía, incluídas as destinadas a aproveitamentos hidroeléctricos de pequena potencia, estableceranse regulamentariamente procedementos simplificados acordes coas súas características».

<sup>366</sup> Refírese á Lei de augas de 1985, pero o artigo equivalente do TRLA sería o 24.a).

<sup>367</sup> Actualmente corresponde ao Miteco, creado a través do Real decreto 2/2020.

autorización administrativa e unha avaliación previa de impacto ambiental, sobre as que despois volveremos. Ademais, tamén é necesario obter as preceptivas licencias urbanísticas e de actividade de carácter municipal, agás no caso de que resulten obras hidráulicas de interese xeral no que, segundo o disposto no artigo 127 do TRLA, non estarían suxeitas a estes controis municipais. Igualmente, tamén resulta necesaria a tramitación do punto de conexión á rede e as correspondentes altas en Facenda dos impostos correspondentes que afectan ao desenvolvemento da actividade<sup>368</sup>. Así e todo, os principais trámites son a obtención da concesión e da autorización que se indicaban nun principio.

No relativo á concesión, o procedemento de outorgamento réxese polos principios de publicidade e tramitación en competencia, preferíndose, en igualdade de condicións, os proxectos que ofrezan un uso máis racional da auga e unha mellor protección da súa contorna. O procedemento para obter a concesión comeza coa presentación dunha instancia ao organismo de bacía correspondente manifestando a súa pretensión e solicitando, se procede, a iniciación do trámite de competencia de proxectos. Nesta solicitude, segundo o artigo 104 do RDPH, debe indicarse o peticionario (sexo persoa física ou xurídica), o destino do aproveitamento, o caudal de auga solicitado, a corrente de onde se deben derivar as augas e os termos municipais onde radican as obras.

Logo dun informe previo das comunidades autónomas as que afecte o aproveitamento, a confederación hidrográfica correspondente é a que posúe a competencia para outorgar ou denegar a concesión, salvo nos casos que afecten a máis dunha bacía e cando se trate de obras e actuacións de interese xeral do Estado, que corresponderán ao Miteco.

---

<sup>368</sup> Sobre isto pódese consultar o esquema que se amosa en: LANDÍN ZORRILLA, R., RELANO COBIÁN, G. e HERAS MORENO, G., «Teoría y práctica de las concesiones hidroeléctricas», *Derecho de Aguas*, CABEZAS CALVO-RUBIO, F. (dir.), MARTÍNEZ NIETO, A. (coord.), Fundación Instituto Euromediterráneo da Auga, Murcia, 2006, pp. 445-446.

Débase advertir que este estudo, datado de 2006, foi realizado con base na LSE97, vixente nese momento. Aínda así, coa nova LSE o esquema básico de tramitación das concesións hidroeléctricas tampouco sufriu grandes cambios.

Tras a solicitude, publícase un anuncio no boletín oficial da provincia ou provincias onde se efectúen as obras. Neste indícase a apertura dun prazo dun mes, ampliable a tres, para que o peticionario presente a súa petición concreta e o documento técnico correspondente, admitíndose tamén, durante o dito prazo, outras peticións que teñan o mesmo obxecto ou sexan incompatibles. Tanto a petición do iniciador do expediente como a doutros posibles peticionarios non poden incluír unha utilización de caudal superior ao dobre do que figuraba na petición que servise de base ao concurso<sup>369</sup>.

Durante ese prazo dun mes, tal e como indica o artigo 106 do RDPH, tanto o iniciador do proxecto como os demais peticionarios deben presentar unha instancia en que se concrete a súa petición. Esta instancia debe estar acompañada do proxecto suscrito por un técnico competente en que se determinarán as obras e instalacións necesarias, xustificándose os caudais que se van empregar e os prazos de execución. O proxecto pode ser substituído por un anteprojecto en que se definan as características do aproveitamento, as obras e as afeccións o suficiente como para levar a cabo unha información pública ou resolver unha posible competencia de proxectos, quedando obrigados a completar esta definición se a Administración así o considera. Ademais, o documento técnico presentado ten que incluír un exemplar da folla correspondente dun mapa do Instituto Xeográfico Nacional, onde se debe sinalar o punto ou puntos de toma de auga, e un esquema do resto das instalacións. Pola súa parte, de solicitar a declaración de utilidade pública, para os efectos de posibles expropiacións forzosas, o documento técnico debe recoller tamén a relación concreta e individualizada dos bens ou dereitos que considere de necesaria expropiación. Por último, con carácter, tamén é necesario incluír un estudo de impacto ambiental que se detallará en liñas posteriores.

No anuncio feito pola Confederación Hidrográfica debe indicarse a data e hora en que se procederá ao desprecintado dos

---

<sup>369</sup> Existe unha excepción a isto seguindo o procedemento marcado polo artigo 105.3 do RDPH.

documentos técnicos para que o citado organismo os poida examinar. Esta data, indica o artigo 107 do RDPH, debe fixarse para despois de seis días da conclusión do prazo para presentar peticións. Despois de proceder a este desprecintado, o organismo de bacía debe examinar os documentos técnicos así como as peticións de concesión, para decidir previamente se son compatibles ou non co Plan hidrolóxico de bacía, seguíndose co procedemento en caso de resultar compatible.

En caso de proseguir coa tramitación da concesión, as peticións sométense a un trámite de información pública mediante a publicación da correspondente nota-anuncio nos boletíns oficiais das provincias afectadas e a súa exposición nos concellos onde radiquen as obras ou se utilicen as augas. Deste xeito, os que se consideren prexudicados poderán examinar o expediente e os documentos técnicos no organismo de bacía, ante o cal están habilitados a facer as alegacións que consideren pertinentes, segundo o réxime común dos recursos administrativos (artigo 109 do RDPH).

Simultaneamente co trámite de información pública, segundo o artigo 110.1 do RDPH, o organismo de bacía debe remitir copia do expediente e dos documentos técnicos achegados á comunidade autónoma para que poida sinalar, nun prazo de tres meses, o que considere en relación con materias da súa competencia.

Segundo o estudo de CARPI ABAD<sup>370</sup>, é neste momento cando o organismo de bacía debe solicitar a emisión do informe do órgano do Miteco que máis adiante deba autorizar as unidades de produción eléctrica. Este é un informe preceptivo, segundo o artigo 22.3 da LSE, que de ser desfavorable implica a imposibilidade de outorgar a concesión.

Tras isto, o organismo de bacía debe citar aos interesados a un acto de recoñecemento sobre o terreo, salvo que non se presentase ningunha petición en competencia. Nese caso pode prescindir deste trámite. Unha vez realizado o recoñecemento o

---

<sup>370</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., p. 331

servizo encargado dentro do organismo de bacía emitirá un informe sobre os documentos técnicos presentados e a viabilidade da súa execución. En caso de ser negativo ou modificar as características esenciais da concesión solicitada, ou se houberse un proxecto en competencia ou alegacións no trámite de información pública, o organismo de bacía dará audiencia aos interesados (artigos 111 a 113 do RDPH).

Os artigos 115 e 116 do RDHP tratan sobre as condicións das concesións, pero o tipo de concesións que citan son as outorgadas polos organismos de bacía. Pese a iso, entendemos que estes artigos tamén son aplicables ás concesións outorgadas polo Miteco, xa que non existe ningún outro precepto que as regule especialmente. Así, no artigo 115 do RDPH indícase que estas concesións comprenderán obrigatoriamente as condicións derivadas dos artigos 51, 53, 56, 62, 63 e 64 da Lei de augas (actuais artigos 53, 55, 64, 65 e 66 do TRLA). Isto é: as formas de extinción da concesión (artigo 53 do TRLA), as facultades do organismo de bacía en relación co aproveitamento e control dos caudais concedidos (artigo 55 do TRLA), a necesidade de autorización das modificacións (artigo 64 do TRLA) e as condicións das revisións e caducidade da concesión (artigos 65 e 66 do TRLA, respectivamente).

O artigo 115 do RDPH tamén indica que se esixirán en cada caso as que sexan de aplicación entre as seguintes condicións:

- a) A suxeición das obras ao documento técnico presentado coas modificacións que se consideren procedentes.
- b) Os prazos de comezo, remate e explotación.
- c) As modulacións que correspondan.
- d) A inspección e vixilancia das obras e instalacións.
- e) A reserva da posibilidade de utilizar caudais da concesión por parte da Administración para a construción de obras públicas.
- f) O carácter provisional e a precario da concesión en épocas de estiaxe, no caso de non haber caudal dispoñible.
- g) Respetar os caudais mínimos para usos comúns ou por motivos sanitarios ou ecolóxicos, de ser precisos.

- h) O condicionado que se derive do resultado do estudo da incidencia ambiental das obras.
- i) O pagamento dos canons.
- j) A integración forzosa na zona de rega dominada por canles construídas polo Estado, así como nas comunidades de usuarios que a Administración determine.
- k) A suxeición á lexislación de pesca, de industria e ambiental.
- l) Fixación dunha fianza (non pode ser superior ao 3 % do orzamento das obras que se efectuarán no dominio público).
- m) As especiais que se estimen pertinentes.

Este mesmo artigo tamén indica que para o caso das concesións para aproveitamentos hidroeléctricos débense facer constar determinados datos relativos á distribución temporal en litros por segundo do réxime de caudais de mantemento da concesión.

As condicións en que pode outorgarse a concesión notificanse ao peticionario para que, no prazo de 15 días hábiles manifeste a súa conformidade ou formule as observacións que considere oportunas. En caso de que non responda volverase a notificar para que o faga no prazo de 10 días, coa advertencia de que, de non contestar, entenderase que desiste da petición de concesión. Se no primeiro ou no segundo prazo o peticionario acepta as condicións propostas, outorgarase a concesión.

Isto mesmo sucederá se o peticionario formula observacións e estas son aceptadas. En cambio, de non ser aceptadas fíxase un prazo de oito días en que o peticionario debe manifestar conformidade coas condicións. En caso contrario denegaríase a súa petición.

O prazo para resolver as peticións de concesión do dominio público hidráulico non pode exceder de 18 meses e o silencio administrativo é negativo neste caso (artigo 116 do RDPH). Respecto a este prazo, autores como LANDÍN ZORRILLA, RELAÑO COBIÁN e HERAS MORENO<sup>371</sup> indican que non se trata dun prazo

---

<sup>371</sup> LANDÍN ZORRILLA, R., RELAÑO COBIÁN, G. e HERAS MORENO, G., «Teoría y práctica de las concesiones hidroeléctricas», *op. cit.*, pp. 435-436.

realista, e que de aplicarse de xeito estrito a desestimación por silencio negativo serían practicamente denegados de xeito sistemático todos os proxectos presentados para aproveitamentos hidroeléctricos, posto que a súa tramitación tende a durar contra cinco anos desde que se redacta a primeira instancia até que se recibe a última autorización para construír as obras. Isto, engaden, trae consigo a consecuencia de encarecer moito o procedemento, polo que só poden continuar con el aqueles operadores que presentan un músculo económico o suficientemente elevado como para poder sufragar estes custos a maiores. Por iso, consideran necesario que se debe realizar algunha reforma normativa para introducir nestes procedementos algún tipo de principio de economía administrativa.

De feito, a este respecto xulgan positivo o procedemento de expediente único recollido no artigo 22 da LSE de 1997, aínda que tamén engaden que até ese momento (isto é, 2006, que é a data en que fixeron o seu estudo) non foi usado nunca. Isto resulta lóxico, posto que, como se explicou neste estudo, as grandes concesións eléctricas –que son aquelas en que que é competente o Estado e, xa que logo, se aplica o artigo 22 indicado– levan tempo xa construídas, polo que a práctica totalidade dos recursos hídricos ao respecto están utilizados. Na LSE de 2013 tamén se fala dun procedemento simplificado cun expediente único. Este indícase que se establecerá regulamentariamente, pero até o momento o regulamento que debería desenvolver o precepto non foi elaborado. Ademais, se se cumpren as estimacións do PNIEC respecto ao aumento de potencia instalada nos aproveitamentos hidroeléctricos de bombeo, este procedemento de expediente único podería resultar de utilidade.

Finalmente, após a emisión dun informe dos servizos xurídicos do Ministerio, segundo o artigo 5.1.n) do Real decreto 864/2018, do 13 de xullo, polo que se desenvolve a estrutura orgánica básica do Miteco en relación co artigo 117 do RDPH, será

a Dirección Xeral da Auga<sup>372</sup> a que resolverá sobre a concesión, publicándose esta resolución no Boletín Oficial do Estado e notificándose ao organismo de bacía.

O outorgamento da concesión, como se dispón no artigo 59.4 do TRLA, é unha potestade discrecional da Administración, pero a súa resolución debe ser motivada e adoptada en función do interese público. En cambio, estas decisións, para non incorrer en actuacións arbitrarias e desviación de poder esixen para a súa adopción valoracións de carácter técnico.

Segundo os razoamentos de GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO, ao outorgamento da concesión sonlle de aplicación os límites derivados da moderación, equilibrio e interese público, así como o principio de igualdade que prohíbe establecer desigualdades de trato que non teñan unha xustificación obxectiva e razoable. Dentro da busca do interese público conflúen e deben ser ponderados principios tales como a protección do medio ambiente (recollido no artigo 45 da Constitución) e a promoción das condicións favorables para o progreso económico e social, que poden resultar promovidas polo uso dado á auga<sup>373</sup>.

O outorgamento da concesión (así como a súa modificación, revisión, novación ou extinción) debe ser rexistrada no Rexistro de Augas do organismo de bacía onde radique a captación. Ademais, o artigo 93.2 da Lei 33/2003 do patrimonio das administracións públicas indica que «calquera que fose o procedemento seguido para a adxudicación, unha vez outorgada a concesión deberá procederse á súa formalización en documento administrativo. Este documento será título suficiente para inscribir a concesión no Rexistro da Propiedade». En cambio, o artigo 64 do Decreto do 14 de febreiro de 1947, que aproba o Regulamento hipotecario, expresa que nas inscricións dos aproveitamentos de augas públicas obtidas por concesión administrativa débese «acompañar aos

---

<sup>372</sup> Ao estar a falar de aproveitamentos hidroeléctricos con potencia superior a 5000 kVA, a competencia para resolver é do Miteco. Dentro deste, a Dirección Xeral da Auga é o órgano que posúe a competencia.

<sup>373</sup> GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO, F., «Las concesiones de aguas», *Nuevo derecho de aguas*, Civitas Thomson Reuters, Pamplona, versión en liña en Thomson Reuters Aranzadi Instituciones (BIB 2007\3351), 2007, p. 6.



respectivos documentos certificado en que conste atoparse inscritos no correspondente Rexistro administrativo [...]. Se non se acompañase o certificado, poderá tomarse anotación preventiva por defecto emendable». Xa que logo, a inscrición no Rexistro de Augas é relevante para rexistrar a concesión no Rexistro da Propiedade.

### 3.3.2.2. A autorización administrativa

Ademais da concesión de augas, para instalar unha central hidroeléctrica é necesario obter unha autorización administrativa. Este procedemento tende a ser máis áxil que a obtención da concesión, debido, como algunha doutrina sostén, a estas razóns<sup>374</sup>:

- Os expedientes para tramitar son escasos, xa que non existen moitos proxectos hidroeléctricos novos e dentro dos que hai moitos deles non conseguen obter a concesión de augas correspondente.
- Desde a Administración tendíase a favorecer os proxectos que teñen visos de converterse en realidade, especialmente se se trata de enerxías renovables, isto é, minihidráulica. A concienciación a favor das renovables viviu diversos avatares e cambios normativos, entre os cales se debe resaltar que a última gran reforma eléctrica non resultou especialmente favorable, polo que a este motivo tampouco se lle pode conceder un especial peso.

No tocante ao marco normativo da autorización administrativa, débese comezar sinalando que o artigo 21 da LSE dispón que a posta en funcionamento, a modificación, o peche temporal, a transmisión e o peche definitivo de cada instalación de produción de enerxía eléctrica estarán sometidos, con carácter previo, ao réxime de autorizacións establecido no artigo 53 da mesma lei. Pola súa parte, o artigo 53 da LSE recolle que para a posta en funcionamento de novas instalacións de transporte,

---

<sup>374</sup> LANDÍN ZORRILLA, R., RELAÑO COBIÁN, G. e HERAS MORENO, G., «Teoría y práctica de las concesiones hidroeléctricas», *op. cit.*, p. 436.

distribución, produción e liñas directas ou modificación das existentes se requirirá o seguinte:

- Autorización administrativa orzamento: tramítase co anteproxecto da instalación como documento técnico e, cando sexa precisa, conxuntamente coa avaliación de impacto ambiental e outorgará á empresa autorizada o dereito a realizar unha instalación concreta en determinadas condicións. Esta autorización non pode ser outorgada se o titular non obtivo previamente os permisos de acceso e conexión ás redes de transporte ou distribución correspondentes.
- Autorización administrativa de construción ou execución: con esta autorización permíteselle ao titular facer a construción da instalación cumprindo os requisitos técnicos esixibles. Para solicitala débese presentar un proxecto de execución xunto cunha declaración responsable que acredite o cumprimento da normativa que lle sexa de aplicación. A tramitación e resolución destas autorizacións pode efectuarse de forma consecutiva, coetánea ou conxunta á autorización administrativa orzamento.
- Autorización de explotación: permite, unha vez executado o proxecto, poñer en tensión as instalacións e proceder á súa explotación.

As normas de procedemento para o outorgamento destas autorizacións atópanse no Real decreto 1955/2000, do 1 de decembro, polo que se regulan as actividades de transporte, distribución, comercialización, subministración e procedementos de autorización de instalacións de enerxía eléctrica. Concretamente, localízase no seu título VII

Neste real decreto o (artigo 120) indícase que os solicitantes da autorización administrativa orzamento deben cumprir cos requisitos sinalados no artigo 70 da Lei 30/1992, do 26 de novembro, de réxime xurídico e procedemento administrativo común, que sería o actual artigo 66 da Lei 39/2015, do 1 de outubro, do procedemento administrativo común das administracións

públicas, que veu substituír a Lei 30/1992 no aspecto referido. No dito artigo indícase que a solicitude debe conter:

- Nome e apelidos do solicitante e, de ser o caso, do seu representante.
- Identificación do medio electrónico ou, en defecto deste, lugar físico onde desexa que se lle practiquen as notificacións.
- Feitos, razóns e petición onde se concrete con claridade a solicitude.
- Lugar e data.
- Sinatura do solicitante ou acreditación da autenticidade da súa vontade expresada por calquera medio.
- Órgano, centro ou unidade administrativa a que se dirixe e o seu correspondente código de identificación.

Ademais, os solicitantes tamén deben acreditar a súa capacidade legal, técnica e económico-financeira para a realización do proxecto. Para acreditar a capacidade deberán ter personalidade física ou xurídica propia, excluíndose as unións temporais de empresas.

Mentres, no relativo á capacidade técnica<sup>375</sup>, para cumprir co esixido, os solicitantes deben acreditar algún dos seguintes requisitos:

- Ter exercido a actividade de produción durante, polo menos, os últimos tres anos.
- Contar entre os seus accionistas con, polo menos, un socio que participe no capital social cunha porcentaxe igual ou superior ao 25 % e que poida acreditar a súa experiencia durante os últimos tres anos na actividade de produción.
- Ter subscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres anos cunha empresa que acredite experiencia na actividade de produción.

---

<sup>375</sup> Debe sinalarse que esta esixencia da capacidade técnica supón unha importante barreira de entrada para novos operadores interesados no sector.

Pola súa banda, en canto á acreditación de capacidade económica entenderase cumprida cando o solicitante forneza acreditación que garanta a viabilidade económico financeira do proxecto. Neste caso, a Administración pode eximir desta acreditación se se exerceu a actividade de produción con anterioridade.

O solicitante debe dirixir ás áreas de Industria e Enerxía (ou Ministerio análogo) das Delegacións ou Subdelegacións do Goberno das provincias onde radique a instalación a correspondente solicitude de autorización administrativa. Esta solicitude débese acompañar da documentación que acredite a capacidade legal, técnica e económico-financiera para levar a cabo o proxecto. Así pois, segundo o artigo 123 do Real decreto 1955/2000, as solicitudes débense acompañar dun anteproxecto da instalación, que conterá estes elementos:

- Unha memoria en que se consignen as seguintes especificacións:
  - Localización da instalación.
  - Obxecto desta instalación.
  - Características principais.
- Planos da instalación a escala mínima 1: 50.000.
- Presuposto estimado.
- Separata para as administracións públicas, organismos e, no seu caso, empresas de servizo público ou de servizos de interese xeral con bens ou servizos ao seu cargo afectadas pola instalación.
- Outros datos que a administración encargada de tramitar o expediente estime oportuno reclamar.

Esta autorización administrativa orzamento precisa tamén da achega dun documento subscrito por todos os titulares de instalacións con permisos de acceso e de conexión outorgados na posición de liña de chegada á subestación da rede de transporte ou distribución, que acredite a existencia dun acordo vinculante para as partes en relación co uso compartido das infraestruturas de evacuación.

Ademais, tamén é necesario que o proxecto sexa sometido nese momento do procedemento ao trámite de avaliación do impacto ambiental sobre o que posteriormente se tratará.

Tras isto, a solicitude efectuada débese someter ao trámite de información pública durante un prazo de 30 días. Para iso, débese anunciar no boletín oficial da provincia en que radique ou no diario oficial da comunidade autónoma, ademais de no Boletín Oficial do Estado. Nese prazo de 30 días os interesados poden realizar as alegacións que consideren oportunas. Destas alegacións dáselle traslado ao peticionario para que responda o que estime conveniente nun prazo non superior a 15 días. As alegacións e as súas respostas, xunto co resto do expediente envíanse á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas.

Do mesmo xeito, tamén se lle da traslado ás distintas administracións, organismos ou empresas de servizo público ou de servizos de interese xeral na parte que a instalación lle poida afectar a bens e dereitos ao seu cargo para que preste conformidade ou oposición ao proxecto. Despois dáselle traslado ao peticionario para que, nun prazo de 15 días, indique a aceptación ou oposición, formulando as alegacións pertinentes. En caso de alegar algo, vólveselle requirir á Administración ou ente público para que mostre conformidade ou desconformidade. Logo disto, remítese o expediente á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas xunto cos informes ao respecto co anteproxecto da instalación. Nos expedientes de autorización de novas instalacións, a Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas da traslado da proposta de resolución á CNMC<sup>376</sup>, que deberá emitir informe con carácter preceptivo.

Tras este informe, a Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas debe resolver sobre o expediente e notificar esta resolución dentro dos tres meses desde a presentación da solicitude de autorización administrativa. As solicitudes están afectadas por un silencio administrativo que é negativo.

---

<sup>376</sup> O Real decreto 1955/2000 fala aínda da CNC, pero, como xa se expuxo, esta integrouse na CNMC, polo que a referencia se debe entender a ese órgano.

En canto á resolución, esta debe ser publicada no Boletín Oficial do Estado e no boletín oficial das provincias afectadas. Ademais, debe ser notificada ao solicitante e a todas as administracións, organismos públicos e empresas de servizo público ou de servizos de interese xeral que participaron ou puideron participar no expediente. Nesta resolución indícase o período de tempo dentro do cal debe ser solicitada a aprobación do proxecto de execución, indicando que se producirá a caducidade desta autorización se non se solicita dentro dese prazo ou dentro dalgunha das súas prórrogas.

Para este proxecto de execución precísase a que antes denominamos como autorización administrativa de construción. Para solicitala o petionario debe remitir a correspondente solicitude dirixida á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas, cumprindo os citados requisitos do artigo 66 da Lei 39/2015. Para a tramitación do proxecto de autorización son competentes as áreas ou dependencias de Industria e Enerxía da provincia onde radique a instalación. Excepcionalmente, cando razóns de urxencia ou excepcional interese para o sistema eléctrico así o aconsellen, o Consello de Ministros, a proposta do Ministro de Economía, pode outorgar esta autorización de xeito motivado e con carácter provisional, en caso de posuír xa a autorización orzamento.

Nos supostos ordinarios a tramitación é a seguinte: No caso de que o proxecto afecte a bens, instalacións, obras, servizos, centros ou zonas dependentes doutras administracións, estas partes do dito proxecto deben presentarse en forma de separata para que as administracións afectadas establezan o condicionado técnico procedente. Para a tramitación deste expediente, remítense as separatas do proxecto ás administracións ou entes públicos afectados para que establezan o condicionado técnico que consideren procedente nun prazo de 30 días. Cando polos organismos afectados se acordase –de conformidade co Ministerio de Economía ou cos Departamentos Autonómicos correspondentes– normas de carácter xeral para o establecemento das instalacións non se precisa obter este condicionado.

Do condicionado disposto dáselle traslado ao petionario para que nun prazo de 15 días indique se presta ou non a súa

conformidade. En caso de existir reparos, dáselle traslado ao ente que emitiu o condicionado técnico para que novamente nun prazo de 15 días indique se acepta as alegacións efectuadas ou non. De non contestar entenderanse aceptadas estas alegacións. No caso de seguir existindo reparos, a Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas poderá ben resolver por si mesma, recollendo as condicións técnicas establecidas no condicionado, ou ben, en caso de discrepar co dito condicionado, remitir unha proposta de resolución ao Ministro de Economía para que lla presente ao Consello de Ministros.

Tras isto, a área ou dependencia de Industria e Enerxía, se o estima oportuno, practicará un recoñecemento sobre o terreo, reunirá os condicionados técnicos (de habelos) e enviará un informe sobre a aprobación do proxecto de execución á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas, xunto co proxecto.

O prazo para resolver esta autorización é de tres meses e o silencio administrativo é de carácter negativo e susceptible de recurso (artigo 131.7 do Real decreto 1955/2000). A resolución debe notificarse ao petionario e a todas as administracións ou entes citados que emitiron ou deberon emitir o condicionado técnico no expediente.

Se se aproba o proxecto de execución o titular obtén a resolución que o habilita para a construción da instalación proxectada. Esta resolución debe indicar o tempo en que está prevista a execución da instalación. Unha vez obtida esta autorización administrativa as obras de acondicionamento do emprazamento das instalacións que se poden acometer son:

- Cercado do emprazamento.
- Acondicionamento do terreo consistente en escavacións, cimentacións profundas e instalación de pilotes.
- Instalacións temporais de obra e almacenamento de equipos.
- Pavimentacións, sistemas enterrados e viarios internos.
- Cimentacións superficiais.

Unha vez executado o proxecto débese solicitar a autorización de explotación. Isto aparece regulado no artigo 132 do

Real decreto 1955/2000. Para conseguir esta autorización o interesado debe presentar a solicitude de acta de posta en servizo ante as áreas ou dependencias de Industria e Enerxía das Delegacións ou Subdelegacións do Goberno respectivas que tramitasen o expediente. Esta solicitude debe ir acompañada dun certificado de final de obra suscrito por un técnico facultativo competente, que faga constar que a instalación foi efectuada de acordo coas especificacións contidas no proxecto de execución aprobado; ademais das prescricións da regulamentación técnica aplicables á materia.

A acta de posta en servizo, logo das comprobacións técnicas que se consideren oportunas, será outorgada nun prazo dun mes<sup>377</sup>.

Por último, débese salientar que o artigo 21.2 da LSE indica que as instalacións de produción de enerxía eléctrica deberán estar inscritas no rexistro administrativo de instalacións de produción de enerxía eléctrica, onde se reflectirán as condicións da instalación e, en especial, a súa potencia. Este rexistro regúlase polo disposto no título VIII do Real decreto 1955/2000.

### **3.3.2.3. Avaliación de impacto ambiental**

Finalmente, en terceiro lugar, a posta en funcionamento das actividades de produción de enerxía hidroeléctrica está suxeita a unha avaliación de impacto ambiental previa. Esta obriga, nos proxectos hidroeléctricos que sexan considerados interese xeral, recóllese no artigo 129 do TRLA. En cambio, este remite á normativa sectorial competente, polo que nos debemos dirixir á Lei 21/2013, do 9 de decembro, de avaliación ambiental, para unha regulación máis detallada. Esta norma incluíu nos seus anexos I e II ás instalacións para a produción de enerxía hidroeléctrica entre os proxectos suxeitos a avaliación ambiental<sup>378</sup>.

---

<sup>377</sup> Durante este prazo pódese solicitar que se outorgue unha acta de posta en servizo para a realización de probas na instalación.

<sup>378</sup> CONDE ANTEQUERA, J., «Perspectivas jurídicas del trinomio agua-energía-cambio climático», *Agua, energía y medioambiente*, MELGAREJO MORENO, J., LÓPEZ ORTIZ, M. I. e FERNÁNDEZ ARACIL, P. (coords.), Universidade de Alacant, Alacant, 2022, pp. 946-947.



No primeiro destes anexos indícase que están sometidos a avaliación ambiental ordinaria:

*Grupo 7. Proxectos de enxeñaría hidráulica e de xestión da auga.*

*a) Presas e outras instalacións destinadas a reter a auga ou almacenala permanentemente cando o volume novo ou adicional de auga almacenada sexa superior a 10 hectómetros cúbicos. [...]*

*Grupo 9. Outros proxectos.*

*a) Os seguintes proxectos cando se desenvolven en Espazos Naturais Protexidos, Rede Natura 2000 e Áreas protexidas por instrumentos internacionais, segundo a regulación da Lei 42/2007, do 13 de decembro, do patrimonio natural e da biodiversidade: [...]*

*8.º Instalacións para a produción de enerxía hidroeléctrica.*

Pola súa parte, no anexo II indícase que estarán sometidos a avaliación ambiental simplificada a que se refire o artigo 7.2 da Lei 21/2013:

*Grupo 4. Industria enerxética.*

*a) Instalacións industriais para:*

*1.º a produción de electricidade, vapor e auga quente (proxectos non incluídos no anexo I) con potencia instalada igual ou superior a 100 MW. [...]*

*d) Instalacións para a produción de enerxía hidroeléctrica.*

*Grupo 8. Proxectos de enxeñaría hidráulica e de xestión da auga. [...]*

*g) Presas e outras instalacións destinadas a reter a auga ou almacenala, sempre que se dea algún dos seguintes supostos:*

*1.º Grandes presas segundo se definen no Regulamento técnico sobre seguridade de presas e encoros, aprobado pola Orde do 12 de marzo de 1996, cando non se atopen incluídas no anexo I.*

*2.º Outras instalacións destinadas a reter a auga, non incluídas no apartado anterior, con capacidade de almacenamento, novo ou adicional, superior a 200.000 metros cúbicos.*

Ademais disto, débese indicar que o punto cuarto do artigo 126.bis do RDPH precisa que o organismo de bacía debe promover

a eliminación de infraestruturas que, dentro do dominio público hidráulico, se atopan abandonadas sen cumprir ningunha función ligada ao aproveitamento das augas, tendo en consideración a seguridade das persoas e os bens e valorando o efecto ambiental e económico de cada actuación. Isto, que tamén presenta impacto ambiental, resulta especialmente relevante no caso da extinción de concesións hidroeléctricas que non se volvan empregar.

### **3.3.3. Modificación da concesión**

#### **3.3.3.1. Modificación por instancia do concesionario**

Ao longo da vida das concesións hidroeléctricas poden suceder múltiples sucesos que produzan a súa modificación. En palabras de PAREJO GAMIR «as concesións, pese á súa orixe e natureza tipicamente administrativas, son obxecto a diario do tráfico xurídico privado; do tráfico civil ordinario, en forma análoga a calquera outros bens. As concesións véndense e cómpranse, arréndanse, apórtanse a sociedades anónimas, hérdanse e constitúense sobre elas garantías hipotecarias. Este dato da vida práctica basta e sobra para xustificar a transmisibilidade das concesións, facendo innecesario o recorrer a xustificacións dogmáticas»<sup>379</sup>.

As modificacións das concesións poden ser realizadas por instancia do concesionario ou da Administración. Dentro do primeiro grupo débense citar:

#### **a) Transmisións das concesións (modificación subxectiva):**

A posibilidade de transmisión das concesións aparece recollida no artigo 63 do TRLA. Neste indícase:

*A transmisión total ou parcial dos aproveitamentos de auga que impliquen un servizo público ou a constitución de gravames sobre eles requirirá autorización administrativa previa.*

*Nos demais casos só será necesario acreditar de modo fidedigno, no prazo e forma que regulamentariamente se estableza, a transferencia ou a constitución do gravame.*

---

<sup>379</sup> PAREJO GAMIR, R., «Transmisión y gravamen de concesiones administrativas», *op. cit.*, p. 21.

No caso do abastecemento de poboacións, e incluso en moitas concesións de rega, o servizo público resulta patente, polo que a súa transmisión require de autorización administrativa. En cambio, no caso das concesións hidroeléctricas isto é máis debatible. A LSE, no seu artigo 2.2, non fala de servizo público, senón de servizo de interese económico xeral<sup>380</sup>, polo que se podería soste que non se precisaría de autorización administrativa, aínda que a inclusión neste concepto de elementos asociados ao concepto de servizo público fan prudente que se esixa tal autorización.

Ao respecto DEL SAZ CORDERO indica que se debe distinguir entre as modificacións que afectan ás condicións obxectivas da concesión e as que afectan ás condicións subxectivas. No caso das modificacións obxectivas precisárase en todo caso de autorización administrativa mediante a tramitación dun expediente de modificación. Mentres, no caso das modificacións subxectivas ou transmisións só requirirán autorización previa cando se trate dunha concesión de servizo público ou cando a pesar de non reunir esta condición, o cambio de titularidade vaia acompañado dunha modificación das características obxectivas da concesión. En caso contrario, a transmisión da concesión requirirá acreditarse ante a Administración para a súa inscrición no Rexistro de Augas<sup>381</sup>.

Pola súa parte, CARPI ABAD, nun estudo máis específico das concesións hidroeléctricas, si considera que estas precisan de

---

<sup>380</sup> Respecto a isto, tal e como indica AYMERICH CANO, ese concepto non exclúe a presenza de elementos claramente identificables co concepto máis tradicional de servizo público, xa que a propia LSE fala de «obrigas de servizo público» que se imponen por lei ás empresas eléctricas (como as establecidas no artigo. 45 da LSE en relación co abono social e o mantemento da subministración a determinadas categorías de consumidores) e declara de utilidade pública as instalacións de xeración, transporte e distribución de enerxía eléctrica (artigo 54 da LSE).

Sobre isto, véxase: AYMERICH CANO, C., «Parecer xurídico sobre a transmisión e modificación dos aproveitamentos hidroeléctricos dos que a empresa Ferroatlántica é titular nos ríos Xallas e Grande», informe realizado a petición do Comité de Empresa de Cee-Dumbría-Centrales Hidroeléctricas, Universidade da Coruña, 2017, p. 3.

<sup>381</sup> DEL SAZ CORDERO, S., *Aguas subterráneas, aguas públicas. El nuevo Derecho de Aguas*, Marcial Pons, Madrid, 1990, p. 269.

autorización administrativa para a súa transmisión. En cambio, tamén aclara que sería conveniente variar o TRLA neste aspecto para que se refira a «un servizo público ou un servizo esencial» e non só ao primeiro. Isto indícao porque no momento de publicación do seu estudo a LSE vixente era a de 1997 que falaba de servizo esencial. Esta autora basea a súa postura no disposto na propia LSE e en que para ser titular dunha concesión hidroeléctrica se necesita acreditar unha determinada capacidade técnica e económica. En cambio, engade tamén que a autorización administrativa debe ser regrada e non discrecional, restrinxíndose a comprobar que efectivamente se cumpren esas condicións de capacidade técnica e económica<sup>382</sup>.

A maiores do indicado por estas autoras, este debate non parece deixar lugar a dúbidas se se acode ao Real decreto 1955/2000. Este, no seu artigo 133.1, expresa que «a transmisión da titularidade dunha instalación de produción, transporte ou distribución de enerxía eléctrica require autorización administrativa».

Nesta norma tamén se indica o procedemento que cumprirá realizar para a transmisión. Así, a solicitude de autorización administrativa de transmisión deberá ser dirixida á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas por quen pretende adquirir a titularidade da instalación. Esta solicitude debe acompañarse da documentación que permita acreditar a capacidade legal, técnica e económica do adquirente, así como dunha declaración do titular da instalación en que manifieste a súa vontade de transmitir a titularidade (artigo 133). A Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas debe resolver –logo de informe da CNMC– nun prazo de tres meses e neste caso o silencio administrativo será negativo. A partir do outorgamento da autorización, contarase cun prazo de seis meses para facer a transmisión. En caso de non a facer dentro dese prazo producirase a caducidade da autorización. Unha vez efectuada a transmisión, o solicitante da autorización debe informar

---

<sup>382</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., pp. 200-201.

a Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas disto no prazo dun mes (artigo 134).

Ademais, para a transmisión tamén se debe cumprir cos requisitos esixidos polo RDPH (artigos 146 a 148). Nesta norma indícase, en primeiro lugar, que o adquirente debe presentar unha instancia ante o organismo de bacía solicitando a transferencia no Rexistro de Augas. Nesta instancia debe acreditarse a autorización administrativa previa e será presentada dentro do ano seguinte ao cambio de titularidade se a sucesión é *mortis causa* ou en tres meses de atoparnos noutro suposto.

En todas as concesións de augas, non só as hidroeléctrica, debe presentarse nese intre:

- Documento público ou acreditativo do tracto sucesivo da concesión ou da súa continuación.
- Declaración xurada sobre a coincidencia ou variacións existentes, entre as características da derivación naquel momento e as que figuran no Rexistro de Augas, indicando tamén se o aproveitamento se atopa en condicións de explotación.

En caso de que non se poida acreditar o tracto sucesivo do dereito á concesión polos medios ordinarios, o peticionario poñerá de manifesto por declaración xurada. Neste caso basta con presentar o título da propiedade ou dereito real do ben inmovible a que se destinan as augas, ou, no seu defecto, das instalacións necesarias para o aproveitamento (artigo 146 do RDPH).

Tras isto, o organismo de bacía, se estimase que a documentación achegada non é suficiente, requirirá ao solicitante para que a complete. Unha vez completada a documentación, tal e indica o artigo 147 do RDPH, o dito organismo ditará unha resolución aprobando a transferencia e ordenando a súa inscrición no Rexistro de Augas. Nesta inscrición débese facer constar se o aproveitamento se atopa ou non en condicións de explotación o que daría lugar á casuística recollida no artigo 148 do RDPH.

#### **b) Modificación obxectiva da concesión:**

As modificacións das concesións hidroeléctricas poden producirse, ademais de por un cambio de titularidade, por un cambio das súas condicións ou características. Nestas, segundo o artigo 64 do TRLA, requírese autorización administrativa previa do mesmo órgano que outorgou a concesión. Esta autorización administrativa tramítase de igual xeito que a necesaria para o outorgamento da concesión.

Algunhas das características esenciais de que o cambio faría precisa a dita autorización indícanse no artigo 144.2 do RDPH. Estas son a identidade do titular<sup>383</sup>, o volume máximo anual, o volume máximo mensual cando así se dispuxese no título da concesión e o caudal máximo instantáneo para derivar, a corrente e o punto de toma, a finalidade da derivación, a superficie de rega nas concesións para rega e o tramo afectado nas destinadas á produción de enerxía eléctrica. Este precepto ten en conta que as características técnicas máis importantes das concesións hidroeléctricas son o caudal e o desnivel que utilizan e o tramo de río que ocupan. Por iso, tales modificacións necesitan autorización, xa que son susceptibles de alterar o equilibrio económico da concesión<sup>384</sup>. Ademais, este precepto ten un carácter enunciativo e non exhaustivo, xa que poden existir máis causas das que se citan nel.

O mesmo artigo 144 do RDPH, no seu punto terceiro, precisa que as solicitudes das modificacións deben ser sometidas a información pública co ámbito que determine o organismo de bacía en caso de supor afeccións a terceiros.

A solicitude de modificación das condicións das concesións pode ser por instancia de parte ou de oficio por parte do organismo de bacía cando se trate de acomodar o caudal concedido ás necesidades reais do aproveitamento, restrinxindo tal caudal ou manténdoo. O procedemento a seguir atópase regulado nos artigos 149 a 155 do RDPH.

---

<sup>383</sup> Isto tratouse na transmisión (modificación subxectiva) da concesión.

<sup>384</sup> GIL EGEA, J. M., «Equilibrio económico en las concesiones hidroeléctricas», *Revista de Obras Públicas*, n.º 135, 1988, p. 611.

Nesta normativa esíxese, en primeiro lugar, que a petición de autorización para modificar o obxecto da concesión se atope xustificada e que se proporcione a documentación necesaria para obter a concesión.

Pola súa parte, o artigo 151.2 do RDPH indica que no caso das variacións en relacións coa corrente e o punto de toma (as que «non supoñan alteración do destino das augas, do caudal ou do tramo de afectado polos aproveitamentos hidroeléctricos») non resulta necesario someter a concesión a competencia de proxectos novamente.

De xeito similar, nos casos de alteracións no caudal (independentemente da finalidade da concesión ou do tramo do leito afectado polos aproveitamentos hidroeléctricos) en que as modificacións fosen solicitadas antes de que se executase o 20 % do orzamento das obras proxectadas, cando a variación non supere o 10 % (tanto en máis como en menos), tamén se tramitarán sen nova competencia de proxectos; salvo que en caso de diminución, o organismo de bacía considere conveniente este trámite. Mentres, nos casos onde se supere o 10 % someterase sempre a novo trámite de competencia de proxectos toda a concesión, incluídas, por suposto, as modificacións.

No caso de que se atopase executado xa máis do 20 % do orzamento das obras proxectadas, nas variacións que impliquen unha diminución das características antes citadas será o organismo de bacía o que xulgue se resulta conveniente que se someta tamén a novo trámite de competencia de proxectos toda a concesión. En cambio, se a modificación implica un aumento, e este é de máis dun 10 %, someteranse a trámite de competencia sen que o teña que indicar o organismo de bacía. En caso de non superar o 10 % non fará falla o trámite de competencia.

A porcentaxe de variación no caso das concesións hidroeléctricas, segundo indica o artigo 151.5, considerarase sobre o denominado como «índice concesional». Este defínese como o produto do caudal expresado en metros cúbicos por segundo polo desnivel do tramo afectado en metros. Se o salto ten varias tomas ou o aproveitamento se compón de varios saltos, este índice será a suma dos produtos indicados para cada toma. Ademais, se as

modificacións son sucesivas a comparación para observar se superan ou non o 10 % farase tendo en conta todas elas.

Estes límites ás modificacións resultan semellantes aos existentes na lexislación de contratos públicos para as modificacións non previstas no contrato. Malia que na actual Lei 9/2017, do 8 de novembro, de contratos do sector público, o límite se fixa nun 50 % do prezo inicial, tanto no anterior texto refundido da Lei de contratos do sector público, aprobado polo Real decreto lexislativo 3/2011, do 14 de novembro, como na Lei 30/2007<sup>385</sup>, do 30 de outubro, de contratos do sector público os límites á variación dos contratos é do 10 % do seu prezo inicial. Esta normativa de contratación, segundo as teses contractualistas, sería de aplicación supletoria ás concesións demaniais.

Nesta similitude coa lexislación de contratos resulta lóxico o disposto no artigo 153, onde se indica a posibilidade de que se aumente o prazo da concesión coa autorización dunha modificación. Este aumento é por instancia do concesionario, que debe xustificar a realización de investimentos non amortizables no prazo da concesión restante. En cambio, con este aumento en ningún momento se pode superar o total de 75 anos que dispón o artigo 97 do RDPH. Ademais, estas solicitudes de aumento de prazo non se poden efectuar durante os tres últimos anos de vixencia da concesión. Isto tamén se atopa vinculado en boa parte ás esixencias do dereito comunitario. De feito, como se explicará con maior detalle no seguinte capítulo, países como Francia ou Portugal recibiron cartas de emprazamento da Comisión o 7 de marzo de 2019, debido a que esta consideraba que a súa lexislación permitía renovar ou prorrogar as súas concesións hidroeléctricas sen acudir a procedementos de licitación.

No artigo 154 do RDPH tamén se prevé outra posible modificación do prazo da concesión. Este, no seu punto primeiro, reproduce o disposto no artigo 59.6 do TRLA, indicando que cando para o normal uso da concesión se precisase necesariamente da realización de determinadas obras que non fosen amortizables no

---

<sup>385</sup> Nesta norma os límites aquí comentados introducíronse a través da Lei 2/2011, do 4 de marzo, de economía sostible.



prazo da concesión, esta podería aumentarse nun prazo máximo de 10 anos, unha soa vez e sempre e cando as obras non se opoñan ao Plan hidrolóxico. Sobre este precepto existiron dúbidas de se supuña unha prórroga de 10 anos ao límite máximo de 75 anos ou non, pero a cuestión foi resolta negativamente polo Tribunal Supremo en sentenzas como a do 25 de outubro de 2013 (recurso de casación n.º 559/2012) ou a do 19 de marzo de 2014 (recurso de casación n.º 620/2012). O Alto Tribunal fixo un razoamento idéntico en ambos os casos, argumentándoo do seguinte modo:

*[...] a cuestión trasladárase a determinar se o dito prazo máximo de 75 anos pode ser aumentado por obra e graza do disposto no artigo 59.6 do TR expresado, en cuxa interpretación a recorrente sostén que legalmente o prazo máximo da concesión é de 75 anos máis 10 anos da prórroga, e, por tanto, regulamentariamente reduciuse agora a 75 anos, é dicir, unha redución de 10 anos.*

*Tampouco podería sosterse tal conclusión, pois o certo é que o artigo 59.6 establece, respecto dos supostos en que realizadas unhas obras, o seu coste non poida ser amortizado dentro do tempo que falta por transcorrer até o fin do prazo da concesión, este prazo da concesión «poderá prorrogarse polo tempo preciso para que as obras poidan amortizarse, cun límite máximo de 10 anos e por unha soa vez». Pero tamén o é que o presuposto de feito desa norma non se refire ás concesións de 75 anos. De modo que ben podería interpretarse que esa prórroga se refire a aquelas concesións administrativas de prazo inferior ao máximo legal. Dito doutro modo, trataríase de aquelas concesións en que a suma do prazo concesional fixado e a adición da prórroga –que non é de 10 anos senón que comprende só «o tempo preciso para que as obras poidan amortizarse»– non exceda dos 75 anos. Esta, ademais, na única interpretación posible [...].*

No ámbito galego, cabe recordar que, como se vía no capítulo segundo desta tese, no Plan hidrolóxico de Galicia-Costa non está permitido, con carácter xeral, o incremento do prazo de vixencia das concesións localizadas nunha reserva hidrolóxica, en tramos de interese natural, en tramos de interese piscícola ou en zonas húmidas.

Por outro lado, o artigo 151.6 do RDPH dispón que nas concesións hidroeléctricas situadas nunha corrente cun caudal regulado por encoros se pode autorizar a modificación das súas instalacións sen trámite de competencia e incrementar a potencia instalada, co fin de empregar mellor o caudal regulado e concentrar a produción nas horas de maior demanda.

Finalmente, o artigo 152 do RDPH indica que, nos supostos en que exista trámite de competencia, o organismo de bacía debe escoller a solicitude de maior importancia e utilidade pública (de acordo coa escala do artigo 60 do TRLA). Ademais, ao primeiro concesionario resérvase o dereito de tenteo –para exercer no prazo dun mes– en caso de que a solicitude dun terceiro tivese a mesma finalidade.

### **3.3.3.2. Modificación por instancia da Administración**

Tal e como se observaba, existen modificacións das concesións de augas feitas por instancia do concesionario, pero tamén modificacións levadas a cabo por instancia da Administración. Estas poden realizarse polo organismo de bacía ou polo Goberno.

As efectuadas por instancia do organismo de bacía consisten, esencialmente, no suposto que se apuntaba con anterioridade que aparece recollido no artigo 144.4 do RDPH. Neste indicábase que a solicitude de modificacións das condicións das concesións pode incoarse de oficio cando se trate de acomodar o caudal concedido ás necesidades reais do aproveitamento, restrinxindo o dito caudal ou manténdoo. Ademais, nesta mesma liña de buscar un aproveitamento eficiente do recurso, tamén se prevén modificacións similares nos artigos 55.1 e 2, 59.3 e 61.3 do TRLA. No caso do artigo 55.1 e 2 do TRLA indicase que o organismo de bacía, «cando así o esixa a dispoñibilidade do recurso», pode fixar o réxime de explotación dos encoros e acuíferos subterráneos e que, con carácter temporal, tamén pode condicionar ou limitar o uso do dominio público hidráulico para garantir a súa explotación racional. Mentres, o artigo 59.3 do TRLA prevé que, se no caso de obras nunha nova concesión houberse que cambiar a toma ou captación doutras, o organismo de bacía pode

proponer (ou impor) a modificación, aínda que os gastos e prexuízos corren a conta de quen solicita a nova concesión. Por último, no artigo 61.3 do TRLA outórgaselle ao organismo de bacía a capacidade de impor a substitución da totalidade ou parte dos caudais das concesións por outros de distinta orixe co fin de racionalizar o aproveitamento do recurso.

En canto ás modificación por parte do Goberno<sup>386</sup>, o artigo 58 do TRLA dispón que en circunstancias de secas extraordinarias, de sobreexplotación grave de acuíferos, ou en similares estados de necesidade, urxencia ou concorrencia de situacións anómalas ou excepcionais, o Goberno, mediante decreto acordado en Consello de Ministros, tras oír ao organismo de bacía, pode adoptar as medidas que sexan precisas en relación coa utilización do dominio público hidráulico. A referencia a «medidas que sexan precisas» tamén se trata dun concepto xurídico indeterminado que, en aras dunha maior seguridade xurídica, debería definirse e concretarse máis.

#### **3.3.4. Revisión da concesión**

Ao longo do período de explotación da concesión, ademais de sufrir modificacións, estas tamén poden ser revisadas. A regulación das revisións atópase novamente no TRLA e no RDPH. En concreto no artigo 65 do TRLA e nos artigos 156 a 160 do RDPH.

Nesa regulación indícase, en primeiro lugar, que as concesións poden ser revisadas:

- Cando se modifiquen os supostos determinantes do seu outorgamento. Estes considéranse modificados cando non é posible «acadar substancialmente a finalidade da concesión».
  - En casos de forza maior a petición do concesionario.
  - Cando o esixa a súa adecuación aos plans hidrolóxicos.
- Neste caso, a diferenza dos dous anteriores, o concesionario

---

<sup>386</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., pp. 207-223.

ten dereito a ser indemnizado con base no disposto na lexislación de expropiación forzosa<sup>387</sup>.

En canto ao procedemento desta revisión, pode ser iniciado de oficio ou por instancia de parte e é tramitado polo organismo de bacía, aínda que a resolución final non sexa competencia súa. O dito organismo, en primeiro lugar, debe comprobar se a revisión modifica ou non as características esenciais da concesión. En caso afirmativo, salvo que sexa por causas alleas á vontade do titular, ordénase un expediente de modificación de características. Mentres, en caso contrario, continúaase coa tramitación do procedemento de revisión.

Para esa tramitación o organismo de bacía debe redactar a proposta motivada de revisión e darlle traslado dela ao concesionario para que no prazo dun mes presente as alegacións que considere. Destas alegacións dáselle traslado a quen solicitase a iniciación do expediente de revisión –salvo que se iniciase de oficio– para que se pronuncie no prazo de 15 días.

Logo disto, resolverase sobre a revisión e notificaráselle ao titular as novas condicións do aproveitamento segundo os trámites do artigo 116 do RDPH. Finalmente, publicarase a revisión no boletín oficial da provincia afectada, inscribirase no Rexistro de Augas e, de ser o caso, ordenarase a iniciación do expediente de indemnización.

### **3.4. A extinción das concesións hidroeléctricas**

#### **3.4.1. Formas de extinción**

O artigo 53.1 do TRLA indica, de forma xenérica, que o dereito ao uso privativo das augas, independentemente do seu título de adquisición, extínguese por:

- Caducidade da concesión.
- Expropiación forzosa.

---

<sup>387</sup> Para ampliar a información sobre este tema recomendamos consultar: EMBID IRUJO, A., «El agua y la energía en el ordenamiento jurídico. Reflexiones generales con atención singular a la regulación del orden de utilización y al caudal ecológico», *Agua y energía*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2010, pp. 13-81.

- Renuncia expresa do concesionario.
- Finalización do prazo de concesión.

Pola súa parte, no artigo 162.1 do RDPH, recollendo os mesmos supostos que o artigo 53.1 do TRLA, xa se fai referencia directa ás concesións, en lugar de ao «dereito ao uso privativo das augas». A maiores, tal e como indica GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO, o TRLA non considera a desaparición do obxecto da concesión (neste caso a corrente fluvial) como causa de extinción<sup>388</sup>. En cambio, isto tamén implicaría unha forma de extinción, aínda que, en certo modo, quedaría incluído dentro da caducidade.

A extinción do dereito, indica o artigo 162.2 do RDPH, debe producirse sempre sen prexuízo de terceiro nin do interese público. Para iso, pódense impor as condicións que se consideren convenientes, que son de obrigado cumprimento para o titular da concesión extinguida. Ademais, as servidumes existentes en favor dun terceiro sobre as obras que revertan á Administración deben ser redimidas polo titular do dereito extinguido ou, de ser o caso, aceptadas polo beneficiario da expropiación, salvo que estas servidumes fosen impostas coa aprobación da Administración. Nese caso deben ser respectadas ou redimidas pola Administración ou polo novo titular do aproveitamento.

O procedemento xeral de extinción, que aparece regulado nos artigos 162 e 163 do RDPH, iníciase coa apertura do expediente. Isto pode ser de oficio ou por instancia de parte. O expediente de extinción é tramitado polo organismo de bacía, pero a resolución é competencia do organismo que outorgou no seu día a concesión. En cambio, nas concesións outorgadas antes da entrada en vigor da Lei de augas de 1985, o órgano competente é o organismo de bacía, salvo que a concesión fose outorgada por Orde ministerial. Nos casos en que a resolución corresponde ao Miteco, o organismo de bacía debe trasladar a este o expediente coa súa proposta. Unha vez resolva o Ministerio, comunícallos ao organismo de bacía para os efectos da súa constancia no Rexistro de Augas.

---

<sup>388</sup> GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO, F., «Las concesiones de aguas», *op. cit.*, p. 15.

O expediente de extinción debe ser sometido na súa totalidade a información pública. Esta practícase mediante unha nota-anuncio que se publica no boletín oficial da provincia ou provincias onde se toma ou usa a auga e nos concellos correspondentes. Nesta nota-anuncio faise constar:

- As características do dereito tal e como figuren inscritas no Rexistro de Augas.
- A causa da extinción.
- As servidumes coñecidas, sexan como predio dominante ou servinte.
- Calquera outra indicación que permita identificar mellor a concesión a extinguir.
- Se o expediente de extinción se iniciou de oficio ou por instancia de parte e, neste último caso, indicárase quen é o petionario e se este solicitou a concesión correspondente.

Esta información pública practícase por un prazo non inferior a 20 días e dentro do cal calquera persoa que poida resultar afectada pola extinción do dereito, incluído o propio concesionario, poden comparecer por escrito ante o organismo de bacía manifestando canto consideren oportuno. Dos escritos presentados débese dar traslado ao concesionario –se é coñecido– e ao petionario que solicitou o inicio do procedemento de extinción para que expoñan o que estimen oportuno.

Ademais, ao tempo que se leva a cabo o trámite de información pública remíteselle á comunidade autónoma onde radiquen as obras ou se utilice a auga copia da documentación que constitúa o expediente de extinción até ese momento, para que indique nun prazo de dous meses, o que estime conveniente en relación coas materias en que sexa competente.

Pola súa parte, as comunicacións que se realizan aos titulares de dereitos e demais interesados no trámite de audiencia previo ao informe do Servizo Xurídico, no caso de non poder practicarse por descoñecer a identidade ou domicilio, faranse a través de edictos. Estes edictos débense publicar no boletín oficial da provincia ou provincias afectadas e serán expostos tamén no concello onde radique a última residencia coñecida do titular ou

interesado, no termo municipal onde se atope a toma de augas e onde estas sexan utilizadas.

Tras o trámite de información pública, cada forma de extinción presenta as súas propias particularidades, aínda que a tramitación en todas elas é moi similar.

### **3.4.2. Caducidade da concesión**

#### **3.4.2.1. Natureza xurídica e causas de caducidade**

A regulación da caducidade das concesións de augas recóllese no artigo 66 do TRLA. Neste indícase:

*1. As concesións poderán declararse caducadas por incumprimento de calquera das condicións esenciais ou prazos nela previstos.*

*2. Do mesmo xeito o dereito ao uso privativo das augas, calquera que sexa o título da súa adquisición, poderá declararse caducado pola interrupción permanente da explotación durante tres anos consecutivos sempre que aquela sexa imputable ao titular.*

Por caducidade das concesións de augas en moitas ocasións, ademais da institución xurídica a tratar neste apartado, enténdese á extinción da concesión por finalización do prazo. De feito, isto admitiuno o propio Tribunal Supremo na súa Sentenza 800/2013, do 21 de febreiro de 2013 (recurso de casación n.º 6861/2010):

*Ocorre, con todo, que a lexislación de augas denomina caducidade tanto á extinción do dereito polo transcurso do prazo da concesión como aos supostos de incumprimento de condicións, ou, como aquí ocorría, pola interrupción da explotación.*

A pesar diso, a doutrina científica –aínda que non así a do Consello de Estado– tende a mostrarse partidaria de considerar a caducidade unicamente como un suposto de resolución das concesións debido ao incumprimento durante a súa vixencia das obrigas as que o concesionario se comprometera<sup>389</sup>. De forma clara, DOMÍNGUEZ-BERRUETA DE JUAN indica que a caducidade é unha

---

<sup>389</sup> LAFUENTE BENACHES, M. M., *La concesión de dominio público. Estudio especial de la declaración de su caducidad*, Montecorvo, Madrid, 1988, p. 90.

«forma específica de extinción da concesión por incumprimento»<sup>390</sup>. Mentres, GARCÍA-TREVIJANO FOS refírese á caducidade como unha «forma normal de extinción das concesións en xeral por incumprimento por parte do concesionario das obrigas impostas»<sup>391</sup>.

Na práctica xurídica, a ausencia desta figura supuxo un problema importante no sector hidroeléctrico na primeira metade do século XX pola estendida práctica das denominadas concesións en carteira. Isto tratou de combaterse coas ordes do 26 de abril de 1952 e do 3 de decembro de 1954 que trataban de establecer a caducidade das concesións de xeito efectivo.

En canto á súa teorización, hai que indicar, en primeiro lugar, que a natureza xurídica da caducidade das concesións de dominio público resulta bastante discutida entre a doutrina. Esta figura débese apartar da resolución por incumprimento dos contratos sinalagmáticos, xa que neste caso é unha potestade que se reserva só á Administración en vez de ás dúas partes contratantes<sup>392</sup>.

En cambio, si amosa unha maior semellanza a unha especie de condición resolutoria potestativa. Esta afirmación atopa a súa base no feito de que para que a Administración poida resolver a concesión declarándoa caducada débese producir un suceso que, ao inicio da licitación, resultaba futuro e incerto. Ademais, a produción deste suceso está suxeito á vontade do concesionario, xa que se trata dun incumprimento pola súa parte.

Outro aspecto moi debatido é a posibilidade de considerar a caducidade como unha potestade sancionadora da Administración, xa que ao concesionario impónselle unha medida de carácter gravoso. Ao respecto, a postura maioritaria defende o carácter non sancionador da institución. Isto débese, en primeiro lugar, a que a caducidade non está sometida a prescrición como si o están as sancións administrativas. Sobre isto o Tribunal Supremo

---

<sup>390</sup> DOMÍNGUEZ-BERRUETA DE JUAN, M. A., *El incumplimiento de la concesión de servicio público*, Montecorvo, Madrid, 1981, p. 472.

<sup>391</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Caducidad de concesiones hidráulicas», *op. cit.*, p. 267.

<sup>392</sup> ALBI CHOLBI, F., *Tratado de los modos de gestión de las corporaciones locales*, Aguilar, Madrid, 1960, pp. 595-596.



pronunciouse con total claridade en sentenzas tales como a de 7 de xullo de 1994 (recurso de casación n.º 231/1992), onde indicou que:

*O transcurso do tempo non pode servir de fundamento á pretensión da parte demandante nunha materia en que (como a que nos ocupa do dominio público), a regra é a da súa imprescritibilidade (artigo 132.1 da Constitución Española); e non é acertado o argumento da parte demandante que distingue entre dominio público (do que a súa imprescritibilidade reconece) e facultades da Administración (suxeitas, segundo cre, a caducidade), porque o certo é que se imprescritibilidade quere dicir inmunidade fronte ao paso do tempo, a súa efectividade só pode conseguirse atribuíndo á Administración facultades paralelas, é dicir, facultades de recuperación non minorables polo paso do tempo, as cales poden e deben ser exercitadas non só fronte a quen se irroga dereitos dominicais, senón tamén fronte ao posuidor en concepto de concesionario que debe deixar de selo por incumprir algunha condición do título, pois a protección constitucional e legal do dominio público abarca a todas as facultades que a Administración ten como consecuencia da súa titularidade.*

De xeito similar, tratando unha concesión de augas, o Tribunal Supremo na súa Sentenza do 18 de xullo de 1994 (recurso de casación n.º 34/1993), sinalou que «o incumprimento das condicións impostas nas concesións de aproveitamentos privativos de augas públicas, poden dar lugar a unha dobre consecuencia prexudicial para o concesionario, ben de tipo puramente sancionador ou ben de características revogatorias ou de caducidade da concesión»; estimando neste caso un recurso contra un cerre de comportas e indicando que estamos ante a revogación da concesión, polo que non admite a necesidade de aplicar as garantías do ámbito sancionador.

Isto tamén se debe ligar co artigo 192.2.e) da Lei de patrimonio das administracións públicas, que establece como infracción grave «o uso de bens de dominio público obxecto de concesión ou autorización sen suxeitarse ao seu contido ou para fins distintos dos que as motivaron». Así, neses casos debe aplicarse un

procedemento sancionador, pero non se fai ningunha referencia a que procedería a extinción das concesións<sup>393</sup>.

Onde si amosa máis similitudes coas sancións é no feito de que para aplicarse se precisa que no comportamento do titular da concesión concorran dolo ou culpa. Malia existiren concesións en que isto non resulta necesario, o certo é que nas concesións de augas que aquí nos ocupan si é requisito obrigado. Así acontece tamén na lexislación de costas, tal e como se aprecia no artigo 79 da Lei 22/1988, do 28 de xullo, de costas.

En cambio, a declaración de caducidade conta cun procedemento propio –no caso das concesións de augas está regulado no RDPH–, non empregando o procedemento sancionador regulado nas Leis 39/2015 e 40/2015. Ademais, como argumento último, débese destacar que a caducidade das concesións de dominio público non é unha materia afectada pola reserva formal de lei que si afecta á potestade sancionadora.

Por todo iso, a xurisprudencia tendeu a negar o carácter sancionador da caducidade<sup>394</sup>. Exemplos disto atópanse en sentenzas tales como a do Tribunal Supremo de 27 de xuño de 2011 (recurso de casación n.º 6210/2008), onde citando algunhas resolucións anteriores dispón:

*Pola relevancia que terá no ulterior exame do recurso de casación, resulta procedente consignar que no noso auto de 29 de outubro de 2009 declaramos inadmisibles os motivos terceiro, quinto, sexto, sétimo, oitavo, noveno, décimo e undécimo daquela porque «[...] veñen fundamentarse na pretendida impugnación dos principios do dereito administrativo sancionador, en concreto dos de legalidade, tipicidade, proporcionalidade, non bis in idem e presunción de inocencia. iso contrasta co obxecto do recurso, que versa mediatamente sobre a impugnación dunha resolución que declara a caducidade dunha concesión para a ocupación e explotación do dominio público portuario. Cabe, xa*

---

<sup>393</sup> FERNÁNDEZ DE GATTA SÁNCHEZ, D., «La potestad sancionadora de la administración en el ámbito de los bienes públicos», *Documentación administrativa*, n.º 282-283 (exemplar dedicado á potestade sancionadora das administracións públicas II), 2009, pp. 494-495.

<sup>394</sup> A pesar disto, algunha sentenza illada impuxo como sanción a caducidade. Tal é o caso da Sentenza do Tribunal Supremo do 29 de maio de 1990.

*que logo, traer a colación a reiterada doutrina desta Sala canto á falta de carácter sancionador do instituto da caducidade de concesións administrativas. Así se declarou, entre outras, nas sentenzas do 29 de decembro de 1998 (rec. 8690/1991), 16 de febreiro de 2005 (rec. 919/2002) e 6 de xuño de 2007 (rec. 8624/2004), cuxa confrontación coa fundamentación xurídica en que se basean os relacionados motivos de casación resulta demostrativa da súa manifesta carencia de fundamento.*

Máis recentemente, a Sentenza do Tribunal Supremo 1869/2017, do 29 de novembro (recurso de casación n.º 3626/2015) indicou que «certamente a caducidade non é un acto de natureza sancionadora».

De igual forma, a caducidade tamén se afasta do concepto de sanción usado polo Tribunal Europeo de Dereitos Humanos. Este, en resolucións tales como a Sentenza do 8 de xuño de 1976, Engel e outros contra Holanda, indicaba que as sancións poden ter unha finalidade punitiva e preventiva –e é destas que pode coñecer o citado tribunal–, ou unha función de carácter reparador. No caso da caducidade, a súa razón de ser derívase en boa medida das potestades da Administración sobre a xestión dos bens de dominio público, que ante a inacción do concesionario pode precisar a busca doutras alternativas.

Por tanto, aínda que a caducidade ten certa relación coas potestades sancionadoras, a súa natureza xurídica débese entender distinta a esta. No ámbito do dereito de augas atópase tal relación entre ambas no artigo 168.3 do RDPH, onde se indica que «calquera que sexa a situación respecto á execución das obras, nos casos de caducidade ou rehabilitación dos dereitos, iniciárase, ademais, o expediente sancionador previsto no artigo 108, c), da Lei de augas, se procedese». En consonancia con isto, o artigo 116.3.c) do TRLA considera como infraccións administrativas o incumprimento das condicións impostas nas concesións «sen prexuízo da súa caducidade, revogación ou suspensión».

Por outra parte, esta caducidade das concesións de augas extingue todo dereito privativo, independentemente de que se adquirise por concesión, por autorización ou por disposición legal,

tal e como sinala o Tribunal Supremo na súa Sentenza do 10 maio de 2012 (recurso de casación n.º 5871/2009).

Mentres, a Sentenza do Tribunal Supremo do 21 de febreiro de 2013 (recurso de casación n.º 6861/2010), na mesma liña comentada, incide en que:

*Ocorre, con todo, que a lexislación de augas denomina caducidade tanto á extinción do dereito polo transcurso do prazo da concesión como aos supostos de incumprimento de condicións, ou, como aquí ocorría, pola interrupción da explotación; e que, ademais da caducidade, tamén son causas de extinción das concesións a expropiación forzosa ou a renuncia do concesionario.*

Así pois, obviando a caducidade polo transcurso do prazo da concesión –en que se afondará máis adiante–, do exposto dérivase que a caducidade pode provir de tres causas distintas. Estas son o incumprimento das condicións esenciais, o incumprimento dos prazos e a interrupción permanente da explotación.

#### **a) Incumprimento de condicións esenciais**

Unha das primeiras dificultades que se presenta nesta causa de caducidade é a de determinar que circunstancias son esenciais. Ao respecto, débese remarcar que non calquera incumprimento das condicións da concesión implica a caducidade, senón que este incumprimento debe ser esencial. Sobre isto, a Sentenza do Tribunal Superior de Xustiza de Castela e a Mancha 732/2014, do 4 de abril<sup>395</sup>, indicou:

*Centrados na cuestión de fondo, isto é, nos incumprimentos das condicións da concesión de autos que determinaron a súa extinción ou caducidade por aplicación do artigo 66 do texto refundido da Lei de augas aprobado polo Real decreto lexislativo 1/2001, do 20 de xullo, hai que empezar deixando claro, [...] que por expresa disposición legal os incumprimentos susceptibles de determinar a caducidade dunha concesión son os das súas condicións esenciais ou prazos nelas previstos, artigo 66.1 da Lei de augas, de maneira que fronte a tan claro mandato non cabe*

---

<sup>395</sup> Esta sentenza foi, posteriormente, confirmada pola Sentenza do Tribunal Supremo do 29 de febreiro de 2016 (recurso de casación n.º 2001/2014).

*argüir que na condición décimo cuarta establécese a extinción do dereito ao uso das augas en que a concesión consiste polo incumprimento dunha calquera das condicións fixadas. Cabe salientar, neste sentido, que boa proba de que non todo incumprimento das condicións impostas nunha concesión ou autorización administrativa dá lugar á súa caducidade é o feito de que estea tipificada como infracción administrativa leve, artigo 315.b) do Regulamento do dominio público hidráulico do 11 de abril de 1986 (RDPH), o incumprimento de condicións concesionais nos supostos en que non dera lugar á súa caducidade ou revogación.*

Mentres, partindo da investigación realizada por RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ<sup>396</sup>, cómpre indicar que o Consello de Estado tamén fixo achegas relativas ás condicións esenciais das concesións de augas. Así, no seu ditame do 19 de novembro de 1970 sinalou:

*No caso obxecto do expediente, o incumprimento formal do concesionario –omisión do referido aviso– revela o verdadeiro fondo substantivo da obriga incumplida, posto que, recoñecidas as obras e instalacións e atopándose o aproveitamento en explotación, resulta que nin están axustadas ao proxecto, nin se corresponden coa cantidade de auga concedida e o número de hectáreas a regar, o que permitiu desvirtuar os dous elementos máis esenciais da concesión, cales son o obxecto e o fin (volumen e destino da auga). Iso obriga a tipificar, non xa un simple incumprimento de condicións formais ou accidentais, senón de condicións esenciais, entendéndose por tales, para os efectos da procedencia da caducidade, conforme á Sentenza do 4 de xullo de 1917, aquelas «das que o seu incumprimento altere de tal modo o aproveitamento que resulte este distinto do concedido ou distintas as limitacións de uso público conseguinte a toda concesión de aproveitamentos de bens públicos.*

*Acreditada, pois, a realidade dun aproveitamento explotado con efectivo incumprimento de condicións substantivas, débese producir necesariamente o efecto represivo*

---

<sup>396</sup> RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, J., «La caducidad de las concesiones de aguas», *Nuevo derecho de aguas*, Thomson-Reuters Aranzadi, Pamplona, versión en liña en Thomson Reuters Aranzadi Instituciones (BIB 2007\3352), 2007.

*(caducidade-sanción<sup>397</sup>), previsto no artigo 158 da Lei de augas e na condición décimo terceira da concesión, procedendo, en consecuencia, formalizar a extinción do vínculo concesional mediante a oportuna declaración de caducidade.*

Pola súa parte, o Tribunal Supremo, na Sentenza do 29 de maio de 1985, estimou a caducidade dunha concesión de augas ao considerar como incumprimento dunha condición esencial «o incumprimento da obriga de depurar as augas que deben ser devoltas ao río, como ademais se facía constar na concesión». Por iso, o Alto Tribunal indicou que «como tales condicións non foron cumpridas, a procedencia da caducidade é indubidable».

Neste debate acerca de cales condicións son esenciais nunha concesión existen diversas posturas. Tal e como indica CARPI ABAD<sup>398</sup> algunhas destas posturas consideran que todas as cláusulas da concesión son esenciais. Isto, ao meu entender semella excesivo, posto que o máis mínimo incumprimento implicaría a caducidade da concesión e, tal e como se indica na citada sentenza do Tribunal Superior de Xustiza de Castela e a Mancha 732/2014, do 4 de abril, non tería sentido a regulación do artigo 315.b) do RDPH, que tipifica como infracción administrativa leve «o incumprimento das condicións impostas nas concesións e autorizacións administrativas a que se refire o texto refundido da Lei de augas, nos supostos en que non deran lugar á súa caducidade ou revogación».

Outras posturas, en cambio, consideran que as condicións esenciais son as que aparezan así previstas nos pregos. En cambio, esta teoría presenta o problema de que os pregos poida que nada digan acerca de que condicións son esenciais.

Por último, atópase a postura que considera como esencial os incumprimentos que contraveñan o artigo 144.2 do RDPH, isto é, as características esenciais para as modificacións da concesión, que se citaron en páxinas anteriores. No entanto, a doutrina e a

---

<sup>397</sup> Neste caso o Consello de Estado incorre na comentada confusión de equiparar a caducidade cunha sanción.

<sup>398</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., pp. 236-237.

xurisprudencia non tende a considerar a listaxe do artigo 144.2, como un *numerus clausus*.

Mentres, o Tribunal Supremo, na súa Sentenza do 23 de novembro de 1973, indicou:

[...] *aínda que sexa indubidable que as concesións caducan por non cumprirse as condicións e os prazos como así o establece o artigo 158 da Lei de augas*<sup>399</sup> (Dic. 737), *entendido, conforme á doutrina xurisprudencial sempre que as condicións sexan esenciais e que o incumprimento altere o aproveitamento de tal modo que resulte practicamente distinto ao concedido* [...].

Tomando unha postura similar á amosada polo Alto Tribunal, algunha doutrina<sup>400</sup> e xurisprudencia utilizou esta vía do incumprimento de condicións esenciais para os casos en que existise un importante prexuízo medioambiental. En cambio, neste caso, é unha cláusula que si que se tende a introducir nos pregos da concesión, non resultando estraño que se esixa que a auga obxecto da concesión sexa devolta ao río nas mesmas condicións físicas, químicas e bacteriolóxicas en que se tomase.

Concluindo con este apartado, cómpre referir que cando nos pregos da concesión se precise cales son as condicións esenciais estas non ofrecerán dúbidas. En cambio, en caso contrario, resulta máis complicado determinalas. Un bo criterio pode ser o sinalado polo Tribunal Supremo de esixir un incumprimento que «altere o aproveitamento de tal modo que resulte practicamente distinto ao concedido». Outra alternativa sería considerar esenciais as condicións que poñan en risco a continuación da concesión de forma similar a como se viña realizando. En calquera caso, na actualidade non se observa un criterio claro de cales son todas as condicións esenciais, existindo tan só unha delimitación –legal e xurisprudencial– de determinadas condicións que poden ser cualificadas como tales.

## **b) Incumprimento de prazos**

---

<sup>399</sup> Estase a referir á Lei de augas de 1879.

<sup>400</sup> Un exemplo atópase en: PALOMAR OLMEDA, A., «La protección del medio ambiente en materia de aguas», *op. cit.*, pp. 107-130.

Tanto a normativa de augas como o Consello de Estado (Ditame de 23 de novembro de 1957, expediente 22.584, ou de 13 de decembro de 1956, expediente 20.174 por exemplo) e a xurisprudencia consideran que coa caducidade por incumprimento de prazos o lexislador estase referindo tanto aos de comezo como aos de finalización das obras da concesión. Esta forma de caducidade é a máis relacionada co problema comentado das concesións en carteira. En cambio, para evitar tal caducidade, existe a posibilidade de solicitar unha prórroga para executar as obras. Esta atópase regulada no artigo 155 do RDPH, onde se indica que:

*1. Os prazos de execución das obras, poderán prorrogarse por instancia do concesionario, cando acredite que o incumprimento foi debido a causas independentes da súa vontade, que apreciará a Administración, podendo ser denegada a prórroga cando non se comunicase a causa xeradora do atraso dentro dos 30 días seguintes a producirse.*

*2. A solicitude de prórroga, acompañada da documentación xustificativa, deberá presentarse ante o organismo de bacía cunha anterioridade mínima de dous meses á data en que expire o prazo cuxa ampliación se solicita, describindo a obra realizada e a que falta por executar, coa súa valoración aproximada.*

*3. O organismo a quen corresponda coñecer da prórroga, logo dos informes que estime oportunos e vistas a documentación e circunstancias concorrentes, resolverá o que estime pertinente. En caso de acceder á prórroga, concederáa polo tempo que estime necesario, pero coidando de que as variacións do prazo de execución sexan proporcionadas á obra que falta por executar e ao prazo primitivo. Do mesmo xeito, poderá ser imposta unha fianza complementaria.*

En cambio, no caso de non solicitar ou non obter a mencionada prórroga para o comezo das obras incorreríase en caducidade da concesión. Tal e como indica TORRE DE SILVA LÓPEZ DE LETONA facéndose eco de diversos Ditames do Consello de Estado «sempre se estima que o incumprimento do prazo de iniciación ou de terminación das obras constitúen incumprimentos substanciais que habilitan á Administración para declarar a caducidade da concesión». Isto prodúcese aínda que se executase



unha parte relevante da obra xa que, por exemplo, «se a concesión abarcaba tres saltos de pé de presa e só se realizou e se puxo en servizo un, debe igualmente declararse a caducidade»<sup>401</sup>.

### **c) Interrupción permanente da explotación**

Para que se produza a caducidade por este motivo a interrupción ten que ser permanente durante tres anos consecutivos sen resultar imputable ao titular da concesión. Na normativa anterior á Lei de augas de 1985 o prazo de inactividade permitido era superior, alcanzando os 20 anos. Sobre isto, o Tribunal Supremo, na súa Sentenza do 9 de xullo de 1992 (recurso de casación n.º 5241/1990), indicou que a nova norma introducida pola Lei de augas de 1985 non posuía carácter retroactivo, polo que se a inactividade comezara antes da súa entrada en vigor o prazo de cómputo seguiría a ser de 20 anos.

Na normativa vixente para que proceda esta causa de caducidade deben producirse os seguintes requisitos<sup>402</sup>:

- Interrupción da explotación, deixando de usar totalmente o caudal concedido.
- Que a interrupción sexa permanente durante un prazo de tres anos consecutivos.
- Que a interrupción se produza por causas imputables ao titular da concesión. Isto foi introducido durante a discusión no Senado da Lei de augas de 1985.

A xurisprudencia do Tribunal Supremo recoñeceu en diversas ocasións este tipo de caducidade, tanto no caso de concesións como para outros dereitos privados sobre as augas, tal e como se recolle na Sentenza do 29 de febreiro de 2012, (recurso de casación n.º 2671/2008) onde se expresa:

*O artigo 66.2 do texto refundido da Lei de augas aprobado polo Real decreto lexislativo 1/2001, do 20 de xuño, e en idénticos*

---

<sup>401</sup> TORRE DE SILVA LÓPEZ DE LETONA, V., «En torno a la concesión de aprovechamiento hidroeléctrico y a su «situación inicial», *Revista Española de Derecho Administrativo*, n.º 79, 1993, p. 471.

<sup>402</sup> GONZÁLEZ PÉREZ, J., TOLEDO JÁUDENES, J. e ARRIETA ÁLVAREZ, C., *Comentarios a la Ley de Aguas*, *op. cit.*, p. 404 e ss.

*termos se expresa o artigo 161.2 do Regulamento do dominio público hidráulico aprobado polo Real decreto 849/1986, do 11 de abril, establece que «o dereito ao uso privativo, das augas, calquera que sexa o título da súa adquisición, poderá declararse caducado pola interrupción permanente da explotación durante tres anos consecutivos, sempre que aquela sexa imputable ao titular». O dito artigo 66.2 do texto refundido, aínda que incardinado na Sección 1.ª do capítulo III do título IV, referida á concesión de augas en xeral e dentro do precepto denominado «caducidade das concesións», é aplicable tamén, aos dereitos de natureza privada sobre as augas alumeadas a que se refire a disposición transitoria terceira do propio texto refundido da Lei de augas.*

### **3.4.2.2 Procedemento de declaración de caducidade**

Ademais da concorrencia das causas descritas, para que se produza a caducidade da concesión é preciso que sexa declarada. Respecto a esta declaración, GONZÁLEZ-BERENGUER URRUTIA considerou sorprendente que a Lei de augas de 1985 introducise a expresión «poderán declararse caducadas» —expresión que se conserva no actual TRLA— xa que, ao seu modo de ver, a caducidade opera *ex lege* sen necesidade de ningunha declaración<sup>403</sup>. En cambio, o Tribunal Supremo, incluso antes da aprobación da Lei de augas de 1985, mantiña unha postura en certa medida, contraposta á citada, onde, malia entender que a caducidade operaba *ex lege*, tamén consideraba que a declaración desta caducidade era unha condición necesaria para producir plenos efectos. Un exemplo disto apréciase na Sentenza do 14 de xullo de 1981<sup>404</sup>, a que cita posteriormente, xa nun suposto relativo a concesións de augas, a Sentenza do Tribunal Supremo do 30 de xaneiro de 2001 (recurso de casación n.º 7615/1993) ao dispor:

*É tamén criterio reiterado, dominante e constitutivo por iso da xurisprudencia sobre tal particular, o que afirma que a situación xurídica de caducidade das concesións non xorde da soa*

---

<sup>403</sup> GONZÁLEZ-BERENGUER URRUTIA, J. L., *Comentarios a la Ley de Aguas. Ley 29/1985, de 2 de agosto (BOE del 8; corrección de errores en el 10 de octubre)*, Abella, Madrid, 1985, p. 169.

<sup>404</sup> Aínda que esta versa sobre unha «caducidade» por finalización do prazo

*circunstancia do incumprimento de calquera das súas condicións esenciais ou dos prazos nelas previstos, senón que esixe, ademais, a declaración de tal incumprimento e, por iso, de aquela caducidade, en expediente tramitado con observancia das formalidades esixidas a tal fin; ademais das dúas sentenzas que acaban de citarse, debe destacarse neste sentido a do 14 de xullo de 1981, en que este Tribunal Supremo afirmou que a caducidade constitúe un efecto «ex lege», aínda que sometido, en principio, para a súa plena efectividade, ao presuposto («conditio iuris») da declaración expresa da Administración.*

Para esta declaración de caducidade é preciso seguir un procedemento determinado. Este pode ser iniciado de oficio ou por instancia de parte. Segundo o artigo 163 do RDPH, ao ser unha forma de extinción da concesión a tramitación do expediente correspóndelle ao organismo de bacía, mentres que a resolución – no caso dos aproveitamentos hidroeléctricos superiores a 5000 kVA– é competencia do Miteco, a excepción das concesións outorgadas con anterioridade á Lei de augas de 1985, en que a competencia é do organismo de bacía, salvo que se outorgasen por orde ministerial.

Ademais de seguir o procedemento xenérico de extinción que foi comentado con anterioridade, no caso da caducidade existen determinadas especificidades de procedemento. Así, no suposto da iniciación de oficio, o organismo de bacía debe notificarlle a incoación do procedemento ao titular da concesión, en caso de ser coñecido, indicando as razóns para a apertura dese procedemento de caducidade para o efecto de que se formulen as alegacións que o titular considere oportunas. Se o titular non comparecese ou as alegacións feitas se considerasen insuficientes para arquivar o procedemento de caducidade, este continuarase co trámite de información pública ordinario para a extinción de concesión que se regula no artigo 163.3 do RDPH. Isto mesmo sucede tamén en caso de non coñecerse a identidade e o domicilio do titular da concesión.

Despois do trámite de información pública realízase unha visita ao aproveitamento para a que se citan aos interesados –salvo que a identidade destes ou o seu domicilio sexan descoñecidos– e aos concellos onde se atopan as obras da concesión e onde se

utilicen as augas. Nese momento redáctase acta do estado de funcionamento e da situación da concesión en relación coas condicións que se presumen incumpridas, recolléndose tamén as manifestacións e comprobacións que se realicen ao respecto.

Á vista desta acta, dos escritos presentados no trámite de información pública e do resultado das comprobacións que se estime oportuno realizar, o organismo de bacía debe informar sobre a existencia ou non de motivos de caducidade, das reparacións necesarias nas obras que deben reverter á Administración e das servidumes que poidan existir en favor de terceiro sobre as obras indicadas e as condicións en que podería rehabilitarse o dereito. Para o caso dos aproveitamentos hidroeléctricos, tal e como indica o artigo 165 *bis* do RDPH, neste informe débese incluír unha proposta razoada sobre o futuro do aproveitamento. Esta debe incluír recomendacións sobre a posible continuidade da explotación, a adscrición da titularidade das infraestruturas e instalacións e sobre a xestión ou no seu caso demolición das obras que deben reverter á Administración.

A continuación, remítese notificación aos interesados –ou publícanse os correspondentes edictos en caso de que a súa identidade ou o seu domicilio sexan descoñecidos– para o trámite de vista do expediente, outorgando un prazo de 15 días para levar a cabo as alegacións que consideren. Finalmente, o organismo de bacía trasládalle unha proposta de resolución ao Miteco, en que recollerá a existencia ou non de motivos de caducidade imputables ao titular da concesión e a procedencia ou non de decretar ou ben o arquivo do expediente sen maiores consecuencias, ou ben a caducidade ou ben a rehabilitación do dereito.

Por outra banda, existe doutrina que indica que a declaración de caducidade é unha potestade discrecional da Administración (no artigo 66.2 do TRLA di «poderá declararse caducado»). Por exemplo, RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ<sup>405</sup> expresa que a continuidade de concesións caducadas –con incumprimentos culpables– pode xustificarse en razóns de interese xeral. En cambio,

---

<sup>405</sup> RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, J., «La caducidad de las concesiones de aguas», *op. cit.*, p. 15.

o concepto de caducidade desnaturalizárase se, dándose as circunstancias para ela, a Administración non procedese a declarala e existisen outras solicitudes mellores.

A declaración da caducidade por parte da Administración (ou a ausencia dela) pode someterse a control xurisdiccional. Así, en vía xudicial pódese comprobar se se cometeu efectivamente o incumprimento –control dos feitos determinantes– e o cumprimento dos elementos regrados concorrentes, isto é, se se seguiu o procedemento marcado<sup>406</sup>. Ademais, a procura do interese xeral, a pesar de constituír un concepto xurídico indeterminado, tamén é un elemento que serve para o control xudicial. Igual sucede cos principios xerais de igualdade, boa fe e boa administración.

Mentres, o artigo 168 do RDPH indica que a declaración de caducidade da concesión implica que as servidumes existentes en favor de terceiros deben ser redimidas (artigo 162.3 do RDPH) ou constituír afianzamento para garantir esa finalidade nos termos que indique o organismo de bacía. Ademais, tamén supón a perda da fianza constituída para responder da execución das obras, sempre que estas non se atopen rematadas.

Pola outra parte, antes de acabar coa exposición sobre a caducidade débese facer referencia á institución da rehabilitación. Esta rehabilitación tamén supón a perda da fianza no caso de que as obras se atopen sen rematar de executar e implica a obriga de constituír unha nova fianza coa mesma finalidade por un importe igual ao 5 % do custo das obras que falten por facer, valoradas a prezos actualizados. En cambio a regulación desta figura é pouco nítida. De feito, o RDPH simplemente se refire a isto nos seus artigos 165 e 168. No primeiro deles reflicte que na proposta de resolución que envía o organismo de bacía ao Miteco indicará se procede a caducidade ou a rehabilitación do dereito e, neste último caso se isto é posible e se foi solicitada. Pola súa parte, o artigo 168 fala desa institución xurídica ao regular o afianzamento.

A rehabilitación da concesión implica que continúe sendo explotada. Isto é unha alternativa á declaración de caducidade que

---

<sup>406</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., pp. 250-251.

debe ser adoptada en función do interese xeral pola Administración. O momento para proceder á rehabilitación é ao incorrer en caducidade, pero antes de que esta sexa declarada, xa que, como se indica no Ditame do Consello de Estado do 12 de novembro de 1981, a declaración de caducidade dunha concesión demanial afecta á totalidade do título, que queda así privado da súa eficacia xurídica. De xeito similar, o Tribunal Supremo na sentenza do 20 de outubro de 1990<sup>407</sup> expón:

*[...] é patente que o procedemento para declarar a caducidade dunha autorización non pode converterse nun expediente de rehabilitación.*

En cambio, como se desprende do artigo 165 do RDPH, a rehabilitación non sempre é posible. Isto foi tratado pola doutrina, que explica que non procede a rehabilitación cando existe un terceiro interesado na concesión. Nese caso procedería a finalización da concesión coa declaración de caducidade e, en caso de ser conveniente para o interese público, volver a sacar a concurso tal concesión. En caso contrario estaríase a favorecer ao concesionario que mediante culpa ou dolo permitiu que a concesión caducase.

Por iso, cando unha concesión hidroeléctrica incorre en caducidade, o organismo de bacía debe iniciar o procedemento correspondente e enviar o procedente informe ao Ministerio indicando se considera oportuno a declaración de caducidade ou a rehabilitación, debendo optar pola opción máis favorable para o interese público<sup>408</sup>.

En cambio, aquí o tema máis polémico para a doutrina é se coa rehabilitación se produce un novo outorgamento –e, xa que logo, cambia o cómputo do prazo de finalización– ou non. Respecto a isto autores como VILLAR PALASÍ<sup>409</sup> ou CARO-PATÓN

---

<sup>407</sup> Malia que esta sentenza non versa sobre as concesións de augas, si hai certa analogía.

<sup>408</sup> RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, J., «La caducidad de las concesiones de aguas», *op. cit.*, pp. 17-19.

<sup>409</sup> VILLAR PALASÍ, J. L., «Concesiones administrativas», *op. cit.*, p. 752.

CARMONA<sup>410</sup> entenderon que se trataba dunha prolongación da concesión inicial, polo que non cabía a realización dun cómputo do prazo distinto.

Outros autores, como é o caso de RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, manteñen unha postura contraria, indicando que coa rehabilitación se produce unha nova concesión para os efectos do cómputo do prazo. Pese a todo, este autor, para as concesións de dereito público en xeral, considerou que a rehabilitación «non implica un novo outorgamento, se non a nova validación ou continuación da concesión inicialmente acordada»<sup>411</sup>. En cambio, ao analizar a caducidade das concesións de augas en particular, este autor indicou que «se produciu unha auténtica novación, aínda que por economía as cláusulas da nova concesión remítense ás da anterior que incorreu en caducidade. Non é difícil apreciar *aliquid novi* e desde logo na fianza». Por iso, continúa, «no caso das concesións de aproveitamentos de augas públicas, en tanto concesión de dominio público, entendo que a rehabilitación supón unha nova concesión, con constitución de nova fianza (art. 168.2 do RDPH); é, sinxelamente, outro acto»<sup>412</sup>.

Na miña opinión, considero que resulta máis prudente entender a rehabilitación como unha continuación da concesión anterior, en vez de como unha nova concesión outorgada sen cumprir co procedemento regrado establecido para o outorgamento destas concesións. En caso contrario o concesionario que permitiu que a concesión caducase veríase recompensado podendo optar novamente ao prazo máximo de duración.

---

<sup>410</sup> CARO-PATÓN CARMONA, I., *El derecho a regar: entre la planificación hidrológica y el mercado del agua*, *op. cit.*, pp. 313 e ss.

<sup>411</sup> RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, J., «Reflexiones sobre la caducidad en el derecho público», *Revista Aragonesa de Administración Pública*, n.º 5, 1994, p. 354.

<sup>412</sup> RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, J., «La caducidad de las concesiones de aguas», *op. cit.*, p. 19. Este autor sostén o mesmo en: RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, J., «La caducidad de las concesiones y autorizaciones de aguas (y II)», *Actualidad Administrativa*, n.º 3, 1994, pp. 23-24.

Por último, en relación coa caducidade, MENÉNDEZ GALLEGO<sup>413</sup> introduciu unha interesante problemática doutrinal sobre as concesión hidroeléctricas non construídas. Este autor puxo de manifesto que nin no TRLA nin no RDPH se prevé expresamente o caso das concesións de augas que non se construíron, pero sen que a dita construción chegase tan sequera a iniciarse.

Con respecto ás condicións esenciais este autor sostén que *de facto* se podería introducir dentro desta categoría a non construción da instalación, pero que a dicción literal do artigo non inclúe esta posibilidade. En cambio, como expuxemos con anterioridade, a problemática deste tipo de caducidade está en determinar que condicións son ou non esenciais. Por iso, aínda que non se inclúe expresamente na normativa (os artigos 66 do TRLA e 161 do RDPH indican simplemente que «as concesións poderán declararse caducadas polo incumprimento de calquera das condicións esenciais»), tampouco se pode afirmar de xeito categórico que se está a excluír a non construción como incumprimento esencial. De feito, resulta difícil soste que a non construción das instalacións necesarias para a explotación da concesión non se trata dunha condición esencial desta.

Pese a iso, resulta certo que a non construción poda ter mellor encaixe na caducidade por incumprimento dos prazos, que neste caso poderíase equipar a unha subcategoría do incumprimento das condicións esenciais. Ao respecto, o propio MENÉNDEZ GALLEGO<sup>414</sup> recoñece que o Consello de Estado indicou que había que incluír dentro desa categoría tanto a non iniciación como a non terminación das obras dentro do prazo indicado na concesión.

### **3.4.3. Expropiación forzosa**

Outra forma de finalización das concesión hidroeléctricas é mediante a expropiación forzosa. A regulación desta figura atópase,

---

<sup>413</sup> MENÉNDEZ GALLEGO, F., «La extinción de las concesiones hidroeléctricas no construídas y reversión del patrimonio adquirido», *Agua y energía*, EMBID IRUJO, A., Civitas Thomson Reuters, Pamplona, 2010, pp. 313-336.

<sup>414</sup> MENÉNDEZ GALLEGO, F., «La extinción de las concesiones hidroeléctricas no construídas y reversión del patrimonio adquirido», *op. cit.*, p. 319.



esencialmente, no artigo 166 do RDPH. Neste recóllese que a expropiación debe ser efectuada segundo a lexislación específica ao respecto. Do mesmo xeito, o precepto citado sostén que a expropiación procede en favor doutros aproveitamentos cunha maior orde de preferencia segundo o Plan hidrolóxico da bacía. Tamén podería considerarse título suficiente para a expropiación a incompatibilidade do aproveitamento co plan hidrolóxico aplicable<sup>415</sup>.

Tras seguir o procedemento de expropiación e acreditar o pagamento do xustiprezo ou do seu equivalente débese comezar o procedemento de extinción da concesión. Este é iniciado polo organismo de bacía seguindo os trámites xenéricos de información pública do artigo 163.3 do RDPH. Logo disto, tamén se leva a cabo o recoñecemento do terreo en compañía dos interesados –de considerarse necesario– e o servizo encargado do organismo de bacía emite un informe relativo ás condicións a impor ao expropiador e as servidumes que este debe respectar. Deste expediente dáselle trámite de vista ao expropiador e aos demais interesados que comparecesen. Posteriormente, após un novo informe do servizo encargado do organismo de bacía e do correspondente servizo xurídico<sup>416</sup>, o organismo de bacía debe presentar unha proposta de resolución ao Miteco.

Este expediente de finalización da concesión pode ser tramitado antes do expediente de expropiación. Para iso debe solicitarse expresamente o posible beneficiario da expropiación. No caso de solicitar isto, o expediente só ten a finalidade de determinar, para efectos informativos para o peticionario, a execución de obras, o respecto que debe manter a determinadas servidumes e as reposicións as que quedará obrigado no caso de que a expropiación resulte efectivamente realizada.

Na Lei de augas de 1879 tamén se recollía esta posibilidade. En cambio, aquí existía unha diferenza relevante debido a que non

---

<sup>415</sup> GONZÁLEZ-BERENGUER URRUTIA, J. L., *Comentarios a la Ley de Aguas. Ley 29/1985, de 2 de agosto (BOE del 8; corrección de errores en el 10 de octubre)*, *op. cit.*, p. 146.

<sup>416</sup> O informe do servizo do organismo de bacía emitirase só se se considera preciso, pero o do servizo xurídico emitirase en todo caso.

só se prevía a expropiación en favor de aproveitamentos superiores na orde de preferencia, senón que, ao abeiro do artigo 2 do Real decreto lei do 7 de xaneiro de 1927, procedían as expropiación en favor de concesións do mesmo rango, sempre que a potencia do novo aproveitamento superase en tres veces ou máis a do anterior<sup>417</sup>.

Afastándonos momentaneamente deste ámbito, aínda que no RDPH e no TRLA non se indique nada ao respecto, equiparándose en certa medida coa expropiación pódese entender a posibilidade de que unha concesión hidroeléctrica se extinga por rescate e por revogación.

No caso do rescate trátase dunha potestade da Administración que lle permite extinguir anticipadamente a concesión por razóns de interese público para xestionala directamente, logo de indemnización ao titular da concesión. Esta figura ampárase no artigo 100.d) da Lei 33/2003 do patrimonio das administracións públicas que a prevé como causa de extinción das concesións e autorizacións. No artigo 101.3 da mesma norma indícase que:

*En caso de rescate anticipado da concesión conforme ao previsto na alínea d) do artigo anterior, o titular será indemnizado do prexuízo material xurdido da extinción anticipada. Os dereitos dos acredores hipotecarios a garantía dos cales apareza inscrita no Rexistro da Propiedade na data en que se produza o rescate serán tomados en conta para determinar a contía e os receptores da indemnización.*

Segundo a tese de FERNÁNDEZ ACEVEDO<sup>418</sup>, a potestade de efectuar o rescate anticipado trátase dunha facultade implícita da Administración, aínda que non se recolla nos pregos das cláusulas da concesión. A pesar diso, o dereito particular do concesionario tamén é merecente de respecto no tráfico xurídico. Por iso, para que poida acudirse a esta institución é necesario que xurda un interese

---

<sup>417</sup> ALMÉCIJA, C. e SANZ, J., «Impacto medioambiental y aspectos legales», *op. cit.*, p. 353.

<sup>418</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, *op. cit.*, pp. 426-428.

público superior con posterioridade ao outorgamento da concesións, así como que o operador privado que tiña a titularidade da concesión sexa indemnizado pola perda do seu dereito.

En canto á revogación, esta pode ser definida como a extinción dun título válido que a Administración adopta unilateralmente por razóns de interese público<sup>419</sup>. Ao respecto a xurisprudencia do Tribunal Supremo (Sentenza do 25 de setembro de 1981) indica que se trata dunha eliminación do mundo xurídico que se produce cando o mantemento da concesión e os seus efectos se mostrasen en manifesta contradición cos intereses públicos que a Administración debe tutelar. Por iso, do que se trata coa revogación é da necesidade de suxeitar un título válido, previamente outorgado pola Administración, ás necesidades do interese público<sup>420</sup>. No ámbito do dereito de augas, algúns autores indican que se pode admitir especialmente no contexto da revisión das concesións recollido no artigo 65.1 do TRLA<sup>421</sup>.

Por outra parte, as razóns de interese público que sirvan de base para a revogación non deben obedecer a un incumprimento culpable ou doloso do titular da concesión, xa que estes encadraríanse dentro da institución xurídica da caducidade.

En cambio, na normativa de patrimonio a revogación semella unha figura máis pensada para as autorizacións. De feito, no mencionado artigo 100.d) da Lei 33/2003 fala de «rescate da concesión, logo de indemnización, ou revogación unilateral da autorización». Aínda que é certo que ao principio dese artigo se indica que se está a referir a formas de extinción de concesións demaniais, polo que se entende que a figura é aplicable tamén ás ditas concesións. Ao respecto, FERNÁNDEZ ACEVEDO concorda con que se pode aplicar a figura en cuestión ás concesións demaniais e

---

<sup>419</sup> SALA ARQUER, J. M., *La revocación de los actos administrativos en el Derecho español*, Instituto de Estudios Administrativos, Madrid, 1974, p. 27.

<sup>420</sup> FORTES MARTÍN, A., «Estudio sobre la revocación de los actos administrativos», *Revista de Derecho*, vol. XIX, n.º 1, 2006, p. 152. Sobre isto véxase tamén: IGLESIAS GONZÁLEZ, F., *La revocación de actos administrativos favorables*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2017.

<sup>421</sup> CANO CAMPOS, T., «Consideraciones generales sobre la invalidez en el Derecho Administrativo», *Documentación Administrativa*, n.º 5, 2018, p. 23.

indica que, no caso de empregarse, o titular da concesión pode solicitar ser indemnizado<sup>422</sup>. E isto a pesar de que a normativa de patrimonio das administracións públicas para o caso das autorizacións prevé que en caso de revogación por razóns de interese público esta non sexa indemnizable (artigo 92.4 da Lei 33/2003 do patrimonio das administracións públicas).

Pese a todo, a aplicación da revogación non é totalmente clara, xa que na Lei 39/2015 (artigo 109.1) se indica que as administracións públicas só poden revogar os «seus actos de gravame ou desfavorables, sempre que tal revogación non constitúa dispensa ou exención non permitida polas leis, nin sexa contraria ao principio de igualdade, ao interese público ou ao ordenamento xurídico». En cambio, na normativa sectorial de augas nada se di ao respecto, e as referencias que se fan aparecen ao tratar a autorización de verteduras, onde se confunde esta figura coa caducidade<sup>423</sup>.

Así pois, cos matices descritos, a revogación e, especialmente, o rescate son dúas figuras xurídicas que, aínda que non aparecen reguladas expresamente na normativa de augas, poderían ser utilizadas para finalizar unha concesión de augas. Ambas presentan importantes similitudes coa expropiación forzosa, polo que o procedemento a seguir, no caso de usalas, debería ser semellante.

#### **3.4.4. Renuncia expresa do concesionario**

O titular dunha concesión hidroeléctrica pode extinguir o seu dereito renunciando a el formalmente por escrito, en calquera momento da vida da concesión. Ao respecto, na normativa de augas esíxese como requisito fundamental que a renuncia non vaia en prexuízo do interese xeral nin tampouco en contra dun terceiro.

---

<sup>422</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público, op. cit.*, pp. 425-426.

<sup>423</sup> Tanto no TRLA como no RDPH fálase de revogar autorizacións de verteduras (por exemplo, nos artigos 101, 104 e 105 do TRLA) por producirse incumprimentos. En cambio, cando a finalización do aproveitamento privativo de augas ten lugar por mor dun incumprimento do titular debería fálase de caducidade.

A pesar das diferenzas existentes co dereito privado, a renuncia do titular da concesión atopa parte da súa base no artigo 6.2 do Código civil, que indica que «a exclusión voluntaria da lei aplicable e a renuncia aos dereitos recoñecidos nela soamente serán válidas cando non contraríen o interese ou a orde pública nin prexudiquen terceiros».

Tal renuncia, ademais, debe ser voluntaria e non por instancia da Administración. Sobre isto pronunciouse o Tribunal Supremo na Sentenza do 24 de febreiro de 1983 do seguinte xeito:

*[...] malia ser certo que o art. 6.2 do C. Civ. admite a renuncia dos dereitos cando non contraríe o interese ou a orde público nin prexudique a terceiros, esta renuncia a que se refire o texto legal é a feita voluntariamente polo titular do dereito; pero sen que poida aceptarse esa outra imposta pola Administración, xa que, de admitirse esta, equivalería a concederlle unha extremada facultade para dar por terminada unha concesión [...].*

No ámbito do dereito de augas, esta institución da renuncia do concesionario regúlase, esencialmente, no artigo 167 do RDPH. Neste artigo indícase que a renuncia, para causar efectos administrativos debe ser aceptada pola Administración, que, segundo o caso, pode imporlle ao concesionario as medidas que considere oportunas para evitar a lesión do interese público ou dun terceiro e a obriga de redimir as servidumes existentes sobre as obras pertencentes á concesión ou facer un afianzamento ao respecto. Ademais, a renuncia á concesión, en caso de que as obras desta se atopen sen concluír, implica a perda da fianza depositada para garantir a realización das ditas obras. Tal renuncia non se admitirá, nin tampouco se acordará a extinción da concesión, mentres que o titular non acredite o cumprimento destas obrigas ou o afianzamento para o seu cumprimento nos termos que se determinen polo organismo de bacía.

Se á vista do anterior, se considera procedente a renuncia, esta dá lugar a un expediente de extinción da concesión que é sometido ao trámite de información pública xenérico da extinción das concesións. A vez que se procede á información pública, tal e como indica o artigo 169.2 do RDPH, débesele remitir copia do expediente administrativo á comunidade autónoma onde radiquen

as obras, para que nun prazo de dous meses poida manifestar o que estime conveniente sobre as materias da súa competencia.

Tras isto, tamén aquí se efectuará unha visita ás obras e instalacións, onde asistirá o titular da concesión e os demais interesados que comparecesen no procedemento. Da visita levántase acta indicando o estado das obras e instalacións e todas as manifestacións que os presentes vertesen en relación co procedemento de extinción.

O seguinte trámite que marca o artigo 167 do RDPH é o da realización –á vista da acta levantada e dos escritos presentados no trámite de información pública– do informe sobre as obras e as servidumes existentes na concesión elaborado polo servizo encargado do organismo de bacía. Posteriormente, dáselle traslado do expediente unido xa este último informe, ao titular e aos interesados para que nun prazo de 15 días realicen as alegacións que consideren convenientes.

A continuación, se se considera procedente, o servizo encargado do organismo de bacía emitirá un novo informe. Ademais, o Servizo Xurídico tamén emitirá un informe que neste caso si é preceptivo. Á vista disto, o organismo de bacía formula unha proposta de resolución ao Miteco.

No caso de aproveitamentos con distintos titulares, a renuncia só afecta a quen a formulase, pero o organismo de bacía debe incoar o oportuno expediente de revisión das características da concesión. Este instrúese sen trámite de competencia.

A extinción da concesión por renuncia do titular úsase habitualmente como argumento entre quen defende que as concesións demaniais non son contratos<sup>424</sup>. Segundo ROSADO PACHECO<sup>425</sup>, isto pon de manifesto «o carácter resolutivo ou unilateral do título concesional, xa que é inadmisíbel a renuncia nun negocio xurídico sometido ao principio *pacta sunt servanda*, como así se regula no noso Código civil e na Lei de contratos do

---

<sup>424</sup> GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO, F., «Las concesiones de aguas», *op. cit.*, p. 18.

<sup>425</sup> ROSADO PACHECO, S., «La concesión administrativa de aguas (su nueva regulación)», *op. cit.*, p. 199.

Estado<sup>426</sup>«. Así, isto asimilárase en certo modo á renuncia do interesado que recolle o artigo 94 da Lei 39/2015.

Outros autores engaden que a renuncia é un acto unilateral do particular concesionario, pese a que este necesite comunicala expresamente e que a Administración a acepte. Isto, seguindo ese razoamento, débese a que a aceptación por parte da Administración é un acto estritamente formal que só posúe efectos meramente declarativos de toma de coñecemento e de comprobación de que non se adopta en prexuízo do interese público ou de terceiros. É dicir: a aceptación trataríase dun acto regrado e debido carente de efectos propios<sup>427</sup>.

En cambio, tamén existen autores que lle outorgan maior relevancia á aceptación por parte da Administración, considerando que a renuncia se configura como unha modalidade de extinción da concesión por mutuo acordo. En consonancia con isto, GARCÍA PÉREZ mantén que se debe ter en conta que os dereitos subxectivos que supoñen unha «cooperación de vontades» –como é o caso das concesións– non son unilateralmente renunciabes. Ademais, engade esta autora, entrañando a concesión dereitos e deberes, non é admisible a renuncia cando choca cun interese colectivo de protección preferente<sup>428</sup>.

### **3.4.5. Finalización do prazo da concesión**

A última forma de extinción das concesións a analizar é a extinción pola finalización do prazo recollida no artigo 53.1.a) do TRLA.

Respecto á súa tramitación, o artigo 164 do RDPH indica que o expediente de extinción pódese iniciar tres anos antes de que remate o prazo da extinción, ben sexa de oficio ou por instancia de parte.

---

<sup>426</sup> Esta era a norma de contratación pública vixente cando ROSADO PACHECO publicou o seu estudo (1986). Actualmente foi substituída, tras varias normas entre medias, pola Lei 9/2017, do 8 de novembro, de contratos do sector público.

<sup>427</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, op. cit., pp. 413-414.

<sup>428</sup> GARCÍA PÉREZ, M., *La utilización del dominio público marítimo-terrestre: estudio especial de la concesión demanial*, op. cit., pp. 326-327.

Nesta forma de extinción, ao igual que nas anteriores, existe unha fase de información pública e, logo de citar o titular da concesión e os interesados –de coñecerse o seu domicilio–, o organismo de bacía debe proceder a visitar as obras e instalacións da concesión, para redactar acta do seu estado e das manifestacións vertidas por calquera dos comparecentes en relación co expediente.

Despois, á vista da acta redactada e dos escritos que as partes presentasen no trámite de información pública, o servizo encargado do organismo de bacía debe informar sobre as reparacións necesarias que se deben acometer nas obras que reverterán á Administración e das obras relativas ás servidumes de terceiros reguladas no artigo 162.3 do TRLA. No informe débese realizar unha proposta razoada sobre o futuro do aproveitamento que inclúa, entre outras, recomendacións sobre a posible continuidade da explotación, a adscrición da titularidade das infraestruturas e instalacións e sobre a xestión ou no seu caso demolición das obras que deben reverter á Administración. Este servizo do organismo de bacía tamén debe propor a data de reversión procedente, de conformidade coas condicións da concesión e coas modificacións que puidesen probarse.

Unha vez rematada a fase anterior dáse vista do expediente por un prazo de 15 días ao titular da concesión e aos demais interesados mediante notificación directa ou por medio de edictos, en caso de non coñecerse o domicilio ou a identidade. Despois deste trámite de audiencia, o Servizo Xurídico emite un informe e, posteriormente, o organismo de bacía traslada a correspondente proposta de resolución ao Miteco.

Canto ao prazo máximo de duración das concesións hidroeléctricas, como se expuxo noutros puntos, aparece recollido no artigo 59.4 do TRLA, onde se expresa que:

*Toda concesión outorgarase segundo as previsións dos plans hidrolóxicos, con carácter temporal e prazo non superior a 75 anos.*

Esta norma resulta acorde coa Lei 33/2003 do patrimonio das administracións públicas, que, ao regular as concesións demaniais no seu artigo 93.3, sinala idéntico prazo. Mentres, o



propio artigo 59 do TRLA, no seu punto sexto, prevé a posibilidade de prorrogar a concesión até un máximo de 10 anos. En cambio, tal e como se analizou no apartado referente á modificación das concesións, o Tribunal Supremo, en sentenzas tales como a do 25 de outubro de 2013 (recurso de casación n.º 559/2012) ou a do 19 de marzo de 2014 (recurso de casación n.º 620/2012), estableceu que esa prórroga de 10 anos non podía implicar que a duración total da concesión superase os 75 anos.

Esta limitación temporal do prazo da concesión de 75 anos recollida na Lei de augas de 1985 e no TRLA non sempre foi tal no pasado. Con carácter previo, a Lei de augas de 1879 fixaba o carácter perpetuo das concesións hidroeléctricas, no seu artigo 220, aínda que este fala de «establecementos industriais», xa que na época a industria hidroeléctrica era practicamente inexistente.

Posteriormente, o Real decreto do 14 de xuño de 1921 estableceu o prazo destas concesións en 65 anos. Ao respecto existe certa confusión nalgúns autores que afirman que nesta norma se impuxo un prazo de 75 anos<sup>429</sup>. En cambio, se se consulta a norma (*Gaceta de Madrid*, n.º 166/1921, do 15 de xuño de 1921, páxinas 1022 a .023) obsérvase que o seu artigo 1 indica:

*A partir da publicación deste real decreto na Gaceta de Madrid, suspenderase a aplicación da Lei de augas do 13 de xuño de 1879, no referente a concesións a perpetuidade sobre aproveitamentos para forza motriz e usos industriais, e só se outorgarán as concesións que se fagan aplicando as disposicións deste real decreto. Todas as disposicións da citada lei, reais decretos e reais ordes vixentes para esta clase de aproveitamentos, continuarán en vigor en canto sexan compatibles coas disposicións expresadas.*

Isto complétao o artigo 3 expresando que:

---

<sup>429</sup> Entre estes autores atópanse: GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Caducidad de concesiones hidráulicas», *op. cit.*, p. 267. Tamén: ÁLVAREZ RICO, M., *Las concesiones de aguas públicas superficiales*, *op. cit.*, p. 151. No caso deste último cita o Real decreto do 14 de xuño de 1921, tras a reforma que operou nel o Real decreto do 11 de novembro de 1922, aínda que si que indica que esa redacción vén a raíz da modificación citada.

*As concesións para aproveitamento de forza hidráulica concederanse por un prazo máximo de 65 anos, contados desde o comezo da explotación. Transcorrido o prazo de concesión, reverterán ao Estado todas as obras, maquinarias, liñas de transporte e demais elementos de explotación pertencentes ao concesionario.*

E no seu único artigo adicional engade que:

*Os actuais concesionarios de aproveitamentos hidráulicos serán respectados en todos os seus dereitos [...].*

A confusión do prazo de 60 ou 75 anos xorde porque ao pouco, a través do Real decreto do 10 de novembro de 1922 (*Gaceta de Madrid*, n.º 315/1922, do 11 de novembro de 1922, páxinas 546 a 547), o prazo destas concesións foi ampliado a 75 anos. De feito, esta norma modifica o artigo 3 do Real decreto do 14 de xuño de 1921 para que recollese literalmente o seguinte:

*Todas as concesións de aproveitamentos de augas para produción de enerxía outorgaranse co carácter de temporais, e a súa duración será, en xeral, de 75 anos, contados desde a data en que sexa autorizada a explotación parcial ou total do aproveitamento.*

*Nos aproveitamentos que sen alterar os fins da concesión resulte beneficiado o interese xeral, ben porque leven consigo a execución ou mellora dunha obra comprendida no plan das hidráulicas do Estado ou dunha parte importante dela que non impida no seu día a execución da obra total; ben porque esixan a construción de encoros reguladores suficientes para anular os efectos das grandes enchentes da corrente en que se establezan ou para elevar polo menos o caudal de estiaxe en gran parte da súa lonxitude até o promedio entre o estiaxe normal e o caudal medio do ano, o prazo da concesión será de 99 anos, contados na forma antedita. [...]*

*Nos aproveitamentos de potencia inferior a 200 cabalos ou destinados a unha industria puramente privada, en lugar da reversión ao Estado poderá prorrogarse a concesión mediante o pagamento de canon ou arrendo anual, na forma e contía que se fixen ao expirar o prazo da concesión.*

Como se desprende do precepto citado, malia se dispor como prazo xenérico o de 75 anos, tamén se indica que en caso de cumprir certos requisitos –que tampouco resultaban extraordinarios–, como a construción do encoro regulador, este prazo podería aumentar a 99 anos. Ademais, en ambas as normas se respectaba o prazo das concesións anteriores, que foran realizadas a perpetuidade, con base no artigo 220 da Lei de augas de 1879. Os prazos destes aproveitamentos anteriores tamén foron respectados polo Decreto do 20 de decembro de 1944, polo que se establecen normas para maior aproveitamento da auga dos ríos coas debidas garantías.

Esta normativa sobre prazos continuou até a Lei de augas de 1985. Esta optou novamente polo prazo de 75 anos para as concesións, aínda que sen posibilidade de aumentalo até 99 anos. Ademais, nesta norma tamén se decidiu variar a fórmula en relación cos aproveitamentos anteriores. Ao respecto, na disposición transitoria primeira, punto primeiro, indicouse:

*Quen, conforme á normativa que se derroga, foran titulares de aproveitamentos de augas públicas en virtude de concesión administrativa ou prescrición acreditada, así como de autorizacións de ocupación ou utilización do dominio público estatal, seguirán gozando dos seus dereitos, de acordo co contido dos seus títulos administrativos e o que a propia Lei establece, durante un prazo máximo de 75 anos a partir da súa entrada en vigor, de non fixarse no seu título outro menor.*

Para interpretar isto, en primeiro lugar, hai que tomar como referencia a data de entrada en vigor da Lei de augas de 1985, que tivo lugar o 1 de xaneiro de 1986. Deste xeito, as concesións hidroeléctricas pasaron a encadrarse, canto ao prazo de vencemento, nos seguintes supostos:

- As concesións que anteriormente gozasen dun prazo a perpetuidade pasaron a vencer o 1 de xaneiro de 2061.
- As concesións que previamente á entrada en vigor da Lei de augas de 1985 gozasen dun prazo superior a 75 anos quedaron reducidas *ex lege* a ese prazo. En cambio, neste caso existe debate sobre como se debe interpretar iso. Hai

autores que consideran que os 75 anos se deben contar desde que o momento de outorgamento da concesión. Así, unha concesión outorgada o 1 de xaneiro de 1960 por 99 anos, en virtude desta disposición, a partir do 1 de xaneiro de 1986 pasaría a vencer aos 75 anos contados desde 1960, en vez de desde 1986, polo que finalizaría o 1 de xaneiro 2035<sup>430</sup>. En cambio, outra hipótese, que na práctica se observou en distintas concesións, consistiría en interpretar que se debe respectar o límite da concesión, pero sen permitir que se superen os 75 anos a contar desde o 1 de xaneiro de 1986, xa que o precepto indica que o prazo máximo de 75 anos de que gozarán compútase «a partir da entrada en vigor» da norma.

– As concesións que previamente á entrada en vigor da Lei de augas de 1985 gozasen dun prazo igual ou inferior a 75 anos continuaron contando co mesmo prazo.

– As concesións outorgadas con posterioridade á Lei de augas de 1985, como semella patente, non lles resulta de aplicación esta norma transitoria e deben cumprir o recollido na Lei en canto ao máximo de duración de 75 anos.

Sobre estas cuestións pronunciouse o Tribunal Constitucional na súa coñecida –e varias veces citada nesta tese– Sentenza 227/1988, do 29 de novembro. Nesta considerou que a redución do prazo das concesións de augas non estaba afectado por vicios de inconstitucionalidade. O razoamento que seguiu ao respecto foi o seguinte:

*No suposto que regula a disposición transitoria primeira da Lei de augas e, en concreto, polo que atangue á fixación con carácter xeral do prazo máximo de 75 anos, a partir da súa entrada en vigor, como límite temporal dos dereitos de aproveitamento de augas públicas gañados con anterioridade, non pode dicirse que se produza unha ablación destes, nin sequera parcial, a que*

---

<sup>430</sup> SASTRE BECEIRO, M., «Sistema concesional de derechos de augas y su aprovechamiento», *Derecho de Aguas*, CABEZAS CALVO-RUBIO, F. (dir.), MARTÍNEZ NIETO, A. (coord.), Fundación Instituto Euromediterráneo da Auga, Murcia, 2006, p. 355.

*conveña o cualificativo de expropiadora, senón que se trata dunha nova regulación do contido daqueles dereitos, que afecta, sen dúbida, a un elemento importante deles, pero que non restrinxe ou desvirtúa o seu contido esencial. En efecto, a diferenza do dereito de propiedade privada, non suxeito por esencia a ningún límite temporal conforme á súa configuración xurídica xeral, é alleo ao contido esencial dos dereitos individuais sobre bens de dominio público, garantindo indirectamente pola Constitución a través da garantía expropiadora, a súa condición de dereitos a perpetuidade ou por prazo superior ao máximo que determine a lei. Antes ben, debe entenderse que os dereitos de aproveitamento privativo a perpetuidade non son compatibles, no plano da efectividade non puramente formal das normas xurídicas, cos principios de inalienabilidade e imprescritibilidade dos bens de dominio público que o art. 132.1 da Constitución consagra, pois o significado e o alcance destes principios non pode quedar reducido á finalidade de preservar en mans dos poderes públicos a núa titularidade sobre os bens demaniais, senón que se estenden en sentido substantivo a asegurar unha ordenación racional e socialmente aceptable do seu uso e goce, do cal a súa incongruencia coa cesión ilimitada no tempo do dominio útil ou aproveitamento privativo resulta patente. Por iso, a limitación temporal de tales aproveitamentos privativos non é unha privación de dereitos, senón nova regulación de tales dereitos que non incide no seu contido esencial.*

*Finalmente, de acordo co declarado en anteriores fundamentos, a fixación da duración máxima destes aproveitamentos en 75 anos non é tampouco arbitraria nin xera inseguridade xurídica, xa que, aínda cando poida supor unha diminución das expectativas de rendibilidade patrimonial orixinadas por situacións creadas ao abeiro da lexislación anterior, este novo límite temporal é razoable e suficiente, para os efectos da amortización das obras necesarias para a normal utilización da concesión, máis aínda se se ten en conta a posibilidade de prórroga que o art. 57.6 da propia Lei impugnada prevé.*

Por último, respecto ao vencemento por finalización do prazo da concesión, débese indicar que, como se desprende da exposición feita, este computa desde o comezo da concesión,

entendendo por isto o acto administrativo que outorga a concesión. A interpretación anterior obsérvase tamén, por exemplo, na Sentenza da Audiencia Nacional do 12 de febreiro de 2019 (recurso contencioso-administrativo n.º 507/2017) ou na Sentenza do Tribunal Supremo 193/2019, do 19 de febreiro (recurso de casación n.º 3162/2016). De feito, no artigo 97 do RDPH, tras a reforma operada nel polo Real decreto 1290/2012, engadiuse un segundo parágrafo en que se dispón que «o prazo comezará a computar desde o día seguinte ao da notificación da resolución concesional». Ademais, tamén se concreta que o prazo dos 75 anos inclúe as eventuais prórrogas que se poidan producir.

#### **3.4.6. Proxecto de modificación do RDPH do 22 de xullo de 2022**

Na actualidade, está en marcha un proxecto de modificación do RDPH. Este, datado do 22 de xullo de 2022, no ámbito da extinción das concesións, prevé modificacións nos artigos 162, 163 e 164 do RDPH.

No artigo 162 do RDPH prevese modificar o seu punto primeiro para incluír como causa de finalización, ademais das xa previstas (finalización do prazo, caducidade, expropiación forzosa e renuncia do concesionario), «calquera das causas previstas no título do dereito, incluíndo, a carencia de medios de medición e control efectivo dos caudais usados e, no seu caso, das verteduras ao dominio público hidráulico». Isto, en certo modo, pódese entender xa recollido dentro da caducidade na regulación vixente posto que nela se inclúe o incumprimento de calquera das condicións esenciais da concesión. En cambio, observouse certa dificultade ao analizar a caducidade no relativo a que incumprimentos implicaban a súa existencia, polo que neste caso se está a concretar un suposto específico en que sempre provocará a extinción da concesión.

A variación proposta para o artigo 163 do RDPH afecta a unha parte maior da súa redacción. No seu punto primeiro engádese unha cláusula segundo a cal o expediente de extinción «tamén pode estar motivado en denuncia que supoña algún incumprimento asociado ás causas de extinción establecidas no artigo 162». En

cambio, na reforma proposta do artigo non se concreta quen pode facer esa denuncia, polo que, non existindo unha norma en contra, cabería entender que esa posibilidade está aberta á cidadanía en xeral.

Mentres, no seu punto terceiro, a modificación prevista afecta á forma de notificar o sometemento a información pública do expediente de extinción. Nesta modernízase o procedemento e en lugar de someterse á publicación no boletín oficial da provincia ou provincias onde radique a toma ou se utilice a auga, así como nos concellos correspondentes, pasa a someterse á publicación no Boletín Oficial do Estado e no portal web do organismo de bacía correspondente. Isto facilita máis o acceso e, desde o punto de vista da transparencia, resulta positivo.

Por último, no número quinto da norma substitúese a nomenclatura de servizo xurídico pola de avogacía do Estado. Do mesmo xeito, as referencias á forma de notificación que nese punto se incluían varíanse de igual modo que no caso anterior, notificándose a través do Boletín Oficial do Estado e do portal web do organismo de bacía correspondente. O mesmo cambio da nomenclatura de servizo xurídico pola de avogacía do Estado é a única variación que se introduce no artigo 164 (no número 4 nese caso).

### **3.5. A reversión da concesión á Administración**

#### **3.5.1. Concepto e antecedentes históricos**

##### **a) Concepto**

A palabra reversión procede etimoloxicamente do latín *reversio* ou *reversionis*, que significa retorno ou regreso. Se acudimos ao Dicionario da Real Academia Galega o concepto defínese como a acción ou efecto de devolver algo a un estado anterior ou ao seu antigo dono. De xeito moi similar, o Dicionario Xurídico da Real Academia Española define a reversión como «restitución de algo ao estado que tiña».

Xuridicamente falando, o mesmo concepto aplícase a situacións distintas. En primeiro lugar, obsérvase que incluso ten acollida no ámbito do dereito civil en temas tales como doazóns ou

sucesión<sup>431</sup>. Mentres, desde o punto de vista do dereito administrativo son dous os significados que o concepto presenta. Por un lado, no ámbito das expropiacións forzosas engloba o dereito que posúe o suxeito expropiado a recuperar o ben ou dereito xa expropiado no caso de non cumprirse a *causa expropriandi*<sup>432</sup>.

No ámbito das concesións aquí tratado, a reversión prodúcese ao extinguirse unha concesión. Nese contexto, como indica ARIMANY LAMOGLIA<sup>433</sup>, débese distinguir novamente entre dous significados distintos:

- En primeiro lugar, enténdese como reversión o retorno á Administración do dereito ao exercicio do servizo que até o de entón tiña o concesionario. É pois a volta do «título habilitante para o desenvolvemento da actividade concedida».
- Por outro lado, tamén se pode entender por reversión ao «fenómeno translativo, desde o concesionario á Administración, dos dereitos que o primeiro gozou, durante todo o período concesional, sobre os elementos materiais adscritos á explotación».

Pola súa parte, ÁLVAREZ RICO considera a reversión como «unha restitución que se produce con carácter automático (non é necesaria unha declaración revogatoria) e que ven xa predeterminada desde o momento da concesión. É dicir a Administración outorga unha concesión de augas públicas a un particular por un prazo determinado, ao fin do cal revirte á Administración en virtude dun termo indicado na propia concesión»<sup>434</sup>.

---

<sup>431</sup> En referencia a isto pódese consultar: GARCÍA GONZÁLEZ, J., «La mañería», *Anuario de Historia de Derecho Español*, n.º 21-22, 1951-1952, pp. 224-299.

<sup>432</sup> PÉREZ BLANCO, S., «El derecho de reversión», *Revista jurídica de la Comunidad de Madrid*, n.º 26, 2008, p. 145.

<sup>433</sup> ARIMANY LAMOGLIA, E., *La reversión de instalaciones en la concesión administrativa de servicio público*, Bosch, Barcelona, 1980, pp. 6-7.

<sup>434</sup> ÁLVAREZ RICO, M., *Las concesiones de aguas públicas superficiales*, op. cit., p. 165.



Mentres, GUZMÁN RAJA opta por abordar o concepto desde a perspectiva do activo reversible, que define como «aquele activo financiado polo concesionario, suxeito á súa necesaria cesión gratuíta ao ente administrativo outorgante dos dereitos de concesión ao finalizar o período concesional, cuxas características iniciais deben conservarse na medida en que o esixa o clausulado do contrato, do cal a avaliación dependerá a recepción do ben por parte da Administración». Partindo desta definición, este autor considera que a reversión ten un enfoque xurídico e un enfoque económico<sup>435</sup>.

Centrándonos no enfoque xurídico, é a través da institución da reversión como se reúne novamente na Administración a titularidade e a xestión do ben de dominio público que até ese momento se atopaban escindidas<sup>436</sup>. Atendendo ao tema tratado neste estudo, o dito ben non sería outro máis que a auga necesaria para a produción de hidroelectricidade. Ademais, tal e como indica o artigo 53.4 do TRLA, o concesionario debe entregar á Administración de forma gratuíta e libre de cargas cantas obras fosen construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento.

En cambio, tamén se debe salientar que existen autores tales como LÓPEZ PELLICER e SÁNCHEZ DÍAZ<sup>437</sup> que consideran errado utilizar o termo «reversión» cando falamos de concesións de dominio público. Segundo esta doutrina, a reversión ten só un alcance económico e é específica das concesións de servizo público, xa que a través dela a Administración recupera o elemento material do servizo. Servizo este de que se foi paulatinamente amortizando o establecemento co pagamento das tarifas que cobren non só os gastos de primeiro establecemento, senón que tamén o beneficio

---

<sup>435</sup> GUZMÁN RAJA, I., *Las concesiones administrativas afectas a reversión de activos: un estudio empírico*, Instituto de Contabilidade e Auditoría de Contas, Ministerio de Economía, Madrid, 2000, pp. 63-64.

<sup>436</sup> DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», tese de doutoramento, SOPENA I GIL, J. (dir.) e PEÑUELAS I REIXACH, L. (codir.), Universidade Pompeu Fabra, Barcelona, 2002, pp. 135-136.

<sup>437</sup> LÓPEZ PELLICER, J. A. e SÁNCHEZ DÍAZ, J. L., «La concesión administrativa en la esfera local: servicios, obras y dominio público», Instituto de Estudios de Administración Local, Madrid, 1976, p. 337.

industrial do contratista. Isto non sucedería así nas concesións de dominio público, xa que a Administración non estaría interesada nos elementos materiais para a prestación de ningún servizo, polo que non resultaría procedente empregar o termo «reversión»<sup>438</sup>. En cambio, nas concesións hidroeléctricas a Administración si ten interese en que as obras e instalacións revertan ao seu patrimonio, xa que así pode desempeñar directamente a actividade que viñan levando a cabo os operadores privados ou volvela licitar, evitando que o novo concesionario teña que realizar novamente esas obras.

En canto á reversión dos bens á Administración, débese sinalar que esta prodúcese independentemente da forma en que finalice, e non soamente polo vencemento do prazo. Isto encargouse de recordalo o Tribunal Superior de Xustiza de Castela e León (Valladolid) na súa Sentenza 346/2019 do 7 de marzo (recurso contencioso-administrativo n.º 931/2017) nun asunto que versaba sobre una concesión para uso privativo dunha granxa.

Isto contén unha excepción no caso da finalización da concesión por medio de expropiación forzosa. Nese caso a finalización da concesión implica o pagamento dunha indemnización ao concesionario por medio do prezo xusto.

Por outra banda, tamén se debe precisar que a reversión, ao meu entender, non é unha causa de extinción das concesións, senón que se trata dunha consecuencia disto. En cambio, algúns autores xulgaron isto de xeito distinto. Así, por exemplo, GARRIDO FALLA<sup>439</sup> equiparaba a reversión ao vencemento da concesión por finalización do prazo e indicaba que as tres formas xerais de extinción das concesións eran o rescate, a reversión e a caducidade. Esta consideración doutrinal tamén se observa en GARCÍA-

---

<sup>438</sup> LAFUENTE BENACHES, M. M., *La concesión de dominio público. Estudio especial de la declaración de su caducidad*, op. cit., p. 168.

<sup>439</sup> GARRIDO FALLA, F., «Efectos económicos de la caducidad de las concesiones de servicios», *Revista de Administración Pública*, n.º 45, 1964, pp. 239-240.

TREVIJANO FOS<sup>440</sup>, en LLISSET BORRELL<sup>441</sup> ou en VELÁZQUEZ CURBELO<sup>442</sup>.

Esta postura atopaba apoio legal no Decreto 923/1965, do 8 de abril, polo que se aproba o texto articulado da Lei de contratos do Estado, e no Decreto 3410/1975, do 25 de novembro, polo que se aproba o Regulamento xeral de contratación do Estado<sup>443</sup>. A primeira destas normas no seu artigo 75 –a segunda réplica no seu artigo 223– indicaba que:

*Son causas de extinción do contrato de xestión de servizos públicos: [...]*

*2. Reversión do servizo á Administración por cumprimento do prazo establecido no contrato,*

Isto tamén se aprecia en sentenzas illadas do Tribunal Supremo como é o caso da de 22 de outubro de 1999 (recurso de apelación n.º 3038/1992). Aquí o Alto Tribunal, no ámbito dunha concesión de portos, refírese ao concepto reversión como se se tratase do vencemento da concesión por finalización do prazo:

*[...] son dúas as institucións típicas que poden provocar a terminación do contrato de concesión de servizos: a reversión e o rescate. A reversión é a forma normal de extinción do contrato de concesión polo transcurso do prazo polo cal foi outorgado.*

Esta postura entendo que é errónea e, máis se cabe, no ámbito das concesións hidroeléctricas. Aquí, ante a normativa actual –vixente desde a Lei de augas de 1985– non cabería equiparar a reversión ao vencemento por finalización do prazo, posto que o

---

<sup>440</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Desintegración de la empresa y reversión de concesiones (comentario a la Sentencia de 22 de diciembre de 1954)», *Revista de Derecho Mercantil*, n.º 57, 1955, p. 206.

<sup>441</sup> LLISSET I BORRELL, F., *Manual de los contratos públicos. Comentarios a la Ley 13/1995*, Editorial Bayer Hnos., Barcelona, 1996, p. 306.

<sup>442</sup> VELÁZQUEZ CURBELO, F., *Manual práctico de contratación administrativa adaptado a la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas (L. 13/1995, de 18 de mayo, BOE de 19 de mayo) y a su Reglamento de desarrollo parcial (RD 390/1996, de 1 de marzo, BOE de 21 de marzo)*, Marcial Pons, Madrid, 1997, p. 112.

<sup>443</sup> DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», *op. cit.*, pp. 137-138.

artigo 53.4 do TRLA (e de xeito moi similar tamén o artigo 89.4 do RDPH) indica:

*Ao extinguirse o dereito concesional, reverterán á Administración competente gratuitamente e libres de cargas cantas obras foran construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento, sen prexuízo do cumprimento das condicións estipuladas no documento concesional.*

Isto é, interpretando a norma na súa literalidade –tal e como o artigo 3.1 do Código civil indica que se debe facer–, non semella ofrecer dúbidas que primeiro debe extinguirse o «dereito concesional» e só entón resulta procedente a reversión como causa desa extinción. En caso contrario, non tería sentido que o precepto comezase dicindo «ao extinguirse». Por iso, é manifesto que a reversión se produce despois de que iso suceda.

Autores como os citados ARIMANY LAMOGLIA<sup>444</sup> e DUPLÁ MARÍN<sup>445</sup> tamén se mostran favorables a non considerar a reversión como unha causa de extinción das concesións.

Como se amosará nos seguintes apartados, a figura da reversión está escasamente regulada no noso ordenamento xurídico. De feito, tal e como expresa MESTRE DELGADO<sup>446</sup>, a Lei do patrimonio das administracións públicas apenas contén unha escasa mención, que ademais se atopa prevista na regulación relativa ás autorizacións, aínda que resulta aplicable tamén para as concesións debido ao disposto no artigo 93.5 da Lei do patrimonio das administracións públicas.

Así, partindo do artigo 92.7.d) da citada norma este autor indica que sobre as obras, construcións e instalacións fixas que se atopan no dominio público debe ser a Administración a que decida

---

<sup>444</sup> ARIMANY LAMOGLIA, E., *La reversión de instalaciones en la concesión administrativa de servicio público*, *op. cit.*, pp. 7-8.

<sup>445</sup> DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», *op. cit.*, pp. 137-138.

<sup>446</sup> MESTRE DELGADO, J. F., «La extinción de las autorizaciones y concesiones demaniales», *Comentarios a la Ley 33/2003, del Patrimonio de las Administraciones Públicas*, CHINCHILLA MARÍN, M. C. (coord.), Civitas Thomson Reuters, Madrid, 2004. p. 514.

en cada caso o destino que se lle outorga. As opcións ao respecto son que os bens se manteñan ou que se deban demoler. En cambio, o destino dos bens non pode entrañar en ningún caso un gasto ou compromiso novo para a Administración. Estas pautas xerais son as que se seguen tamén no ámbito das concesións hidroeléctricas. De feito, no caso de que se acorde a demolición das obras, esta debe ser realizada polo concesionario ou mediante execución subsidiaria. Respecto a isto último débese apuntar que en España xa se acordaron as demolicións dalgunhas presas, aínda que na súa maior parte se trataba de pequenos encoros. En cambio, algún destes albergaba explotacións hidroeléctricas, como era o caso da situada no río Eo<sup>447</sup>.

### **b) Antecedentes e evolución histórica**

Aínda que a cláusula de reversión ten unhas orixes históricas vinculadas ás cesións reais ou *privilegia principis*, os antecedentes máis asimilables ao concepto actual atópanse en diversas normas do século XIX. Un exemplo ao respecto é a Real orde do 2 de novembro de 1844, que recolle a figura da reversión das liñas de ferrocarril configurando un réxime de concesións temporais. Isto mantense tamén na Lei xeral de ferrocarrís do 23 de novembro de 1877<sup>448</sup>. Así, a titularidade das redes de ferrocarrís pertencía ao Estado, pero a construción e a xestión recaía en mans de particulares por un prazo limitado no tempo<sup>449</sup>. Deste xeito, a cláusula de reversión, tal e como indica GÓMEZ PUENTE, permitiu ao Estado construír con capital privado –a falta de investimento

---

<sup>447</sup> BRUFAO CURIEL, P., «Normativa técnica administrativa y obras hidráulicas: la puesta fuera de servicio del Reglamento de Seguridad de Presas y Embalses y su influencia en el régimen concesional», *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental*, n.º 17, 2010, p. 323.

<sup>448</sup> OLMEDO GAYA, A. I., «Estudio histórico del ferrocarril desde la perspectiva de sus normas reguladoras», *II Congreso de Historia ferroviaria «Siglo y medio de ferrocarriles en Madrid» en la Tercera sesión: General*, Aranjuez, 2001, pp. 4 e 8.

<sup>449</sup> BERMEJO VERA, J., «Régimen jurídico del ferrocarril en España (1844-1974)», Tecnos, Madrid, 1975, p. 33

público naquel momento— esta infraestrutura de transporte, sen ter que renunciar a ser o seu dono<sup>450</sup>.

De xeito similar, na normativa de estradas do século XIX, e en concreto na Lei de estradas de 1857, atópanse novas referencias a esta figura xurídica<sup>451</sup>. Mentres, na Lei de augas de 1866 tamén existen diversas disposicións en que se aprecia a cláusula de reversión ou figuras semellantes. Un primeiro exemplo atópase no artigo 218, en que se expresa que:

*As concesións de que fala o artigo anterior<sup>452</sup> serán temporais, e a súa duración non poderá exceder de 99 anos<sup>453</sup>; transcorridos os cales quedarán todas as obras, así como a tubaxe, en favor do común dos veciños, pero coa obriga por parte do concello de respectar os contratos subscritos entre a empresa e os particulares para a subministración da auga a domicilio.*

Pola súa parte, o artigo 236 recolle:

*As concesións de auga feitas individual ou colectivamente a propietarios das terras para a rega destas serán a perpetuidade. As que se fixeran a sociedades ou empresas para regar terras alleas, mediante o cobramento dun canon, serán por un prazo que non exceda de 99 anos, transcorrido o cal, quedarán as terras libres do pagamento do canon e pasará á comunidade de regantes o dominio colectivo das presas, canles e demais obras exclusivamente precisas para as regas.*

Por último, o artigo 254 pronúnciase nos seguintes termos:

*A duración destas concesións<sup>454</sup> non poderá exceder de 99 anos; pasados os cales, entrará o Estado no libre e completo goce das*

---

<sup>450</sup> GÓMEZ PUENTE, M., *Breve historia administrativa del transporte por carretera*, Airlex Ediciones, Madrid, 2011, p. 77.

<sup>451</sup> ÁLVAREZ RICO, M., *Las concesiones de aguas públicas superficiales*, op. cit., p. 166.

<sup>452</sup> Isto é, concesións de augas para fornecemento de poboacións realizadas a favor dunha empresa privada (empresa particular, na terminoloxía da lei).

<sup>453</sup> A referencia aos 99 anos é moi empregada tanto na normativa de augas como noutras normas destas épocas para evitar a prescrición inmemorial.

<sup>454</sup> Este artigo estase a referir aos aproveitamentos de augas para canles de navegación.

*augas e do material de explotación, con arranxo ás condicións na concesión establecidas.*

*Exceptúanse, segundo a regra xeral, os saltos de auga utilizados e os edificios construídos para establecementos industriais, que quedarán de propiedade e libre disposición dos concesionarios.*

Este último artigo é o que máis se asimila á cláusula de reversión actual, xa que os bens, obras e instalacións obxecto de explotación pasan a formar parte do patrimonio da administración competente –non do común dos veciños nin da comunidade de regantes– unha vez finalizado o prazo da concesión. De feito, no caso das concesións para regas ÁLVAREZ RICO<sup>455</sup> expresa que se trata dunha excepción á habitual cláusula de reversión. Aínda que tamén indica que non se trata dunha excepción flagrante ao dogma da inalienabilidade do dominio público, xa que o canon concesional implica un certo recoñecemento deste dominio público e impide a prescrición. Ademais, a través da institución da caducidade tamén resultaba salvada a característica da inalienabilidade deste tipo de bens.

Idéntica regulación á sinalada atópase na Lei de augas de 1879, norma moi influenciada pola Lei de augas de 1866. Pola súa parte, a Lei xeral de obras públicas do 13 de abril de 1877 tamén presenta referencias á cláusula analizada nos seus artigo 55 e 75.

Pola súa banda, no ámbito hidroeléctrico a primeira norma que inclúe a cláusula de reversión é o Real decreto do 14 de xuño de 1921. Con carácter previo, ao redactar as leis de augas de 1866 e de 1877, a recente implantación da electricidade facía impensable un uso importante de recursos hídricos para xerala, polo que tales eventualidades non foran previstas nas ditas normas, de xeito que eran de duración a perpetuidade o grupo de concesións en que se integraban. Isto exprésao moi ben a exposición de motivos do Real decreto do 14 de xuño de 1921, onde se indica:

*Cando a Lei de augas, ao falar das concesións para aproveitamentos de augas públicas, determina que terán o carácter de perpetuidade, se se outorgasen para establecementos*

---

<sup>455</sup> ÁLVAREZ RICO, M., *Las concesiones de aguas públicas superficiales*, op. cit., pp. 166-167.

*industriais, é evidente, como queda dito, que non puido prever a construción dos grandes saltos de augas, polo que a reforma que se propón a V. M. consiste, en primeiro termo, en limitar o tempo da concesión, e considerouse, estudiadas as lexislacións doutros países, moi suficiente o de 65 anos para poder amortizar o capital empregado na construción e explotación, e obter rendementos importantes. Ao expirar este prazo pasarán ao Estado todas as construcións e instalacións, e o conxunto de concesións representará un crecemento extraordinario do patrimonio nacional, en non afastado tempo.*

Logo desta exposición de motivos que xustifica a necesidade da norma, o artigo 3 introduciu a cláusula de reversión nos seguintes termos:

*As concesións para aproveitamento de forza hidráulica concederanse por un prazo máximo de 65 anos, contados desde o comezo da explotación. Transcorrido o prazo de concesión, reverterán ao Estado todas as obras, maquinarias, liñas de transporte e demais elementos de explotación pertencentes ao concesionario.*

En cambio, a cláusula de reversión do Real decreto do 14 de xuño de 1921 non tivo unha gran lonxevidade no ordenamento xurídico, ou polo menos non como foi concibida en orixe, xa que a través do Real decreto do 10 de novembro de 1922 cambiouse a redacción do artigo 3 do Real decreto do 14 de xuño de 1921. A través desta reforma, como xa se expuxo, ampliouse o prazo máximo das concesións a 75 anos (ou 99 cumprindo unha serie de requisitos). En canto á cláusula de reversión a súa nova redacción foi a seguinte:

*En todos os casos, ao expirar o prazo da concesión reverterán gratuitamente ao Estado e libre de cargas todos os elementos que constitúen o aproveitamento, desde as obras do encoro, derivación ou toma até o desaugue no leito público, comprendendo a maquinaria produtora da enerxía e as obras, terreos e edificios destinados ao mesmo aproveitamento. Incluirase tamén na reversión gratuíta todo canto se construíse sobre terreo de dominio público, calquera que sexa o seu destino.*



Apréciase aquí que a nova redacción do artigo foi máis detallada. En primeiro lugar, indícase que a reversión dos bens serao libre de cargas. Un apuntamento este que resulta relevante e se mantén na actualidade. Posteriormente, engádense unha serie de obras que deben reverter ao Estado –as do encoro, derivación ou toma até o desaugue no leito público– para rematar engadindo que tamén reverterán «canto se constrúise sobre terreo de dominio público, calquera que sexa o seu destino». Esta última cláusula na actualidade non se conserva, pois resulta excesivo que obras que non teñan que ver co aproveitamento hidroeléctrico deban reverter, especialmente se son desmontables.

Esta disposición, coa cláusula reversional citada, continuou até a Lei de augas de 1985. Tras isto, a cláusula de reversión do artigo 3 do Real decreto do 14 de xuño de 1921 foi substituída polo artigo 51.4 da Lei de augas de 1985. Este precepto, que resulta moi semellante aos actuais artigos 53.4 do TRLA e 89.4 do RDPH, dispón o seguinte:

*Ao extinguirse o dereito concesional, reverterán ao Estado gratuitamente e libres de cargas cantas obras foran construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento, sen prexuízo do cumprimento das condicións estipuladas no documento concesional.*

Nestes preceptos, en comparación coa normativa anterior, existe un menor detalle das obras obxecto de reversión. Ademais, tamén se elimina a amplía cláusula de reversión existente até o momento que indicaba que pasaría a ser propiedade da Administración canta construción se atopase feita no dominio público, con independencia do seu destino.

Con respecto á normativa actual a única diferenza radica en que na Lei de augas de 1985 se expresa que as obras reverterán ao Estado, mentres que no artigo 53.4 do TRLA se prevé que o fagan á administración competente. A referencia ao Estado, que tamén aparece no RDPH, mantívose até a Lei 46/1999, do 13 de decembro, de modificación da Lei 29/1985, do 2 de agosto, de augas. En cambio, con carácter previo, o Tribunal Constitucional na súa famosa Sentenza 227/1988, do 29 de novembro, xa precisou que, efectivamente, a reversión das obras obxecto da concesión

debe producirse en favor da administración competente e non do Estado. Así pois, desde esta Sentenza, as referencias existentes ao longo do RDPH á reversión ao Estado débense entender feitas á administración competente (en palabras do Tribunal Constitucional «á entidade que en cada caso sexa competente en materia de aproveitamentos hidráulicos»).

Toda esta evolución descrita desembocou na normativa vixente no TRLA e no RDPH. Este último contén a súa regulación ao respecto no seu artigo 89.4, que, como se verá posteriormente, após a reforma operada polo Real decreto 1290/2012, ampliou o seu contido co engadido dun segundo parágrafo.

### **c) Xustificación**

Ao tratar a reversión xustificouse a existencia desta figura xurídica de múltiples xeitos, moitos deles compatibles. Exemplo diso obsérvase na doutrina do Tribunal Supremo, que na Sentenza do 29 de maio de 2000 (recurso de casación n.º 5361/1994) indicaba que a reversión dos bens nas concesións se xustifica con base en que a Administración debe poder seguir realizando o servizo<sup>456</sup> (ou licitar unha nova concesión), que sempre foi titularidade súa.

No ámbito doutrinal, GARCÍA DE ENTERRÍA xustifica o nacemento da cláusula de reversión historicamente como unha forma de impedir que as cesións reais ou *privilegia principis* que se outorgaban a particulares implicasen a perda definitiva do patrimonio do soberano. Esta figura aparecía para evitar a posesión inmemorial, que se producía aos cen anos e implicaba a posibilidade de que o particular obtivese a propiedade do ben. Por iso, era habitual que o prazo fixado para a reversión fose de 99 anos. Este autor engade como xustificación da cláusula, a inalienabilidade dos dereitos maxestáticos e, por tanto do reino, debido aos principios consagrados xa desde as Partidas<sup>457</sup>.

---

<sup>456</sup> Este razoamento está especialmente pensado para as concesións de servizos, pero a idea de que a Administración deba poder operar do mesmo xeito que o viñan facendo os operadores privados non se debe entender restrinxida só a estas concesións.

<sup>457</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E., «El dogma de la reversión de concesiones», *op. cit.*, pp. 50-57.

O propio GARCÍA DE ENTERRÍA, na mesma obra, indica que este concepto tradicional viuse superado ante a imposibilidade de que un particular goce do dominio público a título persoal. Así, «para expresar nunha fórmula común estes criterios bastará con dicir que a reversión non é xa nin pode ser hoxe outra cousa nas concesións que unha *cláusula económica*, instrumentable segundo as realidades relativas deste signo, pero de ningún modo como se concibiu no dereito antigo e continuou até os nosos días, unha *cláusula política* que poida sacrificar polas súas altas esixencias absolutas aquelas realidades»<sup>458</sup>.

A concepción da reversión como unha cláusula económica atópase ligada aos servizos públicos. A isto, debido á deriva tomada nos últimos anos polo dereito comunitario, hai que unirlle os servizos de interese económico xeral. Estes, segundo LÓPEZ GARCÍA<sup>459</sup>, inclúen aquelas actividades económicas de interese xeral creadas polas autoridades públicas ou que funcionan baixo a súa responsabilidade, aínda que a xestión estea cedida a un operador (público ou privado) exterior á administración. Tal concepto tamén se aplica ás actividades económicas denominadas de prestación en rede: distribución de electricidade, gas e auga, correos e telecomunicacións. Mentres, autores como PARICIO RALLO<sup>460</sup> consideraron incluso que con este concepto se supera o binomio clásico de servizo público – actividade económica. Con independencia destas cuestións, a vinculación do concepto de servizo de interese económico xeral (no que segundo o artigo 2.2 da LSE se atopa o fornecemento de enerxía eléctrica) e a cláusula de reversión é clara.

Segundo esta conceptualización, cando nun momento determinado se considera que unha actividade é necesaria para a

---

<sup>458</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E., «El dogma de la reversión de concesiones», *op. cit.*, p. 84. A cursiva é do propio autor.

<sup>459</sup> LÓPEZ GARCÍA, C., «Servicios de interés general y principio de competencia: del Tratado CEE de 1957 al Tratado de Lisboa de la Unión Europea de 2007», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autónoma*, n.º 306, 2008, p. 240.

<sup>460</sup> PARICIO RALLO, E., «El concepto europeo de servicio de interés general y los servicios municipales», *Cuadernos de Derecho Local*, n.º 32, 2013, p. 115.

sociedade a Administración apártaa do sistema de liberdade industrial mediante a técnica da *publicatio* ou declaración formal como servizo público ou como servizo de interese económico xeral. Deste xeito, a actividade en concreto só pode ser exercida directa ou indirectamente pola Administración<sup>461</sup>. Isto é, a Administración debe prestar uns determinados servizos públicos –ou de interese económico xeral– ou garantir que se presten. Para iso pode optar por efectualos directamente ou acudir a un operador privado para que preste estes servizos no seu nome. Aínda que se debe matizar que o concepto da *publicatio*, ao igual que o de servizo público, se trata dun concepto anfibolóxico na medida en que fai referencia a realidades diferentes. Así, este vai desde a reserva en réxime de monopolio dunha determinada actividade ao poder público até as actividades privadas suxeitas a regulación

Por outra banda, en determinadas concesións, como resulta no caso das concesións hidroeléctricas, é preciso a construción ou a adquisición de elementos para a prestación do servizo. No caso de que a Administración actúe a través dun operador privado será este o que se obrigue a proporcionar os elementos precisos para exercer a actividade concedida. En cambio, ao posuír a concesión carácter temporal xorde a cuestión de que tratamento darlle a eses bens unha vez rematada a concesión.

Neste contexto explícase a cláusula de reversión que, como se anticipou, componse tanto do retorno á Administración do dereito ao exercicio do servizo, actividade ou uso de bens demaniais que até o de entón tiña o concesionario, como da adquisición pola Administración dos bens afectos á concesión. Isto explícase debido a que a Administración debe seguir realizando a actividade que exercía o concesionario, xa sexa de forma directa ou indirecta a través dun novo concesionario, ou nas concesións de dominio público, a Administración debe poder seguir extraendo unha rendibilidade deses bens de dominio público. Ademais, en moitos casos os bens afectos resultan dificilmente separables do dominio público, xa que son moi específicos –pensemos, por exemplo, na

---

<sup>461</sup> ARIMANY LAMOGLIA, E., *La reversión de instalaciones en la concesión administrativa de servicio público*, op. cit., pp. 4-5.

presa dun río nunha concesión hidroeléctrica–, polo que resulta complicado que o antigo concesionario os poida usar noutra actividade<sup>462</sup>. Ao respecto, o Tribunal Supremo na súa Sentenza do 2 de marzo de 1987 precisou o seguinte:

*É por esta concorrencia de intereses<sup>463</sup> que xorde a cuestión da reversión; porque o concesionario tratará de levarse as súas achegas e a administración concedente intentará quedarse con elas para dar efectividade ao principio da continuidade do servizo público en beneficio do interese xeral; e esta lóxica continuidade do servizo rexeita, en principio, a desintegración dos seus elementos de prestación porque a Administración deberá seguir dando o servizo unha vez acabada a concesión e para iso necesitará normalmente utilizar os mesmos elementos que integran a explotación, xa estiveren funcionando e adscritos ao servizo, xa estivesen destinados a el; e de aí que diversas disposicións sectoriais se preocupasen moito de dar normas claras e expresas sobre a cuestión e así vemos que o artigo 23 da Lei xeral de ferrocarrís do 23 de novembro de 1887 establece que ao terminar o prazo da concesión o Estado adquirirá a liña con todas as súas dependencias entrando no goce completo do dereito de explotación [...]; hai preceptos análogos no Regulamento para a subministración e a venda de carburante e combustible do 30 de xullo de 1958. No seu artigo 21, tras fixar os prazos de reversión para as tres distintas categorías de Estacións de Servizo, dispón que a dita reversión «será totalmente gratuíta e comprenderá non soamente todas as instalacións senón tamén o terreo sobre o cal estivesen edificadas alcanzando toda a superficie que fose esixida para a concesión»; engadindo «que chegado o prazo de reversión, esta terá lugar automaticamente a favor do Estado; isto non obstante o concesionario vén obrigado a outorgar os documentos públicos ou privados que foran precisos para legalizala»; preceptos claros, expresos e inconfundibles que non poden motivar*

---

<sup>462</sup> DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», *op. cit.*, pp. 140-143.

<sup>463</sup> Refírese a un interese público da Administración e un privado do concesionario.

*vacilacións nin dúbidas ao aplicalos e que este Tribunal aplicou como dixemos con antelación.*

### **3.5.2. Gratuidade da reversión**

#### **3.5.2.1. O problema das concesións caducadas**

Coa reversión os bens do concesionario afectos á concesión pasan a ser titularidade da administración concedente. Unha pregunta que se deriva disto é se a cambio desta adquisición dos bens a Administración paga un prezo ao concesionario ou non. Isto é, se a reversión resulta gratuíta. A resposta a isto debe ser, nun primeiro momento, afirmativa, xa que tanto o artigo 53.4 do TRLA como o 89.4 do RDPH expresan que a reversión será «gratuitamente e libres de cargas»

En cambio, isto non impediu que en máis dunha ocasión o vencemento dalgunha concesión fose levado ante os tribunais por eses motivos. Así, por exemplo, na Sentenza do Tribunal Supremo do 29 de maio de 2000 (recurso de casación n.º 5361/1994) o Alto Tribunal manifestou que non cabía entender que coa reversión se producía un enriquecemento inxusto. En concreto:

*[...] non existe no suposto debatido un enriquecemento inxusto ou sen causa lexítima do Concello de Alzira, xa que a causa xurídica do desprazamento patrimonial, recoñecida e amparada polo ordenamento, é –unha vez máis debemos repetilo– a existencia dunha concesión administrativa para a prestación do servizo público de abastecemento de auga e a obrigada reversión á Administración municipal concedente das instalacións necesarias para a normal prestación do servizo, cando a concesión se extingue polo transcurso do prazo da súa duración. O feito de que a empresa concesionaria non amortizase os bens e instalacións suxeitos a reversión na súa totalidade para nada inflúe na anterior conclusión, xa que debeu proceder á súa amortización, tomando en conta que a retribución prevista para o concesionario (neste caso mediante a aprobación das correspondentes tarifas, respecto as que se instruíron sucesivos expedientes para a súa revisión, renovación ou aumento, segundo se indica no fundamento de dereito cuarto «in fine» da Sentenza impugnada) debe permitirlle, mediante unha boa e ordenada*

*administración, amortizar durante o prazo da concesión o custo de establecemento do servizo.*

Esta doutrina do Tribunal Supremo tamén se atopa na Sentenza 1255/2004, do 8 de xullo, do Tribunal Superior de Xustiza da Comunidade Valenciana (recurso contencioso-administrativo n.º 636/2001).

Tal e como expón a xurisprudencia, resulta claro que ao concluír o prazo da concesión os bens afectos a esta reverten de xeito gratuíto na Administración sen que exista un enriquecemento inxusto, posto que o título xurídico para o desprazamento patrimonial é a concesión coa condición prefixada da reversión. Ademais, isto é indiferente a que o concesionario conseguise amortizar ou non os bens afectos, xa que, aínda que ao licitar a concesión debe tratarse de fixar un modelo mediante o cal o concesionario, cunha dilixente administración, consiga amortizar o seu investimento, a Administración non garante a falta de amortización derivada dunha mala xestión.

En cambio, cabe preguntarse se esta postura varía no caso da finalización das concesións antes de que remate o prazo debido a súa caducidade ou á renuncia do titular. Nese caso o tema suscitou máis dúbidas, cabendo preguntarse se existe un enriquecemento inxusto por parte da Administración.

Para abordar tal temática, primeiro hai que definir os requisitos necesarios para que se produza un enriquecemento inxusto. Esta figura, tal e como se explica na Sentenza do Tribunal Supremo (Sala do Contencioso-Administrativo, Sección 4.ª) do 15 de abril de 2002 (recurso de casación n.º 10381/1997) «tanto no que respecta á súa construción como aos seus requisitos e consecuencias, é obra da xurisprudencia civil». En cambio, esta doutrina civil tamén foi acollida no ámbito contencioso-administrativo e, na mesma, sentenzas como a referenciada indican que os requisitos para a procedencia da acción de enriquecemento inxusto son «a) O enriquecemento ou aumento do patrimonio do enriquecido, constituído por calquera vantaxe ou atribución patrimonial abocada a producir efectos definitivos. b) O empobrecemento de quen reclama ou daquel en nome de quen se reclama, pecuniariamente apreciable, aínda que entendido no seu

máis amplo sentido, sempre que non proveña directamente do comportamento de quen o sofre. c) A relación causal entre o empobrecemento e o enriquecemento, de forma que este sexa o efecto daquel. Ou, dito noutros termos que ao enriquecemento siga un correlativo empobrecemento. d) A falta de causa ou de xustificación do enriquecemento e do correlativo empobrecemento».

A chave para determinar a existencia de enriquecemento inxusto na finalización das concesións hidroeléctricas, ao meu entender, radica en que efectivamente non exista un precepto legal que exclúa a aplicación do artigo. Así pois, en resumidas contas, a cuestión é: ¿os artigos 53.4 do TRLA e 89.4 do RDPH exclúen aquí a aplicación do principio de enriquecemento inxusto?

Se atendemos ao disposto neles, dise textualmente «ao extinguirse o dereito concesional», mentres que no artigo 162.1 do RDPH –e de xeito similar, aínda que máis xenérico, no artigo 53.1 do TRLA– se indica o seguinte: «as concesións extinguíranse por transcurso do prazo, por caducidade, expropiación forzosa ou por renuncia do concesionario». É dicir, partindo da literalidade da norma os artigos 53.4 do TRLA e 89.4 do RDPH, en relación co artigo 162.1 do RDPH, inclúen no concepto de reversión gratuíta toda forma de extinción da concesión. Xa que logo, ao noso parecer, no ámbito da extinción e reversión gratuíta á Administración das concesións hidroeléctricas non procede entender a existencia de enriquecemento inxusto, xa que existe unha norma que o ampara.

En cambio, nalgunha resolución, como por exemplo na Sentenza do Tribunal Supremo do 12 de abril de 1995 (recurso de casación n.º 1479/1992), asimilouse en certa medida este tipo de supostos coas expropiacións forzosas, explicando que:

*Sobre este punto entendemos, en primeiro lugar, que aínda que a reversión ao Estado das instalacións, terreos e elementos materiais afectos á concesión dunha Estación de Servizo que se declara caducada non constitúen estritamente unha expropiación, si supón unha transmisión forzosa da titularidade dos bens en favor da Administración do Estado, que obriga a esta a pagar á entidade concesionaria o seu valor, tendo en conta o coeficiente de amortización que corresponda dados os anos*



*transcorridos da concesión, valor que, a falta de conformidade, debe ser fixado polo Xurado Provincial de Expropiación Forzosa [...].*

De xeito similar, o Tribunal Supremo, na súa Sentenza do 7 de xuño de 1988, indica que cando a caducidade é por vencemento do prazo –incorrendo na confusión entre finalización por vencemento do prazo e caducidade anteriormente explicada– non procede ningún tipo de compensación ao concesionario, pero dá a entender que en caso contrario si procedería, ao afirmar o seguinte:

*[...] necesariamente o recurso debe ser desestimado no seu concreto ámbito, ao ser de esencia da caducidade temporal das concesións de servizos públicos, por contra da súa caducidade anticipada ou o seu rescate, a reversión gratuíta á administración concedente, ao estimarse que o concesionario amortizou durante o prazo da concesión o custo do establecemento do servizo mediante a retribución establecida no seu favor. Sen que no caso concreto que nos ocupa caiba unha desviación do normal pola mera manifestación da apelante de efectuar investimento, que, pola súa proximidade á data de extinción da concesión, non puideron ser amortizadas.*

Pola súa parte, outra xurisprudencia afástase da aplicación subsidiaria da normativa sobre expropiación forzosa e nega calquera dereito a indemnización ao concesionario. Un exemplo disto atópase na Sentenza do Tribunal Superior de Xustiza de Castela-A Mancha 870/2003, do 29 de decembro (recurso contencioso-administrativo n.º 46/2001). Neste caso, malia non ser un suposto de caducidade dunha concesión, as manifestacións do Tribunal resultan categóricas en relación co comentado:

*Tampouco ten ningún apoio legal a suposta caducidade do dereito de reversión, por razón do acordo de prórroga forzosa, así como o incumprimento do réxime previsto para a reversión expropiadora, segundo modificación operada no art. 54 L.E. Forzosa pola Lei 38/99; xa que a dita regulación non resulta aplicable neste ámbito, en que non existe a transmisión da titularidade do servizo ou ben público, senón a atribución da súa xestión ou explotación polo prazo fixado contractualmente e nas condicións xurídicas no título legal do outorgamento da*

*concesión; que é o que se levou a cabo neste caso, en función da titularidade do servizo que se reserva o ente local conforme á natureza xurídica da concesión (Véxase, neste sentido, o disposto no art. 128.4 do Regulamento de servizos e no art. 115, 4.ª, 9.ª e 14 do mesmo texto). Logo nada ten que ver a reversión expropiadora, coa derivada da concesión, como consecuencia dela. [...] Polo que respecta ao recoñecemento do dereito indemnizador, a dita pretensión carece de todo apoio xurídico, xa que como ben sinala a parte demandada, o concesionario non pode impor á administración concedente ningunha carga que transcenda o termo da concesión, pois carecería de calquera título máis alá del, non sendo opoñibles as relacións fronte a terceiros, que para a Administración son de carácter privado e alleas á concesión.*

Desde a doutrina tamén existen posturas contrarias á posibilidade de indemnizar ao concesionario en caso de caducidade. Un exemplo atópase en VAQUER CABALLERÍA<sup>464</sup>. Este autor refírese ás concesións de augas –especialmente ás de fornecemento de auga a poboacións– e xustifica a súa postura, ademais de na normativa xenérica de servizos das corporacións locais e de contratación pública, desde unha perspectiva histórica tomando como punto de partida a Lei de augas de 1879 e a Lei de obras públicas de 1877. Ao meu entender, considero correcta a postura relativa á non indemnización do concesionario, xa que, como se explicaba, non se aprecia un enriquecemento inxusto da Administración.

### **3.5.2.2. Outros problemas da gratuidade da reversión**

A figura da reversión recibiu críticas por diversos autores, especialmente pola súa gratuidade. En primeiro lugar, resaltouse o problema de que cando a concesión estaba chegando ao seu fin os incentivos para facer investimentos e innovacións son moi baixos, debido á imposibilidade de recuperalos.

---

<sup>464</sup> VAQUER CABALLERÍA, M., «Demanio, obra pública y servicio público en el abastecimiento de aguas a la población: el problema de la caducidad por término de las concesiones en la materia», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, n.º 291, 2003, pp. 1216-1222.

Ao respecto, PIÑANES LEAL<sup>465</sup>, en referencia ao sector ferroviario, sinala que ese efectos se comezan a observar pouco antes de que transcorra a metade do prazo para o vencemento da concesión.

Ligado a isto, tamén se atoparía o problema de que, ao reverter os bens, o que reciba a Administración resulten ser instalacións vellas e inservibles para a función que deben cumprir. Isto débese a que o concesionario réxese por criterios económicos, polo que tratará de maximizar o seu beneficio. Por iso, nos últimos anos da concesión podería non preocuparse de realizar un axeitado mantemento que permita o uso das instalacións a medio ou longo prazo sen complicacións<sup>466</sup>.

Entre os autores que resultaron críticos con esta institución xurídica por estes motivos atópanse ARIÑO ORTIZ<sup>467</sup>, VILLAR PALASÍ<sup>468</sup>, GARCÍA DE ENTERRÍA<sup>469</sup> ou GARCÍA-TREVIJANO FOS<sup>470</sup>.

Ante estas críticas cabe argumentar, tal e como sostén DUPLÁ MARÍN<sup>471</sup>, que existe a posibilidade de articular medidas destinadas a evitar estes comportamentos dos concesionarios. De feito, se cando se redactan os pregos da concesión, se se actúa coa dilixencia debida e se inclúen obrigas de investimento nuns prazos axeitados, estes riscos pódense minorar de xeito significativo. Do mesmo xeito, o parágrafo segundo do artigo 89.4 do RDPH indica

---

<sup>465</sup> PIÑANES LEAL, J., «La distribución competencial en materia de transporte por carretera en el Estado de las autonomías», tese de doutoramento, GOMEZ-FERRER MORANT, R. (dir.), Universidade Complutense, Madrid, 1991, pp. 331-332.

<sup>466</sup> VERA JURADO, D. J., «El régimen jurídico del patrimonio de destino en la concesión administrativa de servicio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 109, 1986, pp. 225-226.

<sup>467</sup> ARIÑO ORTIZ, G., «El servicio público como alternativa», *Revista Española de Derecho Administrativo*, n.º 23, 1979, p. 559.

<sup>468</sup> VILLAR PALASÍ, J. L., Prólogo a: ARIÑO ORTIZ, G., *Economía y Estado: crisis y reforma del sector público*, Marcial Pons, Madrid, 1993, pp. 10-11.

<sup>469</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E., «El dogma de la reversión de concesiones», *op. cit.*, pp. 81-83

<sup>470</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Desintegración de la empresa y reversión de concesiones (comentario a la Sentencia de 22 de diciembre de 1954)», *op. cit.*, p. 206.

<sup>471</sup> DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», *op. cit.*, p.145.

que a Administración pode esixir a reversión en condicións de explotación, polo que a deterioración non podería chegar a poñer en risco a posible continuación da concesión posto que, en caso de suceder, significaría un incumprimento normativo por parte do concesionario. A isto únese o artigo 164.3 do RDPH, onde se recolle que «o Servizo encargado do organismo de bacía informará sobre as reparacións necesarias para as obras que deban reverter ao Estado», reparacións estas que, á luz do recollido no artigo 89.4 do RDPH, debe realizar o concesionario.

O RDPH contén un mandato para que as novas concesións hidroeléctricas, contando as que se saquen a concurso tras reverter á Administración, inclúan nos seus pregos estas previsións. Isto aparece no artigo 133 en relación co artigo 132 do RDPH (textualmente indica «o organismo de bacía redactará e aprobará o prego de bases a que se suxeitará o concurso, en que se fixarán, como mínimo, os seguintes puntos: [...] medidas que garantan a reversión ao Estado de todas as instalacións, ao termo da concesión, nas debidas condicións de conservación»).

Respecto a esta normativa débense levar a cabo os seguintes apuntamentos:

- Non se resolve a ausencia de incentivos ao investimento nas instalacións a medida que se van achegando ao vencemento, deixándose tal cuestión ao disposto nos pregos da concesión.
- As medidas do artigo 133 do RDPH están consideradas para as novas concesións que se outorguen –o RDPH é de 1986–, pero as xa outorgadas non teñen por que incluír entre os seus pregos as medidas que garantan a reversión á Administración.
- O disposto nos artigos 89.4 e 164.3 do RDPH trata supostos en que xa venceu a concesión ou está a piques de vencer, pero non existe unha previsión legal no RDPH ou no TRLA que trate de evitar a deterioración das instalacións de forma previa á conclusión das concesións. En contraposición a isto, como se verá no capítulo cuarto, nas concesións hidroeléctricas de Francia, nos cinco anos

anteriores á conclusión do prazo, o concesionario está obrigado a realizar os traballos que o prefecto responsable considere necesarios para a preparación da devolución da explotación, aínda que estes son con cargo á Administración.

### 3.5.3. Natureza xurídica da reversión

A natureza xurídica da reversión tamén é obxecto de debate entre a doutrina. As posturas principais son as consistentes en interpretar se a obriga de entregar os bens se trata dun dereito persoal ou real<sup>472</sup>.

Para os defensores da primeira postura, o concesionario comprométese a adquirir as instalacións ou bens necesarios para prestar o servizo –a xeración de enerxía nas concesións hidroeléctricas, aínda que, como se explicou, non se trata exactamente dun servizo– e o dominio que ten sobre eles está subordinado á chegada dun termo final. Por tanto, segundo esta doutrina, non se transmite ningún dereito real. O concesionario sería o único e pleno propietario das instalacións e a Administración non goza de máis facultades cas que poida ter calquera acreedor do dominio. Por iso, para que as instalacións pasen a ser propiedade da Administración, unha vez finalizada a concesión, o concesionario débelle transmitir o dereito.

En caso de que non o transmita, a Administración tan só gozaría de accións persoais para esixir a transmisión das instalacións. Ademais, se estas fosen vendidas a un terceiro de boa fe, o que a Administración podería reclamar sería a correspondente indemnización substitutiva<sup>473</sup>.

Esta doutrina é defendida por autores tales como GARRIDO FALLA<sup>474</sup>. De feito, segundo este autor, conclúese que no caso de

---

<sup>472</sup> DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», *op. cit.*, pp. 146-150.

<sup>473</sup> ARIMANY LAMOGLIA, E., «Situación jurídica de la Administración respecto de los bienes sujetos a reversión en la concesión administrativa de servicio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 92, 1980, p. 178.

<sup>474</sup> GARRIDO FALLA, F. *Tratado de Derecho Administrativo II. Parte General*, *op. cit.*, p. 437.

que o concesionario transmita os bens obxecto de reversión a un terceiro sen o permiso da Administración esta non poderá perseguilos se o dito terceiro actuaba de boa fe.

Mentres, GARCÍA-TREVIJANO FOS tamén afirma que o concesionario é o propietario dos bens obxecto de reversión, e indica que isto é independente de que os bens estean ou non afectos a un fin público. En cambio, matiza –facendo especial fincapé nas concesións de ferrocarrís– que nos casos en que o ben obxecto de reversión fose adquirido pola Administración, que o transmite ao concesionario, o cal financia a súa adquisición mediante un préstamo ou algún método similar, a propia Administración será a propietaria do ben até que o dito préstamo ou instrumento de financiamento sexa pagado<sup>475</sup>.

Por outra parte, outra liña doutrinal mantén que o concesionario está transmitindo a propiedade dos ben obxecto de reversión desde o mesmo inicio da concesión. Por tanto, ao vencer o prazo desta concesión a propiedade transmítese directamente á Administración, sen necesidade de ningunha acción por parte do concesionario. Así pois, baixo esta premisa, de acordo coa doutrina de ARIMANY LAMOGLIA<sup>476</sup>, existen dúas posicións distintas segundo se interprete que «a perpetuidade é nota característica e inescusable da propiedade» ou non.

Para a doutrina que parte da idea de que a propiedade, unha vez adquirida, é un dereito de carácter absoluto, exclusivo e perpetuo o concesionario ten sobre os bens obxecto de reversión un dereito real distinto á propiedade e de carácter inferior, tal e como podería ser un dereito de usufruto. En cambio, a núa propiedade sería en todo momento da Administración, que recuperaría o dereito de usufruto unha vez chegado o vencemento do termo previsto. Así, por exemplo, ALBI CHOLBI, indica que a propiedade dos bens obxecto de reversión é desde un primeiro momento da

---

<sup>475</sup> GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Titularidad y afectación demanial en el ordenamiento jurídico español», *Revista de Administración Pública*, n.º 29, 1959, pp. 51-56.

<sup>476</sup> ARIMANY LAMOGLIA, E., «Situación jurídica de la Administración respecto de los bienes sujetos a reversión en la concesión administrativa de servicio público», *op. cit.*, pp. 168-169.

Administración. Por ese motivo, continúa este autor, o concesionario con respecto a estes bens non ten ningún dereito e soamente posúe obrigas. Estas serían as de facer funcionar as instalacións e conservalas, actuando o concesionario simplemente como un axente da Administración; un administrador das instalacións. Xa que logo, en puridade, non se debería falar de reversión, xa que a Administración non recobraría nada, xa que non perdera nada<sup>477</sup>.

De xeito similar, EZQUERRA HUERVA, baseándose na doutrina do Consello de Estado, indica que «non está de máis recordar como as obras propias dun servizo público concedido están suxeitas a reversión ao termo da concesión. Esa circunstancia permite falar –segundo doutrina do Consello de Estado formulada en dous ditames antigos pero aínda vixentes nos seus postulados– dunha distribución da propiedade, de tal sorte que ao concesionario se lle atribúe o dereito de goce das obras e de cobramento de canons polo seu uso, pero a Administración conserva en todo momento a propiedade ou dominio eminente sobre elas, razón pola cal lle reverten. A dita doutrina foi formulada nos Ditames do 29 de novembro de 1959 e, sobre todo, do 14 de xullo de 1964, relativo á reversión das obras da Canle de Urgel»<sup>478</sup>.

Pola súa parte, para os autores que defenden a posibilidade de que a propiedade dos bens obxecto de reversión poida ser temporal, a postura lóxica é a que sinala que o concesionario é propietario durante o tempo que dure a concesión. Por tanto, a Administración posuiría un dereito de propiedade aprazado, aínda que a súa natureza xurídica non sería moi distinta do indicado anteriormente respecto á núa propiedade<sup>479</sup>.

---

<sup>477</sup> ALBI CHOLBI, F., *Tratado de los modos de gestión de las corporaciones locales*, *op. cit.*, pp. 652 e ss. Cita extraída de DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», *op. cit.*, p. 146.

<sup>478</sup> EZQUERRA HUERVA, A., «El concepto de obra hidráulica en el derecho español vigente», *Revista de Administración Pública*, n.º 173, 2007, p. 58.

<sup>479</sup> ARIMANY LAMOGLIA, E., «Situación jurídica de la Administración respecto de los bienes sujetos a reversión en la concesión administrativa de servicio público», *op. cit.*, pp. 25-26.

En cambio, como destaca DUPLÁ MARÍN<sup>480</sup>, este asunto foi tratado en moi poucas ocasións pola xurisprudencia. Así, apenas se poden citar as sentenzas do Tribunal Supremo de 6 de decembro de 1948 e de 15 de decembro de 1955. Nestas, o Alto Tribunal indicaba que a reversión non supón un «dereito en potencia de propiedade», xa que dela só nace un dereito de crédito producido á entrega, que só se converte en real cando entre en poder e posesión.

En cambio, si se achega máis luz a este debate en determinada normativa autonómica. Un bo exemplo atópase na Lei 4/1986, do 5 de maio, do patrimonio de Andalucía, que no seu artigo 7 recolle o seguinte:

*As obras executadas polos concesionarios ou os bens que estes destinen ao cumprimento da concesión continuarán sendo da súa propiedade até a súa entrega á Administración a causa de rescate, reversión, caducidade ou por calquera outro motivo.*

*En cambio, os concesionarios non poderán dispor libremente de tales bens, salvo cando con iso non se incumpra nin se prexudique a relación especial a que están afectos.*

Isto mesmo prevía o artigo 25 da Lei 6/1987, do 7 de maio do patrimonio de Castela e León. En cambio, esta norma foi derogada pola Lei 11/2006, do 26 de outubro, que non conservou esta previsión nin fixo ningunha manifestación ao respecto. Esa ausencia tamén se atopa na normativa galega, xa que nin a actual Lei 5/2011, do 30 de setembro, do patrimonio de Galicia nin a derogada Lei 3/1985, do 12 de abril aclaran este debate xurídico.

A pesar diso, a previsión da normativa andaluza semella razoable, desprendéndose dela que os bens obxecto de reversión son propiedade do concesionario mentres dure a concesión. Isto é, o concesionario atópase suxeito a unha obriga nacida do negocio concesional, non gozando a Administración de ningún dereito real sobre os bens obxecto de concesión. Aínda así, pese a ser propietario dos bens obxecto de reversión, o concesionario non pode dispor con total liberdade deles.

---

<sup>480</sup> DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», *op. cit.*, pp. 148-149.



Esta conclusión tamén resulta razoable se se analizan as concesións hidroeléctricas desde o punto de vista do dereito hipotecario. Desde esta perspectiva, tal e como indica CARPI ABAD<sup>481</sup> citando a FAJAS TORRAS<sup>482</sup>, observando a práctica empresarial conséntase que moitos dos proxectos de centrais hidroeléctricas son financiados mediante un *project finance* – mecanismo baseado nos fluxos de caixa futuros esperados pola explotación– onde non resulta raro ver como se hipoteca o propio aproveitamento hidroeléctrico para conseguir o financiamento necesario.

A posibilidade de hipotecar a concesión hidroeléctrica atópase prevista no artigo 107.5 da Lei hipotecaria, onde se expresa que:

*Poderán tamén hipotecarse: [...]*

*Quinto. Os dereitos de superficie, pastos, augas, leñas e outros semellantes de natureza real.*

Neste aspecto, existe certo debate doutrinal acerca de se se necesita unha autorización administrativa para realizar a hipoteca ou serve simplemente cunha comunicación. Ao respecto, existen posicións enfrontadas, atopándonos, por un lado, con autores tales como PAREJO GAMIR, que se mostra favorable á tese de que coa comunicación da hipoteca á Administración resulta suficiente. Este indica que «a hipoteca, como paradigma de dereito real de garantía, non confire en principio facultades de goce sobre os bens hipotecados; por iso para a Administración é indiferente a personalidade do acreedor hipotecario e incluso a mesma existencia da hipoteca, que nunca poderá prexudicarlle. Hai que partir da base, por iso, de que a constitución de hipoteca é un acto libre do

---

<sup>481</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., pp. 140-142.

<sup>482</sup> FAJAS TORRAS, J., «La financiación de pequeños proyectos energéticos: el caso de las minicentrales hidroeléctricas», *II Jornadas de energía minihidráulica*, AA. VV., Instituto para a Diversificación e Aforro da Enerxía, Madrid, 1987, p. 84.

concesionario, que como tal non esixe ningunha clase de autorización administrativa»<sup>483</sup>

Fronte a esta teoría, outros autores como CANO TELLO<sup>484</sup> ou GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO<sup>485</sup> entenden que para constituír a hipoteca si é precisa unha autorización administrativa previa. O primeiro destes parte da lexislación mineira, e, en concreto, do Decreto do 9 de agosto de 1946, polo que se aprobou con carácter provisional o Regulamento para o réxime da minería. Dentro desta norma fai fincapé no seu artigo 119, xa que nel dispúñase a necesidade de solicitar permiso para gravar a concesión.

Esta conclusión refórzase comparando as concesións demaniais coas concesións de servizos das entidades locais, posto que no artigo 128.1.4.<sup>a</sup> do Regulamento de servizos das corporacións locais, aprobado polo Decreto do 17 de xuño de 1955 indícase:

*1. Serán obrigas xerais do concesionario: [...]*

*4.<sup>a</sup> Non allear bens afectos á concesión que revestiren á entidade concedinte, nin gravalos, salvo autorización expresa da Corporación.*

Unha doutrina máis recente, como é a de FERNÁNDEZ ACEVEDO<sup>486</sup>, expresa que non se pode aceptar que a Administración sexa totalmente allea ao negocio xurídico da hipoteca. Este autor, mantendo unha postura ao meu entender máis precisa, indica diversos casos en que a hipoteca implica efectos na Administración. Así, entre eses, pódese citar o caso de renuncia voluntaria do concesionario, que de existir hipoteca a Administración debería oporse a ela en aplicación do artigo 6.2 do Código civil («a exclusión voluntaria da lei aplicable e a renuncia aos dereitos recoñecidos nela soamente serán válidas cando non contraríen o

---

<sup>483</sup> PAREJO GAMIR, R., «Transmisión y gravamen de concesiones administrativas», *op. cit.*, pp. 72-75.

<sup>484</sup> CANO TELLO, C. A., *La hipoteca de concesiones administrativas*, Montecorvo, Madrid, 1973, p. 131.

<sup>485</sup> GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO, F., «Las concesiones de aguas», *op. cit.*, p. 9.

<sup>486</sup> FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, *op. cit.*, pp- 370-375.

interese ou a orde pública nin prexudiquen a terceiros»). Outro suposto de afectación do negocio hipotecario á Administración atópase no caso de que se produza finalmente a morosidade do concesionario que desemboque na execución forzosa da hipoteca. Nese caso, pode producirse unha adxudicación da concesión a un terceiro, isto é, unha modificación subxectiva da concesión da cal a Administración non pode resultar allea en ningún caso.

Estas disquisicións doutriniais, no ámbito das concesións de augas, contan cunha solución legal no artigo 63 do TRLA. Este artigo imponse ás hipotecas os mesmos requisitos que á transmisión da concesión. Así, se a concesión implica un servizo público requírese autorización administrativa previa, mentres que nos demais casos «só será necesario acreditar de modo fidedigno, no prazo e forma que regulamentariamente se estableza, [...] a constitución do gravame». O TRLA simplemente reproduce de xeito idéntico o artigo 61 da Lei de augas de 1985. No momento en que entrou en vigor esta antiga Lei de augas de 1985 o fornecemento de enerxía eléctrica si era considerado un servizo público, pero isto cambiou despois da LSE de 1997 e, na actualidade considérase como un servizo de interese económico xeral (artigo 2.2 da LSE 2013). Por iso, xorde o debate de se as hipotecas en concesións hidroeléctricas necesitan autorización administrativa ou non.

Ao respecto CARPI ABAD<sup>487</sup> sostén que a consideración de servizo esencial da LSE 1997 (actualmente servizo de interese económico xeral) se engloba na noción de servizo público utilizada no artigo 63 do TRLA. Ademais, pola relevancia destas concesións, resulta pouco prudente que a Administración fose allea a unha hipoteca sobre elas.

Abandonando estes debates doutriniais e volvendo á cuestión da natureza xurídica da reversión, esta construción sobre a posibilidade de constituír unha hipoteca sobre ela ou non – da necesidade de autorización administrativa ao respecto– outórgalle un respaldo importante á postura relativa a que os bens obxecto de

---

<sup>487</sup> CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, op. cit., p. 143.

reversión son propiedade do concesionario –con certas limitacións– durante o tempo que dure a concesión.

#### **3.5.4. Bens suxeitos a reversión**

Os bens ou activos suxeitos a reversión, desde unha perspectiva económica, pódense definir como aqueles activos que a empresa concesionaria se ve na necesidade de adquirir ou construír para levar a cabo a actividade de explotación que, ao final do período polo que se estableceu a concesión pasan ao patrimonio da Administración (reverten). Isto é, trátase de elementos de inmovilizado obxecto de depreciación que non poden contar cunha vida útil superior ao período da concesión<sup>488</sup>.

Desde un punto de vista legal, os bens suxeitos a reversión no ámbito do dereito de augas aparecen descritos no artigo 53.4 do TRLA e no artigo 89.4 do RDPH, que indican que están compostos de «cantas obras foran construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento, sen prexuízo do cumprimento das condicións estipuladas no documento concesional». Ademais, o artigo 89.4 do RDPH engade tamén ao final un «e, no seu caso, as relativas á reversión doutros elementos situados fóra do demanio».

Da primeira parte dos preceptos citados a chave reside en saber que se entende por bens construídos para a explotación do aproveitamento. Ao respecto non consta ningún precepto legal que realice unha aclaración. Porén, atendendo á propia composición dunha central hidroeléctrica o lóxico semella que se entregarán os bens instalados no dominio público para a xeración de enerxía eléctrica até o punto onde se termina a xeración e comeza o transporte desa enerxía. Por tanto, iso incluírá os transformadores empregados habitualmente para converter a enerxía eléctrica en alta ou media tensión antes de proceder ao seu transporte, posto que estes transformadores son necesarios para a explotación do aproveitamento e entendemos que forman parte da unidade funcional, así como todas aquelas instalacións que van até o

---

<sup>488</sup> ROJO RAMÍREZ, A., «Empresas concesionarias y sus problemas contables: la naturaleza del fondo de reversión», *Revista española de financiación y contabilidad*, n.º 58, 1989, p. 485.

momento en que empeza o transporte de enerxía, que xeralmente o fai nas barras de transporte e distribución. Isto despréndese tamén da xurisprudencia en sentenzas tales como a da Audiencia Nacional de 28 febreiro 2020 (recurso contencioso-administrativo n.º 52/2018, central de Lafortunada-Cinqueta), onde os transformadores foron incluídos entre os bens obxecto de reversión.

De feito, nalgún plan hidrolóxico, como é o de Galicia-Costa, isto concrétase máis. Tal e como se observaba no capítulo segundo desta tese, o seu artigo 41.4 dispón que reverten «a totalidade das obras e instalacións que, segundo o establecido no título concesional ou nas súas modificacións, constitúan o aproveitamento, tanto as obras construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento como as restantes obras e instalacións electromecánicas da central, co obxecto de garantir a reversión en condicións de explotación». Xa que logo, obsérvase como expresamente se fai mención ás instalacións electromecánicas da central, aínda que isto, na interpretación que entendo que é a correcta, débese entender que se inclúe xa na cláusula de «cantas obras foran construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento» que establecen o TRLA e o RDPH.

Ademais, os artigos 53.4 do TRLA e 89.4 do RDPH tamén lles outorgan un papel chave aos pregos da concesión, ao sinalar que neles se poden fixar determinadas condicións para a reversión. En cambio, os pregos non poden establecer que estes bens descritos no TRLA e no RDPH non serán obxecto de reversión, xa que se estaría actuando en contra desas normas, incorrendo así en vicios de nulidade.

Mentres, o inciso final do artigo 89.4 do RDPH indica que tamén poden ser obxecto de reversión bens instalados fóra do dominio público. Coa expresión «de ser o caso» o precepto dá unha idea de que se necesita un condicionante para que estes bens sexan obxecto de reversión. O condicionante máis evidente que se pode fixar é o caso onde os pregos da concesión establezan esta reversión. Outro condicionante que podería explicar a reversión de bens instalados fóra do dominio público sería que tales bens sexan imprescindibles para que a instalación hidroeléctrica poida

funcionar correctamente, posto que a alínea segunda do artigo 89.4 do RDPH establece que se «a Administración hidráulica considerase posible e conveniente a continuidade do aproveitamento, poderá esixir do concesionario a entrega dos bens obxecto de reversión en condicións de explotación [...]». En cambio, o Tribunal Supremo na súa Sentenza do 19 de marzo de 2014 (recurso de casación n.º 620/2012) só acolleu a primeira interpretación, dispoñendo o seguinte:

*Outro dos preceptos impugnados é o artigo 89.4 do regulamento de tanta cita, que establece, respecto da extinción da concesión, que ao concluír ese dereito concesional reverterán ao Estado gratuitamente e libres de cargas as obras construídas, e engade, na alínea primeira «in fine» que a reversión terá lugar «sen prexuízo do cumprimento das condicións estipuladas no documento concesional e, no seu caso, as relativas á reversión doutros elementos situados fóra do demanio». A recorrente discute a legalidade precisamente do inciso final cando se refire aos «elementos situados fóra do demanio».*

*Esta referencia resulta, a xuízo da recorrente, carece de cobertura no TR da Lei de augas, pois o artigo 53.4 do dito texto refundido non contén ningunha referencia a tal posibilidade respecto dos elementos situados fóra do dominio público.*

*É certo que o artigo 53, apartado 4, do TR da Lei de augas, que regula a extinción do dereito ao uso privativo das augas, contén unha norma que substancialmente coincidente coa alínea primeira do artigo 89.4 do regulamento, salvo neste inciso final. Agora ben, esta novidade non introduce ningunha contradición coa Lei, nin regula aspectos substanciais nin relevantes dela. O inciso en cuestión ten un contido propio dunha norma regulamentaria de desenvolvemento ou execución da Lei, ao especificar un suposto concreto. Repárese que a referencia aos elementos situados fóra do dominio ten por obxecto constatar o que xa figura en ocasións no título concesional, respecto dos citados elementos situados extra muros do demanio.*

*O artigo 89.4 límitase a sinalar, no agora cuestionado, que ao extinguirse do dereito concesional reverterán ao Estado as obras construídas dentro do dominio público. E engade, copiando o artigo 53.4 do TR da Lei de augas, «sen prexuízo do cumprimento*

*das condicións estipuladas no documento concesional». Até aquí a interpretación da lei, cando unha estipulación sinalara a obriga de reverter elementos situados fóra do demanio, non podería ser outra, en termos xerais, que a que se introduce agora no regulamento.*

*Por iso, entendemos que a norma regulamentaria se limita a clarificar o que xa está na lei, cando engade, e aquí está o que se considera unha novidade regulamentaria que combate a recorrente, «e, no seu caso, as relativas á reversión doutros elementos situados fóra do demanio». Nin que dicir ten que o inciso «no seu caso» refírese ao suposto en que a reversión de tales elementos se previse nas correspondentes estipulacións da concesión. O seu cumprimento resultaba obrigado, a teor da propia regulación legal, especifíqueo ou non, por tanto, a norma regulamentaria.*

Esta doutrina do Tribunal Supremo volveu ratificar na Sentenza 518/2019, do 11 de abril (recurso de casación n.º 4710/2016), en que se aprecia o seguinte razoamento:

*Con acerto alega a recorrente que o artigo 89.4 permite unha lectura integradora e acorde coa lei, entendendo que as condicións «[...] relativas á reversión doutros elementos situados fóra do demanio», refírese ás condicións estipuladas no documento concesional, sen que en ningún caso iso determine unha cláusula xeral e non condicionada de reversión con carácter gratuito das instalacións que están fóra do dominio público hidráulico.*

Nesta sentenza, o Tribunal Supremo declarou nulo por incumprir o principio de xerarquía normativa un artigo do Plan hidrolóxico do Ebro (concretamente o artigo 52.3) debido a que estendía «a gratuidade da reversión das obras e instalacións sitas fóra do demanio sen ningún condicionamento, máis concretamente, sen supeditala ao título concesional». Isto é, considerou que se incumpría cos artigos 53.4 do TRLA e 89.4 do RDPH.

Consideracións similares atópanse tamén noutras sentenzas tales como as sentenzas do Tribunal Supremo do 29 de outubro de 2013 (recurso contencioso-administrativo n.º 622/2012) e 5 de decembro de 2014 (recurso de casación n.º 330/2013), ou na n.º

302/2019, do 8 de marzo (recurso de casación n.º 4407/2016), así como tamén na Sentenza do Tribunal Superior de Xustiza de Castela e León n.º 698/2015, do 21 de abril (recurso contencioso-administrativo n.º 282/2013).

Estas precisións sobre a normativa actual deben ser complementadas coas oportunas notas que se recollen no «Informe xurídico relativo a cuestións xerais sobre extinción e reversión de concesión de aproveitamentos hidroeléctricos e a súa incidencia nos municipios da provincia de Huesca, así como a aplicación dos rendementos á restitución territorial dos municipios afectados», do 19 de xaneiro de 2016, da Asesoría Xurídica da Deputación de Huesca<sup>489</sup>. Neste, considérase que as normas aplicables á reversión en boa parte dos aproveitamentos hidroeléctricos non son o TRLA e o RDPH, senón que sería a Real decreto do 14 de xuño de 1921, ben sexa na súa redacción inicial ou na introducida polo Real decreto do 10 de novembro de 1922. Esta norma antes da modificación de 1922, recordemos, indicaba que «reverterán ao Estado todas as obras, maquinarias, liñas de transporte e demais elementos de explotación pertencentes ao concesionario», mentres que, tras a modificación pasou a dispor que reverten «todos os elementos que constitúen o aproveitamento, desde as obras do encoro, derivación ou toma até o desaugue no leito público, comprendendo a maquinaria produtora da enerxía e as obras, terreos e edificios destinados ao mesmo aproveitamento. Incluírase tamén na reversión gratuíta todo canto se constrúe sobre terreo de dominio público, calquera que sexa o seu destino».

Na miña opinión, esta consideración é errada. Para entender cal é o réxime patrimonial aplicable á extinción e reversión da concesión, en primeiro lugar, débese acudir ao título concesional e observa se contén cláusulas expresas ao respecto. Nese caso, débese atender a tales cláusulas, xa que tanto o TRLA como o RDPH recollen que a súa regulación da reversión o é «sen prexuízo do

---

<sup>489</sup> Este informe pódese atopar na páxina da Deputación de Huesca. Concretamente en: [https://www.dphuesca.es/espacio-de-prensa/-/document\\_library/47L1x7pB0RXg/view\\_file/241477](https://www.dphuesca.es/espacio-de-prensa/-/document_library/47L1x7pB0RXg/view_file/241477) [consulta 25 de marzo de 2023].



cumprimento das condicións estipuladas no documento concesional».

En caso de ausencia dese tipo de cláusulas a lexislación aplicable será a vixente no momento da extinción do título concesional, e non a do momento do outorgamento da concesión. Isto obsérvase na xurisprudencia en sentenzas tales como a da Audiencia Nacional do 28 de febreiro de 2020 (recurso contencioso-administrativo n.º 52/2018), en que se acode á normativa vixente .

No citado informe tamén se realiza outro apuntamento importante, cando se salienta que «é frecuente que parte das instalacións que dan ou completan o servizo aos saltos eléctricos se sitúen en monte público de titularidade municipal, sen que –polo menos en algunhas ocasións– conste o título concesional que as autoriza nin, consecuentemente, as súas condicións» e conclúe que a reversión deses bens se debe efectuarse á administración titular do dominio forestal.

En cambio, esta postura que foi rexeitada en sede xudicial polas sentenzas da Audiencia Nacional 247/2017, do 4 de maio (recurso contencioso-administrativo n.º 958/2015), 12 de febreiro de 2019 (recurso contencioso-administrativo n.º 507/2017), 5 de novembro de 2019 (recurso contencioso-administrativo n.º 127/2018), 12 de marzo de 2020 (recurso contencioso-administrativo n.º 506/2017) ou 27 de novembro de 2020 (recurso contencioso-administrativo n.º 131/2018). Esta xurisprudencia sinalou que nos títulos concesionais analizados se incluía unha autorización ao uso dos montes mentres que subsistise o aproveitamento, polo que non cabía a reversión ao Concello ao tempo de conclusión da concesión de augas, se se pretendía continuar co aproveitamento. Esta tan só procedería en caso de que se cesase na explotación hidroeléctrica.

### **3.5.5. Recapitulación: A regulación actual da cláusula de reversión hidroeléctrica**

#### **a) A extinción da concesión e a reversión de bens:**

Ao longo deste apartado 3.5 estudouse a cláusula de reversión, partindo do seu significado xeral até centrala no ámbito

hidroeléctrico que aquí nos interesa. Agora convén facer unha recapitulación para observar como se atopa a regulación desta cláusula na actualidade en tal ámbito hidroeléctrico.

A normativa ao respecto é moi escasa, e recóllese no TRLA e no RDPH. Na primeira destas normas só se trata este tema no xa analizado artigo 53.4. Este, recordemos, prevía que unha vez extinguida a concesión –e independentemente da forma da extinción– as obras e instalacións construídas no dominio público reverterían de xeito gratuíto e libre de cargas á administración competente, aínda que supeditando isto ao cumprimento das condicións estipuladas nos pregos da concesión. Isto mesmo tamén se prevé na alínea primeira do artigo 89.4 do RDPH, co engadido de que tamén se poden incluír na reversión elementos situados fóra do dominio público que, como precisou o Tribunal Supremo, só poderán ser obxecto de reversión en caso de que os pregos da concesión así o previran. Disto deriva, en primeiro lugar, que estaremos ante dous expedientes distintos, un primeiro de extinción da concesión e outro de reversión

Ademais, cando se aplique este precepto, se o concesionario entendese que se lle produce algún prexuízo inxusto deberá realizar nese momento as pertinentes alegacións que considere oportunas. Isto, aínda que non está expresamente indicado nin no TRLA nin no RDPH, extráese da Sentenza do Tribunal Supremo 302/2019, do 8 de marzo, en que se dispuxo:

*En calquera caso, se, ao aplicar o precepto<sup>490</sup>, se lle irrogara algún prexuízo que, de acordo co seu título concesional, non tivese obriga de soportar, será nese momento cando deba efectuar a oportuna reclamación.*

Nesta sentenza, ademais, tamén se sinala que, aínda que os pregos da concesión non o reflecten, o concesionario ten a obriga de devolver os bens obxecto de reversión en perfectas condicións de explotación, xa que isto é unha obriga legal<sup>491</sup>. Disto despréndese

---

<sup>490</sup> En referencia ao artigo 89.4 do RDPH.

<sup>491</sup> No caso analizado pola sentenza, o recorrente alegaba que a reversión dos bens en perfectas condicións de explotación lle causaba uns importantes prexuízos

que a cláusula «sen prexuízo do cumprimento das condicións estipuladas no documento concesional» incluída nos artigos 53.4 do TRLA e 89.4 do RDPH non pode introducir unhas esixencias inferiores ás do TRLA e do RDPH ou, de facelo, non resultarán aplicables. Por contra, non existe inconveniente en que inclúan esixencias superiores. Un exemplo ao respecto sería o relativo aos bens fóra do dominio público que deban reverter igualmente e que antes tratabamos.

Por outra banda, na normativa vista até o de agora existe un problema: Non está definido cando a Administración debe iniciar o expediente para obter a reversión das obras e instalacións correspondentes. Para as concesións extinguidas por fin do prazo o artigo 164.1 do RDPH faculta –non impón– á Administración a comezar a tramitar o «expediente de extinción», que se entende que debe ser anterior ao expediente de reversión, durante os tres anos antes á finalización de tal prazo. Este prazo de tres anos foi introducido polo Real decreto 1290/2012; con carácter previo era de dous anos. Esta modificación efectuouse, segundo a exposición de motivos da norma, debido a que a «experiencia na xestión da utilización e da protección do dominio público hidráulico, por parte dos organismos de bacía e outras administracións competentes, foi poñendo en evidencia diversas insuficiencias de regulación normativa, así como algunhas ambigüidades que convén resolver, por canto dificultan unha xestión racional do dito dominio».

Volvendo ao artigo 164.1 do RDPH, este engade que durante eses tres anos se pode comezar o expediente de oficio ou por instancia de parte. Ao respecto, a interpretación que consideramos máis lóxica é que no caso de que a Administración sexa requirida por instancia de parte para comezar a tramitar o expediente de extinción atoparíase obrigada a iso (en caso contrario non tería sentido incluír esta previsión). Pola contra, se ninguén lle requirise a apertura do expediente, a Administración pode agardar até que finalice o prazo para comezar co expediente. En cambio, esta opción non semella aconsellable, xa que son expedientes que

---

económicos non previstos nos pregos da concesión. Tal alegación foi rexeitada polo Tribunal Supremo.

tardan certo tempo en tramitarse, durante o cal a explotación queda nunha especie de limbo xurídico. Un exemplo moi visual polo esaxerado do caso atópase na concesión de Lafortunada-Cinqueta, situado no Pirineo aragonés, que tardou até once anos en ser tramitada a extinción e reversión<sup>492</sup>.

En canto á solicitude por instancia de parte, tampouco queda resolto se esta pode ser realizada tan só por un interesado, no sentido mantido polo artigo 4 da Lei 39/2015<sup>493</sup> ou non conta con esta limitación. Neste tipo de bens, en primeiro lugar, a Administración ten un deber de protección por tratarse de bens de dominio público, tal e como recolle a Lei de patrimonio das administracións públicas (por exemplo no seu artigo 28 ou no 129) e a distinta normativa sectorial. Ademais, sobre este deber de protección o Tribunal Supremo na Sentenza do 23 de abril de 2001 (recurso de casación n.º 3235/1993) determinou que «o exercicio da potestade defensora dos bens de dominio público municipal, por parte da corporación titular, non está a mercé dun criterio de discrecionalidade por parte

---

<sup>492</sup> Sobre isto, véxase: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-estado-tarda-11-anos-en-recuperar-la-concesion-de-una-de-las-mayores-centrales-hidroelectricas-del-pirineo/> [consulta 29 de outubro de 2019].

Isto tamén se pode observar na Sentenza da Audiencia Nacional do 28 de febreiro de 2020 (recurso contencioso-administrativo n.º 52/2018).

<sup>493</sup> Para ser considerado como interesado para os efectos do artigo 4 da Lei 39/2015 requírese o seguinte:

- Que o seu titular teña unha especial relación co obxecto do procedemento, no sentido de que a resolución lle afecte dalgunha forma.
- Que esa afectación exista sempre que poida presumirse, razoablemente, que a resolución do procedemento poñerá o titular en condicións de conseguir un determinado beneficio ou de evitar un prexuízo. Eses beneficios ou prexuízos poden ser tanto directos como indirectos.

Ademais, á hora de apreciar a existencia dun interese, directo ou indirecto, debe adoptarse a interpretación máis favorable para o exercicio da acción, aínda que iso non lexítima a intervención no procedemento polo mero interese na defensa da legalidade, agás nos casos de acción pública.

Ao respecto, consúltase: GONZÁLEZ TATO, G., «Artigo 4. Concepto de interesado», *Lei 39/2015 comentada por letrados da Xunta de Galicia. Comentarios, anotacións e xurisprudencia sobre a Lei 39/2015, do 1 de outubro, do Procedemento Administrativo Común das Administracións Públicas*, DÍAZ CARBAJO, C., NOVO CASTRO, M. I. e VALENCIA VILA, S. (coords.), Escola Galega de Administración Pública, Santiago de Compostela, 2017, pp. 41-42.

dela, pois se hai algo que estea sometido a principios de dereito imperativo e necesario, ese algo, de forma moi destacada, é o relacionado coa categoría desta clase de bens, algúns deles chamados incluso a desaparecer se non se establecesen freos á cobiza dos particulares». Por outro lado, o artigo 22 da Lei 27/2006, do 18 de xullo, pola que se regulan os dereitos de acceso á información, de participación pública e de acceso á xustiza en materia de medio ambiente, establece unha acción pública en materia ambiental, malia que esta só pode ser exercida por determinadas persoas xurídicas sen ánimo de lucro (artigo 23). Xa que logo, a interpretación máis acorde con todo isto é que non se precise que a solicitude sexa feita por un interesado, aínda que a norma non o concrete.

Por outro lado, nas reversións derivadas dunha finalización da concesión por mor dunha causa distinta á extinción do prazo – caducidade, expropiación ou renuncia do concesionario–, a Lei non concreta tampouco cando se debe comezar o expediente de reversión, pero, dado que se trata de causas dificilmente previsibles pola Administración, débese entender que o expediente de reversión non se incoará até o momento en que se dean as causas de extinción da concesión (e se tramite o correspondente expediente de extinción previo). Unha excepción a isto podería introducirse no caso da expropiación forzosa. Nese caso, indica o artigo 166.2 do RDPH, o expediente de extinción iníciase unha vez acreditado o pagamento do prezo xusto ou equivalente. En cambio, para favorecer a axilidade de trámites, resultaría favorable variar o RDPH no sentido de que se permitise a tramitación do expediente de extinción da concesión de forma paralela ao expediente expropiador e supeditando a súa resolución final ao indicado pagamento do prezo xusto ou equivalente.

Dentro do procedemento de extinción da concesión, a Administración hidráulica deberá decidir se continuar coa explotación do aproveitamento ou non. En caso de non continuar co aproveitamento, esta administración está habilitada para esixir ao concesionario a demolición das obras e instalacións construídas en dominio público. Isto atopa o seu abeiro normativo na alínea segunda do artigo 89.4 do RDPH, que, á súa vez, se apoia no artigo

101 da Lei 33/2003 do patrimonio das administracións públicas. Este apartado segundo foi introducido no RDPH a través do comentado Real decreto 1290/2012, do 7 de setembro. En cambio, a súa aplicación non resultou pacífica e existiron voces que críticas que levaron o debate sobre a norma aos tribunais. Ante isto, o Tribunal Supremo concedeu total validez ao precepto na súa Sentenza do 25 de outubro de 2013 (recurso de casación n.º 559/2012). Nesta resolución indicou que:

*Outro dos preceptos impugnados é o artigo 89.4 do regulamento de tanta cita, que establece, respecto da extinción da concesión, que ao concluír ese dereito concesional reverterán ao Estado gratuitamente e libres de cargas as obras construídas, e engade, na alínea segunda, inciso segundo, a posibilidade, se considera inviable a continuidade da concesión, relativa a que «poderá esixir a demolición do construído en dominio público de conformidade co artigo 101 da Lei 33/2003, do 3 de novembro, do patrimonio das administracións públicas».*

*Esta referencia á posibilidade de esixir a «demolición» resulta, a xuízo da recorrente, carente de cobertura no TR da Lei de augas, pois o artigo 53 do dito texto refundido non contén ningunha referencia a tal posibilidade.*

*É certo que o artigo 53, apartado 4, do TR da Lei de augas, que regula a extinción do dereito ao uso privativo das augas, contén unha norma que se identifica, no que agora importa, coa alínea primeira do artigo 89.4 do regulamento. A novidade que introduce a alínea segunda, inciso segundo, respecto da demolición, ten a correspondente cobertura legal na Lei 33/2003, do 3 de novembro, do patrimonio das administracións públicas.*

*Referímonos ao artigo 101.1 da citada Lei 33/2003 que ao regular o destino das obras no momento da extinción do título, establece que cando se extinga a concesión, as obras, construcións e instalacións fixas existentes sobre o ben demanial deberán ser demolidas polo titular da concesión ou, por execución subsidiaria, pola Administración.*

*Repárese en que a Lei 33/2003 é posterior ao TR da Lei de augas de 2001 e en que o réxime dos bens demaniais, a teor do disposto no artigo 5.4 da expresada Lei 33/2003, se rexerá, como antes sinalamos e agora insistimos, polas «leis e disposicións especiais*

*que lles sexan de aplicación», o que nos remite ao TR da Lei de augas e ao Regulamento do dominio público hidráulico, cuxa modificación se impugna, primeiro, e á Lei 33/2003, despois. Esta relevancia significa que a disposición ou norma regulamentaria pode ter a súa correspondente cobertura tanto na norma legal especial, como na norma legal que establece con carácter xeral o réxime común, que é a citada Lei 33/2003. Tendo en conta, ademais, que o artigo 101.1 da dita lei ten o carácter de norma básica, segundo a disposición final 2.ª da Lei 33/2003 de tanta cita, en aplicación do artigo 148.1.18.ª da CE.*

A pesar do indicado polo Tribunal Supremo, este apartado segundo do artigo 89.4 do RDPH tamén presenta aspectos sobre os que convén tratarmos. Para iso observaremos primeiramente a súa dición literal:

*Se no dito momento<sup>494</sup>, a Administración hidráulica considerase posible e conveniente a continuidade do aproveitamento, poderá esixir do concesionario a entrega dos bens obxecto de reversión en condicións de explotación tal como prevén os artigos 164.3, 165.3 e 167.3 e 4. Se polo contrario o considerase inviable, ou o seu mantemento resultase contrario ao interese público, poderá esixir a demolición do construído en dominio público de conformidade co artigo 101 da Lei 33/2003, do 3 de novembro, do patrimonio das administracións públicas.*

Este precepto, como se indicou, outórgalle á Administración a potestade de esixirlle ao concesionario a demolición das obras. A raíz diso, cabe preguntarse se esta potestade da Administración é unha potestade discrecional ou se esta está obrigada a usala. Para iso, hai que analizar o artigo en comparación co artigo 101.1 da Lei 33/2003, do patrimonio das administracións públicas. Neste dispónse:

*1. Cando se extinga a concesión, as obras, construcións e instalacións fixas existentes sobre o ben demanial deberán ser demolidas polo titular da concesión ou, por execución subsidiaria, pola Administración a costa do concesionario, a menos que o seu mantemento fose previsto expresamente no título*

---

<sup>494</sup> Ao extinguirse o dereito concesional e producirse a reversión dos bens.

*concesional ou que a autoridade competente para outorgar a concesión así o decida.*

Como se observa, a Lei de patrimonio das administracións públicas xira as tornas. Así, se da lectura da alínea segunda do artigo 89.4 do RDPH semellaba que a demolición sucedería só se a Administración hidráulica o decidía (podendo facelo ou non) aquí mantense unha postura distinta. A Lei de patrimonio das administracións públicas entende que a norma xeral é a demolición das obras, construcións e instalacións fixas realizadas no dominio público, existindo dúas excepcións a esta norma xeral.

A primeira destas excepcións opera se se prevé nos pregos da concesión que non se efectuará a demolición. Esta previsión por si mesma non tería sentido para Administración, xa que simplemente estaría a limitar as súas facultades. En cambio, si que pode posuír certo papel ao negociar as condicións co concesionario ou ao sacar a concurso público o aproveitamento.

A segunda das excepcións que prevé o artigo 101.1 da Lei de patrimonio das administracións públicas é «que a autoridade competente para outorgar a concesión así o decida». Novamente, outórgaselle a potestade á Administración de decidir sobre a demolición. En cambio, neste caso outórgaselle pola vía da excepción. Xa que logo, se a Administración decide que o concesionario non demola as obras debe xustificar cumpridamente as razóns de interese público que sosteñen tal decisión.

Así, para a interpretación da alínea segunda do artigo 89.4 do RDPH hai que ter en conta, tal e como sostén o Tribunal Supremo, que atopa a súa base legal no artigo 101 da Lei de patrimonio das administracións públicas. Por tal razón, cando indica que a Administración hidráulica poderá esixir a demolición débese entender que está obrigada a esixila como norma xeral e só pola vía das excepcións comentadas pode consentir que as obras e instalacións no dominio público se manteñan.

Outra obriga que se lle impón ao concesionario ao extinguirse o seu dereito e reverter os bens, obras e instalacións obxecto de reversión é o de redimir as servidumes que poidan existir en favor de terceiros sobre eses bens, obras e instalacións. Este principio tamén presenta dúas excepcións.



A primeira consiste en que a extinción se producise por mor dunha expropiación forzosa. Nese caso, se o beneficiario da expropiación acepta as servidumes o concesionario xa non se vería obrigado a redimilas.

A segunda excepción prodúcese cando as servidumes fosen impostas no seu día coa aprobación da Administración. Neste suposto, tales servidumes poden ou ben ser respectadas, ou ben ser redimidas pola Administración ou polo novo titular do aproveitamento. Esta regulación resulta lóxica en relación coa reversión dos bens, obras e instalacións libres de cargas. Así, con este precepto o lexislador tamén se amosa contrario a que a concesión manteña vínculos de servidumes que foron establecidos polo concesionario.

Por outra banda, como se indicou previamente, a Administración hidráulica pode considerar conveniente que se continúe co aproveitamento. Nese caso, unha vez levada a cabo a visita do organismo de bacía ás obras e instalacións obxecto da concesión, o Servizo encargado deste organismo de bacía emite un informe sobre as reparacións que considera necesarias nos bens, obras e instalacións que sexan obxecto de reversión. Estas reparacións deben ser realizadas polo concesionario. Ademais, no informe tamén se incluírán as obras relativas ás servidumes que se acaban de comentar. Neste, proponse unha data en que se debe levar a cabo a reversión «de conformidade coas condicións da concesión e as modificacións que puidesen probarse» (artigo 164.3 do RDPH).

O informe do servizo encargado do organismo de bacía aparece ligado a outra das novidades que presentou o Real decreto 1290/2012, tal e como foi a introdución dun novo artigo 165 *bis* no RDPH. Este artigo trata exclusivamente os aproveitamentos hidroeléctricos e non as concesións de augas en xeral, a diferenza dos demais artigos da sección 10.<sup>a</sup>, do capítulo III, do título II do RDPH, relativa á extinción das concesións, en que se atopa. No seu apartado primeiro esixe que o comentado informe do servizo do organismo de bacía inclúa unha proposta razoada sobre o futuro do aproveitamento obxecto de extinción. Tal proposta ten que incluír, entre outros aspectos, recomendacións sobre a continuidade da explotación, a adscrición da titularidade das infraestruturas e

instalacións e recomendacións tamén sobre a xestión ou, de consideralo oportuno, a demolición das infraestruturas e instalacións que deben reverter ao Estado.

**b) A continuación coa explotación:**

En caso de optarse porque se continúe coa explotación do aproveitamento hidroeléctrico, o apartado segundo deste novo artigo 165 *bis* xa prevé que, logo da resolución da extinción –e a oportuna reversión dos bens, obras e instalacións–, tramitarase o correspondente contrato de servizos ou o concurso público de explotación do aproveitamento, para o que nos remite ao artigo 132.2 do RDPH. Neste simplemente se indica que se, de acordo co plan hidrolóxico da demarcación, existise a posibilidade de utilizar con fins hidroeléctricos as presas dos encoros ou as canles que fosen obxecto de reversión, poderíase licitar a través de concurso público a explotación de destes aproveitamentos.

En canto ás fórmulas de explotación futura do aproveitamento, deste artigo 165 *bis* do RDPH obsérvase a existencia de dúas posibilidades distintas, posto que indica que se «tramitará o correspondente contrato de servizos ou o concurso público de explotación do aproveitamento».

Esta diferenciación implica que, en primeiro lugar, exista a posibilidade de explotar o aproveitamento hidroeléctrico a través dun contrato de servizos. Os contratos de servizos aparecen definidos no artigo 17 da Lei 9/2017 de contratos do sector público, e son unha ferramenta xurídica que está pensada para os casos en que a Administración decida que un operador privado xestione o aproveitamento, pero desde unha perspectiva de mantemento e non tanto de explotación.

Un exemplo disto preséntase na Central Hidroeléctrica de Talave (Confederación Hidrográfica do Segura). En 2017 publicouse o concurso público para un contrato de servizos relativo a esta pequena central (5260 kW de potencia nominal segundo os pregos do contrato de servizos). Na memoria do prego de bases do contrato, as tarefas que se solicitaba versaban sobre varias tarefas de mantemento e revisión, pero non se previu a venda de enerxía,

senón que tan só a revisión da facturación por venda de enerxía.

En contraposición a tal forma de explotación, o artigo 165 *bis* do RDPH tamén prevé a posibilidade de sacar a concesión da explotación do aproveitamento novamente a concurso público, o que resulta a forma máis frecuente de explotación. Un exemplo disto, dos moitos existentes, podémolo atopar no caso do concurso para o aproveitamento hidroeléctrico da central de Lugán, no río Porma, municipio de Vegaquemada, León (Confederación Hidrográfica do Douro). Este, realizado en 2018, presenta varias cuestións significativas.

En primeiro lugar, nos antecedentes do caso indícase que a Confederación Hidrográfica do Douro, con data do 20 de agosto de 2012, declarou extinguida esta concesión de que era titular unha sociedade do grupo de empresas de Iberdrola. Ademais, engade que a concesión fóra outorgada pola Real orde do 21 de maio de 1912 e modificada mediante a Real orde do 4 de agosto de 1924, por un prazo de 75 anos. Partindo de tales afirmacións da propia Confederación Hidrográfica, resulta sorprendente que unha concesión que polo seu prazo debía finalizar en 1999 non se declare extinguida até 2012. Este prazo aínda se dilatou máis debido a un procedemento contencioso coa concesionaria que finalizou en 2015. Tras isto, a Administración tardou até o ano 2018 en volver sacar a licitación a concesión, isto é, case 20 despois de cando esta debía extinguirse. Todo isto é representativo dun dos maiores problemas da reversión das concesións, que son os importantes atrasos que sofren.

Por outra banda, as cuestións que se ponderan neste aproveitamento para a obtención da concesión serven de exemplo, xa que se observan condicións similares noutros pregos. Estas son as seguintes:

- Un programa de mantemento e conservación dos bens do aproveitamento. Este valorarase até un máximo de 15 puntos, debendo obterse un mínimo de 8 puntos para poder resultar adxudicatario.

– Un plan de explotación sostible para o aproveitamento hidroeléctrico, cun valor máximo de 25 puntos (é obrigatorio que se obteña un mínimo de 15 puntos). Dentro deste inclúese:

- A máxima utilización da enerxía de posible obtención. Este apartado, valorado en 10 puntos, pondera as melloras e investimentos nos equipos electromecánicos da central que, de forma xustificada, maximicen a súa potencia. Ademais, aquí indícase expresamente que estas melloras non poden implicar unha modificación substancial da obra civil existente.
- A instalación e xestión de sistemas de control e seguimento automático dos volumes captados e verteduras, así como do control automático en todo momento do cumprimento do caudal ecolóxico. A isto outórgaselle 5 puntos.
- Obras para facilitar o tránsito dos peixes polo salto e para evitar a súa entrada ao aproveitamento. Este apartado é valorado cun máximo de 10 puntos.

– A inclusión de obras de mellora do aproveitamento ofertadas polo licitador, valoradas en 15 puntos (e debendo obter un mínimo de 7 puntos para poder ser adxudicatario). Este punto é complementario do anterior, que incluía melloras para aumentar a produción de electricidade. Neste caso os pregos indican que se «inclúen as obras en materia de seguridade, así como calquera outra obra de mellora proposta polo licitador non incluída nos apartados anteriores».

– O prazo da concesión, que se valora cun máximo de 15 puntos. Neste caso chama a atención que os pregos da concesión limitan a súa duración nun máximo de 20 anos, moi afastado do máximo legal de 75 anos que dispoñen o TRLA e o RDPH. Isto débese a que ao non se requirir grandes investimentos no aproveitamento unha duración moi elevada non estaría fundamentada. Ademais, tamén resulta coherente co Plan da Confederación Hidrográfica do Douro vixente naquel momento (o de segundo ciclo), que

establecía prazos de entre 15 e 40 anos para este tipo de aproveitamentos, agás que tivesen un interese estratéxico. En canto á valoración do prazo, os pregos indican que a oferta debe realizarse en anos enteiros e que se puntuará cos 15 puntos a aquela oferta que estableza un menor número de anos, mentres que ás demais restaráselle un punto por cada ano que se desvíen desta primeira oferta.

– Por último, o criterio máis importante de valoración (outórgaselle até un máximo de 30 puntos) é o canon anual ofertado. Aquí a oferta que resulte máis vantaxosa para a Administración por pagar un maior canon recibirá os 30 puntos máximos. O resto de ofertas recibirá unha puntuación que se obterá de reducir a máxima puntuación na mesma porcentaxe en que se desvíen desta oferta máxima.

Por outro lado, tamén se debe xustificar a viabilidade económica da concesión. Para isto, débese presentar un estudo de viabilidade económica-financeira da concesión, onde hai que especificar a utilidade reportada ao concesionario polo uso privativo do dominio público hidráulico, e incluíranse con todo o detalle posible os distintos gastos e ingresos previstos no aproveitamento, tendo en conta os canons e taxas que procedan, así como a amortización das obras e outros investimentos que cumpra efectuar, tanto obrigatorios como voluntarios. Este estudo de viabilidade non é obxecto de puntuación, pero a súa non presentación ou a xustificación insuficiente dentro del implica que o concursante non poderá ser adxudicatario.

Por último, en canto á reversión, os pregos desta concesión non introducen novidades significativas respecto ao analizado.

Ademais destas dúas formas de explotación que inclúe o artigo 165 *bis* do RDPH, atopamos unha terceira nos plans hidrolóxicos intracomunitarios andaluces (o das Bacías Mediterráneas Andaluzas, o de Tinto, Odiel e Piedras; e o de Guadalete e Barbate), así como nos plans hidrográficos do Cantábrico, tanto o oriental como o occidental. Esta terceira forma de explotación é a feita de forma directa pola propia Administración.

Ao respecto nos plans hidrolóxicos andaluces vixentes<sup>495</sup>, que son os de segundo ciclo aprobados polo Real decreto 11/2016, do 8 de xaneiro, establécese no seu artigo 13 unha reserva de tramos de potencial hidroeléctrico a favor dos organismos de bacía da Junta de Andalucía. Ademais, engádese que «o organismo de bacía, en colaboración coas administracións competentes, realizará estudos sobre o potencial enerxético da bacía para a identificación de aproveitamentos, con vistas a lograr a súa máxima utilización. Como resultado destes estudos definiranse os tramos de río que serán obxecto de reserva para aproveitamentos hidroeléctricos. O organismo de bacía executará, ben directamente ou ben concederá a terceiros, as obras e explotación dos aproveitamentos enerxéticos identificados».

No artigo 33.1 destes plans establécese que «o organismo de bacía analizará as posibilidades de aproveitamento hidroeléctrico das canles dos ríos de acordo co anexo 5 e identificará saltos concretos, asignaralles uns condicionantes de explotación e promoverá concursos públicos de proxecto, obra e, no seu caso, explotación ou ben asumiraos directamente».

Estas previsións mantéñense nos proxectos aínda non aprobados definitivamente de plans hidrolóxicos de terceiro ciclo, onde estes artigos teñen o seu correlativo nos artigos 15 e 54, en que novamente se prevé a opción de facer unha licitación ou de que o organismo de bacía faga unha explotación directa, aínda que a regra xeral que se aprecia na práctica é a de licitación a un operador privado.

Pola súa parte, nos plans hidrolóxicos de competencia estatal do ciclo de planificación 2022-2027, aprobados polo Real decreto 35/2023, do 24 de xaneiro, esta forma de explotación inclúese tanto no Plan hidrolóxico do Cantábrico Oriental como do Occidental. Isto establécese nos seus respectivos artigos 24.5 e 38, en que se prevé que o propio organismo de Bacía «poderá aproveitar con fins hidroeléctricos, directa ou indirectamente a través dos seus medios propios ou outros entes do sector público,

---

<sup>495</sup> Trátanse os tres plans como unha unidade debido a que a súa regulación ao respecto é idéntica.

logo do cumprimento do artigo 165 *bis* do RDPH, as infraestruturas hidroeléctricas que revertan ao Estado ao se extinguir as concesións de que son instrumento». Tales previsións incluíanse tamén nunha primeira proposta de proxecto de Plan hidrolóxico da Demarcación Hidrográfica del Ebro. En cambio, esa opción suprimiuse durante a súa tramitación.

Así pois, a normativa actual e a práctica Administrativa indican que unha vez vencen as concesións hidroeléctricas e reverten á Administración, esta pode optar por dous modelos distintos que, en función da bacía, poden ser tres. Un primeiro en que se realiza un contrato de servizos para a xestión dese aproveitamento, que se entende que non sería para a súa explotación xa que, nese caso, estaríamos ante unha nova licitación. Esta nova licitación é o segundo modelo existente. O terceiro modelo, que é a explotación directa por parte da Administración, só se pode empregar nunhas escasas bacías e, até o momento, ten un carácter residual no conxunto da explotación hidroeléctrica, tal e como se observa nos datos dos principais actores do sector amosados no capítulo primeiro.

No resto de bacías onde non se prevé a xestión por parte da Administración, esta tampouco se exclúe expresamente. Por tanto, tendo en conta a escasa regulación existente, enténdese que eses contratos de servizos ou concursos público que prevé o artigo 165 *bis* do RDPH poderán subscribirse con entes tanto privados como públicos.

### **3.5.6. As proposicións de lei 122/000177 e 122/000020 sobre a reversión dos saltos hidroeléctricos do 16 de febreiro de 2018 e o 16 de xullo de 2019**

Unha vez observada a regulación actual da cláusula de reversión no ámbito hidroeléctrico é necesario deterse a analizar os proxectos existentes para cambiala.

As proposicións de lei 122/000177 e 122/000020 sobre a reversión dos saltos hidroeléctricos do 16 de febreiro de 2018 e o 16 de xullo de 2019 respectivamente son, de momento, as única

iniciativas existentes para tratar nunha norma propia esta materia<sup>496</sup>. Estas, que son esencialmente idénticas, foron presentadas polo Grupo Parlamentario Confederal de Unidos Podemos – En Comú Podem – En Marea. Antes de observar o seu contido convén manifestar que se tratan de propostas de lexislaturas anteriores á actual, polo que xa non cabe a súa aprobación, salvo que se presentasen novamente. A pesar diso a súa análise resulta significativa.

Respecto ao texto, en primeiro lugar, débese reparar en que se usa en diversas ocasións o termo «caducidade» para referirse ao vencemento das concesións. Isto, como tamén se precisou xa noutros apartados, é certo que se veu realizando tradicionalmente nalgunha doutrina e xurisprudencia, pero sería conveniente tratar de evitalo para que non aparezan confusións coa caducidade do artigo 168 do RDPH.

No tocante ás motivacións desta proposición de lei, segundo o seu texto, son estas:

- Que parte da riqueza que se xera coa produción hidroeléctrica reverta nas zonas en que se atopa a instalación, que tenden a ser zonas deprimidas de montaña, rurais e inmersas en procesos de despoboamento.
- Corrixir as disfuncións administrativas e combater a falta de dilixencia no procedemento de reversión.
- Reverter ao interese público os beneficios que van a volver ao Estado<sup>497</sup> a través do vencemento das concesións para que xoguen un papel chave na transición enerxética.
- Desenvolver políticas públicas para xestionar os saltos unha vez revertan á Administración. En concreto, indícase a necesidade de crear unha política xeral de ámbito

---

<sup>496</sup> Existe outra proposición de Lei (a 122/000155, do 13 de setembro de 2021) tamén sobre esta materia, pero estaba máis centrada na nova explotación dos aproveitamentos hidroeléctricos que na súa extinción, polo que será tratada no capítulo quinto.

<sup>497</sup> Na proposición de lei vólvese a facer referencia ao Estado en lugar de á administración competente, resucitando a vella polémica enterrada coa Sentenza do Tribunal Constitucional n.º 227/1988, do 29 de novembro. Con todo, é certo que neste caso a norma afecta só ás bacías de competencia estatal.



territorial en relación cos beneficios que se xeran a partir dos recursos hidráulicos.

Ante estas motivacións os obxectivos que pretende esta proposición de lei aparecen definidos na exposición de motivos, apartado segundo, onde se indica:

- Que os expedientes de reversión de saltos hidroeléctricos se tramiten sen atrasos e sen caducidades.
- Que unha vez revertidos os saltos hidroeléctricos, os seus beneficios pasen a ser de titularidade pública con criterios de vertebración territorial, a favor de municipios, comunidades autónomas e comunidades de usuarios da auga.
- Que os saltos hidroeléctricos non sexan utilizados co fin de provocar alzas do prezo da enerxía eléctrica.
- Que os beneficios dos saltos hidroeléctricos se destinen á restitución económica e social dos territorios afectados polas instalacións hidroeléctricas e a outros fins de utilidade pública ou interese social de carácter xeral.
- Que os saltos hidroeléctricos revertidos deban adaptarse aos novos caudais ecolóxicos que fixan os plans hidrolóxicos e cumplan as consignas do operador do sistema para evitar abusos do mercado eléctrico, ao mesmo tempo que permitan unha maior penetración das enerxías renovables non xestionables (solar e eólica, fundamentalmente).

En cambio, estes obxectivos quedan, en gran parte, nunha mera declaración de intencións, xa que as medidas previstas na proposición de lei non os atenden suficientemente. Nesta, en primeiro lugar, introdúcese un artigo 80 *bis* no TRLA. No novo precepto indícase que a declaración de extinción do dereito ao uso privativo das augas se debe suxeitar a un procedemento establecido que até o momento se regulaba no RDPH, polo que con esta modificación pasaría a ter rango de lei. Neste procedemento indícase que:

- A competencia para a tramitación do expediente corresponderá á Administración hidráulica competente, o cal non varía o disposto no artigo 163.2 do RDPH.
- Os expedientes comezaranse de oficio por acordo do órgano competente –ben por propia iniciativa ou como consecuencia de orde superior–, a petición razoada doutros órganos ou por denuncia. Respecto a isto, na regulación actual do RDPH indícase que o expediente se pode iniciar de oficio ou por instancia de parte. É certo, con todo, que no proxecto de modificación do RDPH do 22 de xullo de 2022 que se está tramitando actualmente planéase introducir o termo «denuncia».
- En caso de que o expediente se inicie por finalización do prazo comezarse tres anos antes da conclusión do dito prazo. No resto dos casos –caducidade, expropiación forzosa e renuncia do concesionario–, iniciaranse cando se dean as circunstancias que o determinen. Aquí a variación coa lexislación actual é que neste caso imponse como obriga o comezo do expediente tres anos antes do vencemento do prazo, mentres que no RDPH (artigo 164.1) simplemente se faculta para a Administración para iso («[...] poderán iniciarse tres anos antes [...]»).
- «O prazo para resolver será dun ano e, en todo caso, antes de que finalice o prazo de extinción do dereito. A falta de resolución expresa ao vencemento do prazo, en ningún caso, producirá a caducidade do procedemento». Este apartado debe ser analizado en relación co artigo 21 da Lei 39/2015, onde se regula a obriga de resolver da Administración. Esta é unha preocupación do lexislador baseada nunha problemática certa, xa que existen múltiples casos onde a Administración non dita nunca unha resolución. Isto, como indica VALENCIA VILA<sup>498</sup>, é un escenario inaceptable para o lexislador do procedemento administrativo.

---

<sup>498</sup> VALENCIA VILA, S., «Artigo 21. Obriga de resolver», *Lei 39/2015 comentada por letrados da Xunta de Galicia. Comentarios, anotacións e xurisprudencia sobre a Lei 39/2015, do 1 de outubro, do Procedemento Administrativo Común das Administracións Públicas*, DÍAZ CARBAJO, C., NOVO CASTRO, M. I. e

Neste caso, o artigo 80 *bis* da proposición de lei analizada introdúcese no TRLA en lugar de no RDPH polo que se salva o requisito de rango de lei esixido polo artigo 21.2 da Lei 39/2015 para establecer un prazo maior para resolver. Con base niso, o prazo para resolver neste caso alcanza o ano. Esta esixencia de rango legal foi introducida na antiga Lei 30/1992 pola Lei 4/1999, do 13 de xaneiro. Por mor disto, aprobáronse diversas normas tanto no ámbito estatal como autonómico cuxo contido principal era aprobar unha listaxe de procedementos con prazo superior aos seis meses para ser resoltos. En Galicia, isto introduciuse na Lei 6/2001, do 29 de xuño, que incluía no seu anexo I unha listaxe de procedementos e prazos para resolver os procedementos. Desa listaxe de procedementos pódese concluír que o prazo dun ano que sinala a proposición de lei se trata dun prazo habitual tamén noutras materias.

Máis difícil explicación ten excluír a caducidade para estes procedementos, o que ten difícil encaixe co artigo 25.1 da Lei 39/2015. Neste caso, ao non permitir que opere esa caducidade pode producir que o procedemento se alongue no tempo –xusto o contrario ao que se quería conseguir coa proposición de lei–, xa que a Administración perde un incentivo a resolver dentro do prazo marcado pola lei. Ademais, se este procedemento se alonga o operador privado queda nun limbo xurídico en que descoñece cando se vai producir a resolución. Por iso, sería positivo que a institución da caducidade si operase e se se considerase que o prazo dun ano para resolver o procedemento resulta insuficiente, pódese prever un prazo maior, posto que se observan noutras materias prazos para resolver de tres e até cinco anos.

– «O inicio do expediente comunicárase aos órganos competentes sobre a xestión do patrimonio da administración actuante». Esta previsión resulta lóxica,

---

VALENCIA VILA, S. (coords.), Escola Galega de Administración Pública, Santiago de Compostela, 2017, pp. 140-142.

posto que, de producirse a reversión, estaríase a integrar un novo patrimonio na Administración.

– «O expediente de extinción será informado pola comunidade autónoma e o municipio ou os municipios en cuxo ámbito territorial radiquen a central hidroeléctrica e as demais infraestruturas que formen parte dese sistema de explotación hidroeléctrica». A posibilidade de informar á comunidade autónoma tamén aparece recollida no artigo 163.4 do RDPH, que indica que esta se efectuará ao mesmo tempo que a información pública e que a dita comunidade autónoma ten a posibilidade de manifestar o que considere oportuno nas materias sobre as que é competente. En cambio, a información aos municipios é novidosa, obedecendo aos obxectivos da proposición de lei de que os ditos entes locais contasen cun maior peso nestes procedementos.

A continuación, este novo artigo 80 *bis* do TRLA pasa a abordar directamente a reversión. Sobre isto, indícase, en primeiro lugar, que, se existen bens obxecto de reversión que se atopen en montes de utilidade pública de titularidade municipal, débese tramitar un expediente previo cos concellos afectados co fin de regularizar a titularidade das instalacións conforme á lexislación de montes aplicables. Tras isto, prosegue o artigo, «determinarase a entidade pública que levará a cabo a explotación e outorgaráselle autorización especial para a explotación do aproveitamento hidroeléctrico revertido segundo as condicións de explotación existentes adaptadas ao plan hidrolóxico vixente e fixaranse as condicións económicas inherentes á concesión, entre outras o pagamento de tarifas de uso da auga e canon de regulación, cando procedan, con carácter finalista».

Ao respecto, obsérvase un cambio de paradigma significativo, posto que pasaría a ser obrigatoriamente unha entidade pública a encargada de realizar a explotación da central hidroeléctrica revertida. Até o de agora, aínda que na lexislación nada se dicía ao respecto, as centrais hidroeléctricas estaban xestionadas e explotadas na súa maioría por empresas privadas, estando a opción pública (opción e non obriga) apenas recollida en

escasos plans hidrolóxicos. En cambio, a pesar do cambio de paradigma, a proposta normativa nada detalla sobre o posible funcionamento destes entes públicos encargados de xestionar o recurso.

Ademais do disposto nesta proposición de lei, a xestión das explotacións hidroeléctricas tamén resulta unha reivindicación frecuente de Gobernos autonómicos tales como o de Aragón, que foi até o de agora a Administración máis activa neste campo. Este goberno aragonés, defendeu a súa intención de xestionar as centrais unha vez revertesen con distintos argumentos: reducir o prezo do recibo da luz que pagan os consumidores, destinar parte da enerxía a usos sociais ou conseguir un sistema de xestión máis en consonancia cos obxectivos ambientais da DMA<sup>499</sup>.

Volvendo ao artigo 80 *bis* do TRLA, este prosegue indicando que ao vencemento da concesión o organismo de bacía debe elaborar un informe que inclúa unha avaliación ambiental do posible impacto que tería o desmantelamento da presa e as súas instalacións anexas. O artigo impón esta obriga con carácter previo a decidir se continuar ou non co aproveitamento, polo que tal informe debe ser redactado con independencia de que se decida desmantelar a presa ou non. Así, en caso de que se decida non continuar coa explotación, en función das consecuencias ambientais que se indiquen no informe, decidírase se desmantelar a presa ou non, recaendo o custo do desmantelamento no que era até aquel momento o concesionario. Tal precisión normativa móstrase acorde co disposto no artigo 89.4 do RDPH, onde se indica que a Administración hidráulica pódelle esixir ao concesionario a demolición das obras construídas en dominio público en caso de considerar inviable continuar coa explotación. Ademais, prosegue a Proposición de lei, tal desmantelamento será coas condicións ambientais que determine o órgano competente en medio ambiente.

---

<sup>499</sup> BAEZA SANZ, D., VAQUERO, L. e IRANZO JIMÉNEZ, E., «La caducidad de concesiones hidroeléctricas como oportunidad para mejorar la gestión de los ríos», *Retos de la planificación y gestión del agua en España. Informe 2018*, LA ROCA, F. e MARTÍNEZ, J. (coords.), Observatorio das Políticas da Auga, Zaragoza, 2018, p. 81.

Outra importante novidade que se incluíria con este artigo 80 *bis* do TRLA atoparíase na duración das concesións. Este indica que as novas concesións serán «por un período máximo de catro anos, en caso de que se outorgue unha concesión de servizo; ou dun máximo de 20 anos para concesións de obra. En todo caso, o período da concesión nunca poderá superar o período de amortización da obra. Excepcionalmente e de forma debidamente xustificada, poderase alongar o prazo da concesión de obra máis alá dos 20 anos, sempre que resulte imprescindible para a viabilidade da obra».

Esta disposición debe ser valorada positivamente posto que responde a un problema existente nas concesións hidroeléctricas. Estas foron outorgadas cun límite de 75 anos de duración, que en moitas ocasións se tomou na súa totalidade ou preto dela. Isto atopaba a súa lóxica no feito de que para explotar esas centrais hidroeléctricas había que construír as presas, en ocasións desaloxando pobos enteiros para iso, e o investimento necesario era moi elevado. Xa que logo, o período necesario para amortizar ese investimento resultaba lóxico que fose tamén elevado (sen entrar en cuestións de se ao longo da vida útil das centrais estas foron sobradamente amortizadas ou non).

En cambio, após reverter as concesións, o novo adxudicatario non vai ter que facer fronte a un investimento desas características e, no peor dos casos, simplemente deberá modernizar as instalacións, posto que, recordemos, é unha obriga do anterior concesionario o entregar en estado de funcionamento as instalacións á Administración. Ademais, tamén resulta positivo que se introducise a posibilidade de aumentar este período no caso de que se realicen melloras útiles na instalación, posto que o contrario implicaría a inexistencia de incentivos á innovación, coa consecuencia lóxica de que os concesionarios –aínda que fosen entes públicos– rexeitasen realizar calquera investimento, xa que non o recuperarían. Estas previsións están de acordo co observado no capítulo segundo para os plans hidrolóxicos do Miño-Sil e do Douro, nos que, recordemos, se limitaba o prazo das concesións a 20 anos no primeiro caso e entre 15 e 25 anos no segundo, pero en

ambos os casos con posibilidade de ampliarse de existiren razóns de interese público suficientes.

Por último, o novo artigo 80 *bis* do TRLA proposto finaliza indicando que os pregos das concesións conterán as obrigas das centrais hidráulicas para cos obxectivos de descarbonización e coas consignas do operador do sistema a fin para fomentar a integración das enerxías renovables non xestionables no *mix* eléctrico. Esta previsión, foi recollida posteriormente no artigo 7 da LCCTE.

Tras isto, a proposición de lei introduce no TRLA unha disposición adicional décimo sexta titulada «Cesión ou traspaso de aproveitamentos social hidroeléctricos pola Administración do Estado para fins de utilidade pública e interese social». Esta disposición adicional aparece dividida en catro puntos.

O punto primeiro resulta insiste en aspectos regulados no novo artigo 80 *bis* do TRLA que prevé esta proposición de lei. Así, indica que nos expedientes de reversión tramitados pola Administración hidráulica estatal, o Ministerio de Facenda, por proposta do director xeral de Patrimonio, autorizará a cesión gratuíta dos aproveitamentos hidroeléctricos revertidos á Administración a favor dunha entidade pública para cumprir fins de utilidade pública ou interese social, entre os que se inclúen os servizos de regulación e integración no sistema eléctrico da produción eléctrica renovable non xestionables. Este apartado primeiro tamén menciona que «a cesión do aproveitamento hidroeléctrico comprenderá a central e as demais instalacións do salto hidroeléctrico que sexan obxecto da reversión». Ademais, inclúe as indicadas precisións sobre os montes de utilidade pública de titularidade municipal nuns termos case idénticos aos do artigo 80 *bis* do TRLA previsto.

Pola súa parte, o apartado segundo trata sobre as centrais minihidráulicas (potencia que non exceda de 5000 kVA). Nestas indícase que a cesión se autorizará logo de informe da comunidade autónoma e realizarase a favor da Administración municipal, comarcal ou provincial do ámbito territorial en que radique a central hidroeléctrica e se considere máis axeitada para impulsar a restitución económica e social do territorio afectado pola instalación. Isto resulta coherente co obxectivo fixado na

exposición de motivos de que parte da riqueza que se xera coa produción hidroeléctrica reverta nas zonas en que se atopa a instalación, complementándose co disposto para as demais centrais. Neste caso indícase que a cesión ou traspaso do aproveitamento hidroeléctrico autorizarase a favor da comunidade autónoma competente, condicionando isto a que unha porcentaxe dos rendementos da explotación se destinen á restitución económica do terreo afectado pola instalación hidroeléctrica e o resto a outros fins de utilidade pública ou interese social de carácter xeral. Sobre isto, hai que facer unha precisión que moitas veces se pasa por alto ao analizar este tipo de industria, que non é outra que, en función das súas dimensións, a instalación dunha central hidroeléctrica pode afectar a toda a bacía hidrográfica e non só ao termo municipal en que radica a propia central. Por iso, os rendementos da central deberían revertir tamén neses outros municipios.

Mentres, o apartado terceiro desta nova disposición adicional indica que no caso de centrais situadas en «canles e balsas de regulación, dentro de sistemas hidráulicos en que prevalece o principio de unidade de xestión, cederanse a favor da entidade pública que os xestione, que deberán destinar os beneficios de explotación integramente á mellora dos ditos sistemas».

Por último, o apartado cuarto recolle unha cláusula aberta consistente en que o Ministerio de Facenda concrete as condicións da cesión para garantir o cumprimento dos fins indicados, que deberán ser incorporados á resolución da reversión ditada. Ademais, engade que os contratos con empresas privadas para a xestión técnica dos saltos revertidos se someterán á lexislación de contratos do sector público. Así pois, con esta última previsión semella que se quere dar acollida á posibilidade de que, dentro dunha explotación feita por un ente público, se encargue da xestión técnica un ente privado. Ademais, tamén se lle outorga explicitamente á concesión un carácter contractual, mostrándose a favor da tese contractualista ou bilateral explicada con anterioridade.

A continuación, a proposición de lei engade unha nova disposición adicional no TRLA. Neste caso é a disposición adicional decimo sétima, a través da cal se varía o artigo 82.1.a) do



texto refundido da Lei reguladora das facendas locais para evitar que o Estado, as comunidades autónomas e as entidades locais estean exentas do imposto sobre actividades económicas correspondente na explotación das instalacións hidroeléctricas. Eliminando estas vantaxes para a explotación pública das centrais trátase de evitar que se produzan axudas de estado ilegais. En cambio, para isto, o camiño máis axeitado, como analizaremos máis adiante, é constituír un ente público empresarial en vez de realizar a explotación directamente polo Estado, comunidade autónoma ou corporación local.

A última disposición adicional ao TRLA que se inclúe á proposición de lei sobre a reversión dos saltos hidroeléctricos é a décimo octava, relativa á prohibición para ser titular de novas concesións en caso de incumprir a obriga de retirar ou demoler as instalacións construídas no dominio público hidráulico. Esta previsión afecta tamén ao resto de empresas dun grupo de empresas. En cambio, non fixa o prazo de duración da prohibición para poder volver a ser titular de novas concesións.

O derradeiro precepto que resulta interesante analizar da proposición de lei é o relativo á disposición derogatoria única. Neste indícase, como é habitual, que «quedan derogadas cantas disposicións de igual ou inferior rango se opoñan, contradigan ou resulten incompatibles co disposto nesta lei», pero, ademais, tamén se derroga expresamente o apartado segundo do artigo 165 *bis* do RDPH. Isto resulta coherente coa nova forma de adxudicación das centrais hidroeléctricas que se propón, xa que nese artigo, recordemos, indicábase que a nova explotación das centrais hidroeléctricas o sería a través dun contrato de servizos ou o concurso público de explotación do aproveitamento.

Así pois, concluindo a análise desta proposición de lei débese indicar que resultaba novidosa en moitos aspectos e se xulgou positiva, dado que significa que desde o poder lexislativo se está empezando a pensar nos problemas existentes no sector.

En cambio, si que procede mostrarse máis críticos co como está elaborada esta proposición de lei, con base nas diversas precisións que se fixéron ao longo deste apartado, as que se debe engadir que o novidoso artigo 80 *bis* do TRLA trata aspectos

disparés e ten unha gran lonxitude, polo que conviría separalo en distintos artigos en que non se presentasen saltos de temática tan bruscos.

### **3.6. Conclusión: necesidade dunha reforma lexislativa**

Ao longo deste apartado fíxose referencia ao concepto de dominio público e, dentro deste, ao dominio público hidráulico, para seguidamente tratar as concesións hidroeléctricas e á súa reversión á Administración. Logo de facer ese estudo e chegar a este punto compartimos a reflexión que BRUFAO CURIEL realizaba ao tratar o caso das lagoas de Ruidera. Este autor indicaba que «sobre o demanio escribiuse moito acerca da súa diferenciación respecto dos bens públicos en xeral, se se trata dun réxime especial de propiedade ou de intervención, cales son as facultades do titular e como se articula o réxime do seu uso polos concesionarios.

Do que menos se falou é do tradicional abandono destes bens por parte dun afastado e pouco celoso titular. Por outra parte, apenas se discute o extraordinario poder dos concesionarios, dos que a captura do regulador é a pedra angular da explotación económica duns bens que, sobre todo no caso das augas continentais, o litoral e os xacementos mineiros, converten a titularidade pública e o interese xeral a que esta representa nun recordo apenas perceptible»<sup>500</sup>.

Algo así sucede coas concesións hidroeléctricas e a súa reversión á Administración. Un bo exemplo disto é a comentada concesión do aproveitamento hidroeléctrico da central de Lugán. Esta, a pesar de que debería finalizar en 1999, non foi até o ano 2012 que se declarou extinguida. Ademais, esta declaración de extinción implicou un contencioso coa concesionaria que non finalizou até 2015. Despois, a Administración tardou outros tres anos en volver a sacar a licitación o aproveitamento, sucedendo isto en 2018. Isto é, nunha concesión de 75 anos tardouse case 20 anos –unha cuarta parte do tempo de duración da dita concesión– en tramitar a reversión e a nova licitación.

---

<sup>500</sup> BRUFAO CURIEL, P., «Efectos demaniales, registrales y ambientales de la recuperación del dominio público hidráulico: el caso de las Lagunas de Ruidera», *Revista de Administración Pública*, n.º 183, 2010, pp. 235-246.

Os grandes problemas que se observan na reversión dos aproveitamentos hidroeléctricos pódense resumir do seguinte xeito:

#### **a) Escasa regulación**

Como se expuxo, o TRLA apenas aborda a problemática da reversión das concesións. Pola súa parte, o RDPH, malia lle dedicar máis preceptos en comparación co TRLA, tampouco se pode afirmar que realice unha regulación exhaustiva e en profundidade. Ademais, trata en conxunto a reversión para todo tipo de concesións, dedicándolle aos aproveitamentos hidroeléctricos en exclusiva tan só os artigos 165 *bis* e 132. En canto aos plans hidrolóxicos de cada bacía, estes introducen algúns preceptos, pero non se trata dunha regulación sistemática.

Estas carencias de regulación xa xustifican por si mesmas a necesidade dunha nova norma que as resolverse, pero é que, ademais, o sector hidroeléctrico representa aproximadamente o 20 % da capacidade instalada de produción de enerxía. Ademais, dado que co estado actual da tecnoloxía non resulta posible acumular enerxía eléctrica en grandes cantidades, os encoros son unha boa forma de afrontar o dito problema, xa que acumulan gran cantidade de enerxía que, en caso de picos de demanda no sistema, se pode transformar rapidamente en enerxía eléctrica para empregala. Así pois, a capital importancia deste recurso resulta evidente, polo que sería máis que conveniente unha súa correcta regulación. Iso inclúe, loxicamente, a regulación sobre a reversión dos aproveitamentos hidroeléctricos e as centrais reversibles ou de bombeo que se espera que incrementen notablemente nesta década. De feito, o PNIEC, consciente disto, no seu apartado 3 de «Políticas e medidas», indica que se debe crear un procedemento específico para regular a finalización das concesións hidroeléctricas e a súa nova xestión.

Nesta norma deberíanse incluír os seguintes aspectos:

- Un procedemento específico para a reversión dos aproveitamentos en que se propoñan solucións eficientes para os problemas aquí sinalados. Especialmente aqueles relativos aos atrasos na xestión dos expedientes de extinción e reversión.

- Aclarar cales son os bens suxeitos a reversión. Isto é, darlle carácter normativo á doutrina exposta do Tribunal Supremo acerca de que os únicos bens fóra do dominio público que poden estar suxeitos a reversión son os que se establezan nos pregos da concesión<sup>501</sup>.
- Fixar con precisión en que termos se continuará a explotación do aproveitamento hidroeléctrico<sup>502</sup> ou se se desmantelará en caso de non considerar viable a súa continuidade, atendendo aquí especialmente a cuestións medioambientais. Sobre a nova explotación do aproveitamento volverase no capítulo quinto.
- Limitar a discrecionalidade da Administración en canto ao prazo polo que se outorgan as concesións, posto que en aproveitamentos en que as presas e o resto de obra civil xa se atopan construídas e a maquinaria adquirida non se xustifica un prazo de 75 anos de duración ou próximo a eles. Unha boa opción sería establecer franxas de prazos segundo as características concretas do aproveitamento, dentro das cales á Administración pode tomar a súa decisión. Ao respecto, resulta salientable como nalgúns plans hidrolóxicos estas previsións xa están recollidas, pero noutros nada se indica. Como exemplo disto, nos plans hidrolóxicos que afectan ao territorio de Galicia observouse como estas previsións se contiñan no do Miño-Sil e no do Douro, pero que nada se indicaba no de Galicia-Costa e no do Cantábrico Occidental, onde o prazo segue a ser o xenérico de 75 anos. Este tipo de diferenzas non atopa xustificación xurídica.
- Establecer as funcións e competencias das distintas administracións no tocante a estes aproveitamentos,

---

<sup>501</sup> O lexislador tamén se pode decantar por calquera outra opción. Aquí simplemente se detallou a solución actual, pero existen outras alternativas.

<sup>502</sup> As diferentes posibilidades que pode incluír a norma son xa unha decisión de política económica que o lexislador debe ponderar segundo as súas preferencias, pero deben ser fixadas con precisión para favorecer a seguridade xurídica.

incluíndo o papel que deben xogar os municipios<sup>503</sup>. Estes, até o de agora desenvolveron un papel esencialmente pasivo, vendo como no seu territorio se instalaban elementos cunha moi importante incidencia ambiental e, en moitas ocasións, social, pero que, máis alá do pagamento de certos impostos, tales como o de actividades económicas, non presenta rendementos para o municipio. Sobre isto afondarase no capítulo quinto, en que se estudará a posibilidade de distintas formas de xestión que impliquen o municipio. Tal mecanismo resulta especialmente interesante naquelas centrais hidroeléctricas que non teñen unha relevancia elevada para o sistema eléctrico, que si xustifica unha xestión supramunicipal.

#### **b) Atraso na recuperación das concesións revertidas**

No asunto relativo á reversión das concesións hidroeléctricas un dos maiores problemas é o atraso existente na xestión da dita reversión. Antes comentábase o paradigmático caso da central hidroeléctrica de Lugán, en que entre a data en que debía producirse a reversión e a data da nova licitación da concesión pasaron case 20 anos. En cambio, este non é un caso illado, senón que resulta relativamente frecuente que as reversións que se están a producir manteñan un atraso considerable. Así, por exemplo, a central de Lafortunada Cinqüeta debía reverter en 2007 e o expediente (nomeado como 2016-EXT-3) non foi iniciado até 2016. Mentres, no caso do aproveitamento da central hidroeléctrica El Pelgo, situada no río Burbia, no termo municipal de Toral de los Vados-Villadecanes (León), a concesión comezouse mediante a acta de posta en servizo do día 1 de setembro de 1925, e non foi até o 16 de xaneiro de 2014 que se iniciou o expediente de extinción<sup>504</sup>.

---

<sup>503</sup> Ao respecto xa se indicou que moitos municipios, en especial na zona de Aragón, levan anos solicitando un maior protagonismo respecto aos aproveitamentos hidroeléctricos situados dentro do seu territorio.

<sup>504</sup> A pesar de que o prazo finalizaba no ano 2000, no estudo sobre a viabilidade económica da continuidade do aproveitamento que se realizou por encarga da Confederación Hidrográfica do Miño-Sil, territorialmente competente neste caso, indicábase: «data de caducidade da concesión: 1 de abril de 2016 (de acordo co

Outro caso deste estilo, aínda que menos clamoroso, é o do aproveitamento hidroeléctrico de Enviande, no río Rego de Ponte de Enviande, no municipio de Chantada (Lugo). Neste, a concesión outorgouse o 14 de maio de 1990 por un prazo de 25 anos. A pesar diso, o expediente de extinción non se iniciou até o 28 de outubro de 2016.

Tal lentitude na xestión dos recursos hidroeléctricos tamén resulta se observa noutras formas de extinción da concesión, tal e como é o caso da extinción por caducidade. Un exemplo disto pódese observar na central hidroeléctrica situada na presa de Vilasouto, no río Mao, no termo municipal do Incio (Lugo). Con respecto a esta, a Confederación Hidrográfica do Miño-Sil encargou un informe sobre a posible viabilidade de tal aproveitamento hidroeléctrico onde se expuxo:

*Ao obxecto de aproveitar con fins hidroeléctricos a presa do encoro de Vilasouto, con data do 19 de xuño de 1995, a Confederación Hidrográfica do Norte aprobou o prego de bases para o concurso da concesión e explotación do citado aproveitamento hidroeléctrico do pé de presa, que se resolveu con data do 5 de febreiro de 1996, a favor da sociedade Elecdey, SL e aprobándose o anteproxecto presentado ao concurso pola dita entidade.*

*Posteriormente, con data do 6 de xullo de 1998, outorgouse, á citada sociedade, concesión para aproveitar 3100 l/s de augas do río Mao, con destino á produción de enerxía eléctrica, fixándose un prazo de 6 meses para iniciar as obras correspondentes e de 1 ano para a súa finalización.*

*Non obstante, e tras diversas prórrogas do prazo inicialmente concedido para executar as obras asociadas ao aproveitamento da central de pé de presa de Vilasouto, nunca chegaron a executarse, e por tanto, nunca existiu ningunha captación, nin derivación das augas concedida.*

*En consecuencia co anterior, e logo de realizar os trámites de procedemento necesarios, con data do 9 de maio de 2016, a*

---

indicado no Informe do Servizo de Xestión de Usuarios e Apoio Administrativo con data do 15/11/2016)».

*Confederación Hidrográfica do Miño-Sil procedeu a declarar a extinción do dereito relativo ao aproveitamento hidroeléctrico de .100 l/s de auga do río Mao, concedido á empresa Elecdey, SL e ordenar a cancelación, no Rexistro de Augas, da inscrición n.º 8405, Sección «A», Tomo 0081, Folla 045.*

Esta problemática do incumprimento dos prazos é unha das que máis críticas recibiu. Ao respecto, como medidas que poden axudar a mellorar o problema, débense citar:

- Converter en obrigatoria a potestade do artigo 164.1 do RDPH consistente en iniciar tres anos antes da finalización do prazo os expedientes de extinción da concesión, nos casos en que sexa por transcurso do prazo.
- Fixar prazos máis axustados á realidade do procedemento para evitar a súa caducidade, xa que, eliminar esta caducidade podería resultar contraproducente, posto é un incentivo para que a Administración resolva os expedientes no tempo que marca a lei.
- Publicar de xeito obrigatorio datos das concesións relativos a datas de outorgamento, duración e vencemento, e incluso os datos económicos da explotación. Isto permitiría unha sorte de auditoría pública efectuada pola cidadanía, moitas veces a través de asociacións e partidos políticos. A publicación de tales datos, para unha maior efectividade, sería conveniente que se realizase a través de medios electrónicos de fácil consulta, tal como podería ser a páxina web das distintas confederacións hidrográficas.
- Facer recaer parte da responsabilidade da reversión en mans do concesionario. Isto é, que o concesionario quede legalmente obrigado a solicitar a iniciación do expediente de reversión. En cambio, esta obriga por si mesma non resultaría máis que un brinde ao sol se non se inclúe ningunha consecuencia gravosa polo seu incumprimento. Neste aspecto existen varias posibilidades, tal e como poden ser sancións pecuniarias, unha fianza de que a devolución

quede vinculada ao cumprimento<sup>505</sup> disto ou que, en caso de non cumprir coa súa obriga, se lle impoña ao concesionario unha prohibición temporal para contratar no ámbito hidroeléctrico<sup>506</sup>.

– Introducir sancións –que poden ser tanto pecuniarias como prohibicións temporais para contratar– en caso de que se acredite que o concesionario atrasou dolosa ou culposamente a reversión do aproveitamento. Isto mesmo tamén pode ser aplicado para os supostos en que o concesionario permite que a concesión caduque sen tratar de acudir á renuncia voluntaria regulada no artigo 167 do RDPH.

### **c) Inexistencia de mecanismos de control efectivos sobre os concesionarios**

Por outra parte, como se incidiu ao inicio deste apartado citando ao profesor BRUFAO CURIEL, neste tipo de concesións de dominio público adoita ser habitual que o concesionario poida chegar a posuír un importante poder respecto da concesión. Isto tende a incrementarse canto máis importante sexa a concesión ou maior número de aproveitamentos xestione o concesionario, posto que maiores consecuencias ten no ámbito estatal calquera xestión que se realice. Ademais, no ámbito hidroeléctrico tamén resulta frecuente que as concesións, unha vez outorgadas, caen no esquecemento para a Administración. Boa mostra diso atópase nos atrasos existentes para recuperalas.

Se tras a reversión da concesión a Administración segue querendo apostar por que un operador privado se encargue da explotación, resultaría conveniente que se valorasen algunhas opcións para limitar o poder dos concesionarios. Así, por exemplo, resultaría positivo que a administración competente realizase

---

<sup>505</sup> Esta hipótese antóllase como a menos recomendable, posto que incrementaría o custo da concesión, reducindo así a eficiencia da explotación do aproveitamento.

<sup>506</sup> A prohibición para contratar débesele impor tanto á empresa concesionaria como á súa matriz, en caso de existir, xa que de non realizalo así sería unha penalización facilmente eludible creando unha sociedade filial para a explotación de cada aproveitamento en concreto.



auditorías do aproveitamento cada certo tempo e se fixasen obxectivos cun horizonte temporal coincidente coas ditas auditorías, así como as consecuencias que procedan en caso de incumprir estes obxectivos.

Ademais, tamén se debe traballar en evitar a captura do regulador. Nese aspecto pódese optar por dividir en lotes, na medida do posible, os contratos de xestión dos aproveitamentos que se liciten –o cal, ademais, aparece previsto no artigo 99.3 da Lei 9/2017 de contratos do sector público, aínda que non resulta unha norma de aplicación– e, nas novas concesións que se realicen, reducir os prazos de duración no posible. A maiores, tamén se deben dispor previsións de carácter sancionador en caso de existir incumprimentos. Isto, moitas veces xa se está prevendo nos pregos do contrato ou da concesión, pero tal e como se verá no capítulo quinto, a súa configuración en ocasións implica que ao contratista lle resulte rendible incumprir e pagar a sanción.

Todo isto impulsa a necesidade de introducir unha normativa que complemente nalgúns puntos e varíe noutros á regulación actual, así como cubrir as indeterminacións existentes. Ademais, como se expoñerá no capítulo quinto, a necesidade de legislar respecto aos aproveitamentos hidroeléctricos abre a porta a posibles formas de xestión que até o momento non resultaban posibles.



## CAPÍTULO IV. A explotación da enerxía hidroeléctrica no ámbito europeo e internacional

### 4.1. Os principais países produtores de enerxía con fontes hidroeléctricas

Ao longo deste estudo observouse que en España a enerxía hidroeléctrica é un importante recurso que, malia non ocupar o primeiro lugar dentro da xeración eléctrica, si ten un posto relevante, ademais da súa importancia dentro do sistema como forma de almacenamento de enerxía en grandes cantidades. Dentro do ámbito europeo<sup>507</sup>, segundo datos da International Hydropower Association, España ocupa a cuarta praza na clasificación de países con máis potencia instalada. Os datos dos países europeos ao respecto (incluíndo as centrais por bombeo), pódense observar na seguinte táboa:

Figura 21. Potencia hidroeléctrica instalada por países en Europa (2020)

País	Potencia instalada en 2020 (MW)
Noruega	32.995
Francia	25.508
Italia	22.593
<b>España</b>	<b>20.409</b>
Suíza	16.881
Suecia	16.478
Austria	14.597
Alemaña	11.022
Portugal	7.193

---

<sup>507</sup> A International Hydropower Association clasifica dentro da hidroeléctrica europea a Turquía. Pese a iso, debido á súa localización xeográfica e á súa tradición xurídica e político-económica non a consideraremos dentro do continente para os efectos do estudo.

Romanía	6.313
Ucráina	6.229
Gran Bretaña	4.712
Grecia	3.400
Finlandia	3.263
Bulgaria	3.129
Serbia	3.123
Eslovaquia	2.522
Bosnia e Hercegovina	2.513
Albania	2.390
Polonia	2.385
República Checa	2.268
Croacia	2.141
Islandia	2.086
Letonia	1.576
Eslovenia	1.524
Bélxica	1.427
Luxemburgo	1.330
Lituania	1.016
Macedonia	674
Montenegro	658
Irlanda	529
Bielorrusia	97
Kosovo	92
Grenlandia	91
Moldavia	76
Hungría	56
Andorra	45
Illas Feroe	39
Países Baixos	38
Liechtenstein	35

Dinamarca <sup>508</sup>	9
Estonia	8

Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION<sup>509</sup>

Pola súa parte, no ámbito internacional, como semella lóxico polo tamaño do país, a potencia instalada en España atópase lonxe da de estados como a China, o Brasil ou os Estados Unidos. Aínda así, en 2020, España era o 12.º país con maior potencia hidroeléctrica instalada, contando con algo máis de 20 GW dos 1330 GW de potencia instalada no ámbito mundial. A clasificación dos 15 primeiros países con maior potencia instalada pódese apreciar na seguinte táboa:

Figura 22. Potencia hidroeléctrica instalada por países (2020)

País	Capacidade instalada en 2020 (MW)
China	370.160
Brasil	109.271
EUA	102.000
Canadá	82.000
India	50.549
Xapón	50.016
Rusia	49.912
Noruega	32.995
Turquía	30.984
Francia	25.508
Italia	22.593

<sup>508</sup> Grenlandia e as Illas Feroe tamén pertencen a Dinamarca, pero son considerados territorios autónomos.

<sup>509</sup> INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION, «2021 Hydropower Status Report Sector trends and insights», 2021, en liña, [https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/60c37321987070812596e26a\\_IHA20212405-status-report-02\\_LR.pdf](https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/60c37321987070812596e26a_IHA20212405-status-report-02_LR.pdf), [data de consulta 10 de agosto de 2021], p. 31.

<b>España</b>	<b>20.409</b>
Vietnam	17.111
Suíza	16.881
Suecia	16.478

*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION<sup>510</sup>*

Partindo destes datos resulta obrigado analizar o réxime existente para a explotación da enerxía hidroeléctrica nos países onde ten un maior peso, tanto no ámbito europeo como internacional. Deste xeito, nas seguintes páxinas estudaranse a composición do sector e normativa nos países europeos que na táboa se atopan entre Noruega e Portugal, incluíndo ambos, e coa lóxica excepción de España por ser obxecto de estudo separado. Pola súa parte, no ámbito internacional, abordarase o réxime existente no sector nos catro países con maior potencia instalada, é dicir, a China, o Brasil, os Estados Unidos e o Canadá.

O interese no estudo dos distintos réximes de explotación permitirá levar a cabo unha comparativa co sistema español para os efectos de poder propor formas distintas de explotación do recurso ou variacións no modelo actual.

## **4.2. Noruega**

### **4.2.1. O sector eléctrico no país**

Se algún país en Europa se destaca especialmente pola enerxía hidroeléctrica ese é sen dúbida Noruega. Esta enerxía ten no país un importante peso tanto en termos absolutos (con case 33 GW é a nación europea con máis potencia instalada) como en relativos, posto que é a súa principal fonte de xeración eléctrica. A importancia da hidroeléctrica dentro do *mix* enerxético noruegués é fundamental, xa que non só é a principal fonte de xeración de enerxía eléctrica, senón que o país produce case a totalidade da electricidade con este tipo de enerxía. Isto é especialmente visual se observamos os datos de produción de electricidade a partir de fontes

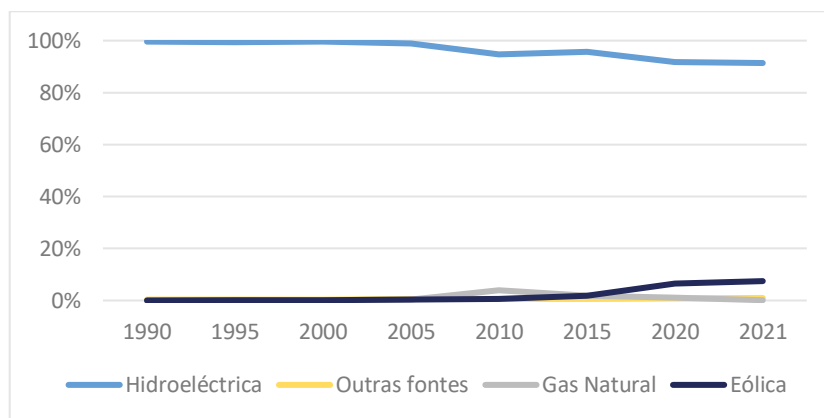
---

<sup>510</sup> INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION, «2021 Hydropower Status Report Sector trends and insights», *op. cit.*, pp. 7, 23, 27, 31, 39 e 43.

hidroeléctricas sobre a porcentaxe total de produción de electricidade. Na serie de datos recollida polo Banco Mundial<sup>511</sup> (de 1960 a 2015) esta porcentaxe moveuse en valores superiores ao 99 %

—aínda que sen chegar nunca ao 100 %—, a excepción dos últimos anos, en que baixou levemente; o mínimo é do ano 2010, cun 94,735 %. Desde 2015, data en que remata a serie de datos fornecida polo Banco Mundial, a dependencia do sector hidroeléctrico no país reduciuse, pero en moi pouca medida, como así se reflicte nos datos que ofrece a International Energy Agency, onde apenas se aprecia un leve aumento da relevancia da enerxía eólica, que se situou como a segunda fonte de produción do país, pero aínda moi lonxe da relevancia da enerxía hidráulica, a través da cal se produce o 93,38 % da enerxía eléctrica do país no ano 2021. Así, a xeración de enerxía eléctrica segundo a fonte desde 1990 a actualidade pódese resumir na seguinte gráfica:

*Figura 23. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Noruega)*



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY<sup>512</sup>*

<sup>511</sup> Esta serie de datos pódese atopar en liña no enderezo web: [https://datos.bancomundial.org/indicador/eg.elc.hyro.zs?locations=NO&name\\_desc=false](https://datos.bancomundial.org/indicador/eg.elc.hyro.zs?locations=NO&name_desc=false) [consulta 10 de agosto de 2021].

<sup>512</sup> Os datos da International Energy Agency que se utilizan en diversas gráficas neste apartado pódense atopar en liña na súa web: <https://www.iea.org/> [consulta 3 de abril de 2023].

#### 4.2.2. Regulación hidroeléctrica

A regulación existente no sector ten como normas fundamentais as seguintes:

- Lei n.º 16, de 14 de decembro de 1917, relativa á adquisición de saltos de auga, minas e outros bens inmoebles (Lei de licenzas industriais).
- Lei n.º 17, de 14 de decembro de 1917, relativa á regulamentación dos cursos de auga.
- Lei n.º 50, de 29 de xuño de 1990, sobre a xeración, conversión, transmisión, comercio, distribución e uso da enerxía (Lei de enerxía).
- Lei n.º 945, de 4 de decembro de 1990, relativa ao axuste dos dereitos de licenza, a compensación anual e os fondos, de conformidade coa lexislación sobre recursos hídricos.
- Lei n.º 82, de 24 de novembro de 2000, sobre os sistemas fluviais e as augas subterráneas (Lei de recursos hídricos).

Na Lei de licenzas industriais de Noruega establécese que son as empresas públicas as que, con carácter xeral, poden adquirir licenzas hidroeléctricas. Así, no artigo 4<sup>513</sup> desta norma dispónse:

*As empresas organizadas de conformidade coa Lei de empresas de propiedade estatal, os municipios e condados noruegueses poden, cando o interese público non pese na súa contra, obter unha licenza para adquirir dereitos de propiedade, de uso ou de disposición a longo prazo dos saltos de auga<sup>514</sup> de conformidade con outras condicións estipuladas polo Rei. O mesmo se aplica ás sociedades de responsabilidade limitada, ás sociedades anónimas, ás sociedades cooperativas ou outras asociacións en que polo menos dous terzos do capital e os votos estean en mans de empresas organizadas de conformidade coa Lei de empresas*

---

<sup>513</sup> A tradución de toda a normativa de Noruega aquí estudada é propia a partir da tradución ao inglés realizada pola Universidade de Oslo e que pode atoparse en liña en: <https://app.uio.no/ub/ujur/oversatte-lover/cgi-bin/sok.cgi?type=LOV> [consulta 12 de agosto de 2021].

<sup>514</sup> A referencia aos saltos de auga na normativa aparece moi ligada á enerxía hidroeléctrica.



*estatais ou de un ou máis municipios ou condados, sempre que o salto de auga en cuestión se utilice principalmente para fornecer electricidade ao público en xeral. [...]*

*No caso de que a adquisición se refira a un salto de auga que, cando se aproveite, poida esperarse que produza máis de 20.000 cabalos de forza naturais, ou se existe un conflito de intereses vitais, o asunto presentarase ao Storting<sup>515</sup> antes de que se conceda unha licenza, salvo que o Ministerio o considere innecesario.*

*A licenza poderá concederse por un período indefinido.*

Na lexislación do país enténdese como empresas públicas aquelas en que as entidades públicas norueguesas controlan directa ou indirectamente polo menos dous terzos das accións e o capital, e que están organizadas de tal maneira que existe unha verdadeira propiedade pública. Deste xeito, a enerxía hidroeléctrica do país é sobre todo de propiedade pública, o que é así practicamente desde o comezo da explotación deste tipo de recurso<sup>516</sup> (a citada Lei de licenzas industriais ten máis dun século de historia), aínda que as principais centrais hidroeléctricas do país construíronse entre 1950 e 1970<sup>517</sup>.

Cando se creou esta normativa o que se buscaba era asegurar o control nacional dos recursos hídricos. Ademais, tamén se aseguraron os intereses privados –como a pesca, a navegación etc.– a través de licenzas, que non son estas alleas á enerxía hidroeléctrica. Así, para esta enerxía outorgáronse licenzas a empresas públicas sen límite de tempo mentres que ás empresas privadas impúxoselles un límite de 60 anos<sup>518</sup>.

---

<sup>515</sup> O Parlamento de Noruega.

<sup>516</sup> EYLANDS BRANDSAAS, E., «Law on Renewable Energy in the European Union and the effects on the EEA States Norway and Iceland», tese de doutoramento, MÉNDEZ PINEDO, M. E., (dir.), Háskóli Íslands, Reikjavik, 2012, p. 63.

<sup>517</sup> ABAZAJ, J., RUUD, A. e MOEN, Ø., «Ambitious goals and ambiguous issues: Integrating water and energy concerns in the Norwegian hydropower sector», *Water Utility Journal*, vol. 12, 2016, p. 6.

<sup>518</sup> FLADEN B. A., OLAND, G., GAKKESTAD, K., KROKEN, S. e VOGNILD, I. H., «Overview of Norway's electricity history», *Norges vassdrags- og energidirektorat*, 2016, p. 3.

Este réxime deu lugar a que a Autoridade de Vixilancia da European Free Trade Association (EFTA) comezase un expediente no ano 2000 que rematou cunha Sentenza do tribunal da EFTA do 26 de xuño de 2007 (caso E-2/06) considerando que este réxime era discriminatorio. Con posterioridade, a propia a Autoridade de Vixilancia da EFTA remitiu unha carta ao Ministerio de Petróleo e Enerxía o 30 de abril de 2019 con determinadas cuestións sobre a adxudicación, renovación e duración das autorizacións para a construción e explotación de instalacións hidroeléctricas e a aplicación da Directiva de servizos 2006/123/CE. Esta foi respondida polo Ministerio o 4 de xuño de 2019 (referencia 19/861-) argumentando diversas apreciacións de interese. En primeiro lugar, o Ministerio sostén que a normativa hidroeléctrica persegue o obxectivo de establecer a propiedade pública sobre os dereitos de aproveitamento. Ao respecto cita a indicada Sentenza do Tribunal da EFTA no asunto E-2/06, a cal, no seu punto 16, sinalaba o seguinte:

*Segundo a lexislación norueguesa, os sistemas fluviais estiveron suxeitos desde o principio á propiedade privada. Este principio establécese agora no parágrafo primeiro do artigo 13 da Lei n.º 82, do 24 de novembro de 2000, relativa aos sistemas fluviais e ás augas subterráneas (Lei n.º 82, do 24 de novembro de 2000, sobre os sistemas fluviais e as augas subterráneas (Lei de recursos hídricos)) onde se afirma: «Un sistema fluvial pertence ao propietario da terra que cubre, a menos que o contrario dite un estatus legal especial». En cambio, os dereitos de propiedade privada están limitados polo dereito público, que, entre outras cousas, somete a explotación e adquisición de saltos de auga a requisitos de concesión.*

E no seu punto 72 establecía:

*O Tribunal de Xustiza considera que o artigo 125 do EEE<sup>519</sup> debe interpretarse no sentido de que o dereito dun Estado do EEE de decidir se os recursos hidroeléctricos e as instalacións relacionadas son de propiedade pública ou privada non está afectado, como tal, polo Acordo sobre o EEE. O corolario disto*

---

<sup>519</sup> Espazo Económico Europeo.

*é que Noruega pode perseguir lexítimamente o obxectivo de establecer un sistema de propiedade pública sobre estas propiedades, sempre que se persiga de forma non discriminatoria e proporcionada*<sup>520</sup>.

Así pois, o Ministerio considera que, despois das modificacións realizadas para cumprir estritamente coa resolución indicada –avaladas con posterioridade pola propia EFTA–, o seu réxime legal relativo aos recursos hidroeléctrico e, en particular, á propiedade pública destes, é perfectamente acorde á normativa europea que lle resulta de aplicación.

Por outra banda, non considera que lle resulte de aplicación a Directiva de servizos 2006/123/CE. Ao respecto, entende que a produción de electricidade non se trata dun servizo, senón que se trata dun ben ou materia no sentido do artigo 28 do Tratado de Funcionamento da Unión Europea (TFUE, en diante). Derivado disto non considera incumprida tal Directiva, argumentándoo do seguinte modo:

*A Autoridade pregunta sobre a conformidade de tal sistema co artigo 12 da Directiva de servizos. O Ministerio non ve que o artigo 12 sexa de interese neste caso. En primeiro lugar, como se explicou anteriormente (punto 3), non se trata dun servizo, polo que a Directiva de servizos non semella relevante.*

*En segundo lugar, neste caso non existe ningunha limitación das autorizacións no sentido do artigo 12. O artigo 12 aplícase a unha situación «na que o número de autorizacións dispoñibles para unha actividade determinada é limitado debido á escaseza de recursos naturais dispoñibles ou de capacidade técnica». Isto parece indicar, polo xeral, a situación en que o Estado posúe certos recursos escasos, que poden ser explotados polos operadores económicos. Véxanse, por exemplo, os feitos nos asuntos acumulados C-458/14 e C-67/15 Promoimpresa. En cambio, este non é o caso aquí.*

*Noruega persegue un sistema en virtude do cal a adquisición de dereitos en saltos de auga, como cuestión de principio, límitase a entidades públicas. Como principio, os recursos non se poñen a*

---

<sup>520</sup> A tradución de ambos os puntos é propia.

*disposición dos operadores privados e non se aplica o artigo 12 da Directiva de servizos.*

*Con respecto ao artigo 31 do EEE, o Ministerio refírese ás avaliacións relativas á conformidade co Acordo EEE e ao obxectivo de establecer a propiedade pública dos dereitos en saltos de auga sinalados no Ot.prp.nr. 61 (2007-2008) e avaliados posteriormente pola Autoridade. O Ministerio non observa que as concesións en virtude da Lei de recursos hídricos e a Lei de regulación de cursos de auga introduzan novas cuestións en virtude do artigo 31 do EEE.*

Este Ministerio de Petróleo e Enerxía –xunto tamén co Ministerio de Medio Ambiente– é a institución encargada de garantir a xestión do recurso e o cumprimento da normativa aplicable. Dentro deste Ministerio de Petróleo e Enerxía, como organismo dependente, atópase a Dirección de Recursos Hídricos e Enerxía de Noruega. Esta Dirección é a responsable de administrar os recursos hídricos e enerxéticos do país<sup>521</sup>.

Para o aproveitamento da enerxía hidroeléctrica en Noruega necesítanse diversas licenzas. Tal e como describe a web xestionada polo Ministerio de Petróleo e Enerxía «Energifakta Norge»<sup>522</sup>, as autoridades que teñen potestade para outorgar licenzas son esencialmente o Storting (parlamento noruegués), o Goberno (aínda que a normativa indica que nominalmente é o Rei), o Ministerio de Petróleo e Enerxía e a Dirección de Recursos Hídricos e Enerxía de Noruega. Estas licenzas presentan algunhas diferenzas entre os proxectos hidroeléctricos de pequena e grande escala, entendendo como hidroeléctrica de pequena escala a que ten unha potencia instalada inferior a 10 MW e non necesita a regulación do fluxo do río até o punto de necesitar unha licenza en virtude da Lei de regulación do curso de auga. Se exceden estes requisitos estaríamos ante hidroeléctricas de grande escala.

---

<sup>521</sup> GLACHANT, J. M., SAGUAN, M., RIOUS, V., DOUGUET, S. e GENTZOGLANIS, E., «Regimes for granting rights to use hydropower in Europe», Robert Schuman Centre for Advanced Studies-European University Institute, Florencia, 2015, p. 78.

<sup>522</sup> <https://energifaktanorge.no>.

Centrándonos nestas últimas, é o Rei no Consello –con carácter formal– o que as outorga definitivamente, mentres que a Dirección de Recursos Hídricos e Enerxía de Noruega é a responsable dos procedementos durante a fase de solicitude. Ademais, nas centrais que contan cunha produción anual superior a 40 GWh requírese pasar a correspondente avaliación de impacto ambiental. Isto tamén se require en caso de que o proxecto sexa susceptible de ter efectos significativos no medio ambiente e a sociedade.

A maiores destas licenzas, tamén se necesita a licenza que a Lei da enerxía esixe para todos aqueles que constrúan, posúan ou operen unha instalación para a produción, transformación, transmisión ou distribución de enerxía eléctrica. Tal licenza é outorgada pola Dirección de Recursos Hídricos e Enerxía de Noruega (salvo en determinados casos que sería novamente, con carácter formal, o Rei no Consello). Ademais, en función do proxecto, tamén podería resultar necesario unha avaliación de impacto ambiental.

Este réxime de licenzas non implican procedementos competitivos como poden ser concursos públicos. De feito, non se considera aplicable a Directiva 2014/23/UE do Parlamento Europeo e do Consello, do 26 de febreiro de 2014, relativa á adxudicación de contratos de concesión, ao interpretarse que non son parte das concesións alí reguladas, xa que o que se está a facer é a establecer as condicións para o exercicio dunha actividade económica. Por tanto, tampouco se inclúen as concesións hidroeléctricas nas normas internas que traspoñen tal directiva<sup>523</sup>.

Isto, en boa parte, tamén se debe á configuración do sector, que procura que os recursos hidroeléctricos do país sexan explotados a través de entidades de carácter público. Este tipo de entidades públicas gozan dun tempo de explotación dos recursos

---

<sup>523</sup> HERRERA ANCHUSTEGUI, I. e MIDTUN, L., STRØMSNES, K., «Service Concessions. Directive 2014/23 on the award of concession contracts. A comparative study of its transposition into Norwegian law», *Service concessions in the EU: a comparative study of the transposition of Directive 2014/23 on the award of concession contracts into national law*, Aranzadi Thomson Reuters, 2018, pp. 239-241..

que, en principio, é ilimitado, polo que non hai unha regulación demasiado ampla da reversión. En cambio, até o ano 2008, no caso de operadores privados as licenzas concedíanse por un período de tempo que non podía superar os 60 anos. Pasado ese período, na Lei de licenzas industriais dispónse que a o salto e todas as instalacións a través das cales alterase o curso da auga, tales como presas, canles, túneles, embalses, tubaxes etc., as parcelas dos terreos e os dereitos adquiridos para o desenvolvemento da explotación e a propia central hidroeléctrica coa súa maquinaria e equipos reverten ao Estado de forma gratuíta. Dentro desta reversión gratuíta tamén se atopan instalacións tales como as vivendas que fosen construídas para os traballadores pola empresa e outras edificacións que pertencesen á central. Isto, como se observaba, foi cuestionado pola Autoridade de Vixilancia da EFTA e o caso foi levado ao Tribunal da EFTA. Este, a través da resolución de 26 xuño de 2007 decidiu que as autoridades norueguesas tiñan que modificar os principios da lei para garantir un trato igualitario entre propietarios públicos e privados<sup>524</sup>.

Partindo diso, o Parlamento aprobou en 2008 unha modificación lexislativa para aplicar esta Sentenza, pero tamén introduciu o principio de que os recursos hidroeléctricos de Noruega pertencen ao público en xeral e deben ser administrados para o mellor interese público. Isto debíase conseguir mediante unha estrutura de propiedade baseada na titularidade pública no ámbito central, comarcal ou municipal. Así pois, após o ano 2008, a regulación norueguesa optou por favorecer só a explotación pública do recurso e as novas licenzas para a explotación dos saltos, así como a renovación das existentes só se poden outorgar a operadores públicos<sup>525</sup>. Pese a iso, os operadores privados poden

---

<sup>524</sup> KNUDSEN, J. K. e RUUD, A., «Changing currents in Norwegian hydropower governance? The challenge of reconciling conflicting interests», SINTEF Energy Research, Oslo, Noruega, 2011, pp. 41-42.

<sup>525</sup> AUSTVIK, O. G., «Norway: small state in the great European energy game», *New Political Economy of Energy in Europe: Power to Project, Power to Adapt*, GODZIMIRSKI, J. M. (coord.), Palgrave Macmillan, Londres, 2019, pp. 154-155. Do mesmo autor tamén se pode consultar en sentido similar: AUSTVIK, O. G., «Norway: Small state in big energy play. Room for national political

posuír instalacións de produción de enerxía que non requiran de licenza en virtude da Lei de licenzas industriais, isto é, determinadas instalacións hidroeléctricas a pequena escala. Ademais, tamén poden participar nas empresas públicas, que poden ter até un terzo de capital privado. A maiores, tal e como explicaba o Ministerio de Petróleo e Enerxía na citada carta de 4 de xuño de 2019, para transitar ao modelo de propiedade pública do recurso introducido en 2008, permitiuse aos titulares das concesións, seguir explotando os saltos mediante un aluguer limitado a un período de 30 anos.

### 4.2.3. Estrutura do mercado

Por outro lado, canto aos operadores principais do sector, débese salientar que, en termos de capacidade, os tres maiores operadores son Statkraft Energi AS, Agder Energi Vannkraft AS e E-co Energi AS, que controlan case a metade da potencia instalada. En termos de xeración, producen arredor do 40 % da enerxía eléctrica, aínda que os dous últimos son seguidos de preto por Sira Kvina Kraftselskap (empresa na Statkraft controla un terzo das accións, aínda que non é o principal accionista) e BKK Produksjon AS (tamén participada por Statkraft, aínda que neste caso si como accionista principal; outro importante accionista é o municipio de Bergen). Pola súa parte, Statkraft produce máis ou menos un terzo da enerxía do país. Con todo, débese sinalar que estas cifras tamén deben ser contextualizadas, xa que Noruega participa no mercado por xunto Nord Pool<sup>526</sup>, un mercado de carácter rexional que inclúe ademais a Dinamarca, Suecia, Finlandia, Estonia, Letonia, Lituania, Alemaña, Polonia, Países Baixos, Bélxica, Austria, Luxemburgo, Francia e o Reino Unido, tendo unha considerable expansión en 2019, xa que nese ano foi cando comezou a operar en Francia, Alemaña, Luxemburgo, Bélxica, Austria e nos Países Baixos.

---

maneuvering in European energy markets», *M-RCBG Associate Working Paper Series*, n.º 72, 2017.

<sup>526</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, «Energy policies of IEA countries. Norway, 2017 Review», 2017, pp. 113 e 114. Este é o último informe da IEA que está dispoñible para o país.

Ademais, débese indicar que contra a metade da capacidade de xeración está en poder dos municipios e condados. Esta potestade é exercida mediante a propiedade de empresas públicas<sup>527</sup>.

No tocante a estes operadores destaca, en primeiro lugar, que Statkraft é unha compañía controlada na súa totalidade polo Estado noruegués<sup>528</sup>. Tamén resulta relevante sinalar que esta compañía posúe sobre o 40 % da hidroeléctrica do país<sup>529</sup>. A importancia de Statkraft no sector non queda aquí, xa que tamén presenta unha moi importante participación na compañía Agder Energi Vannkraft AS (o 45,53 %). En cambio, a pesar diso, esta última compañía esta controlada polos 30 municipios de Vest Agder e Aust Agder, que posúen unha participación combinada do 54,47 % restante<sup>530</sup>. Pola súa parte, E-co Energi AS (Hafslund Eco), empresa que produce arredor do 7 % da enerxía eléctrica do país e conta con máis de 70 centrais hidroeléctricas, é propiedade ao 100 % da cidade de Oslo, como a propia compañía indica no seu informe anual de 2020<sup>531</sup>.

Así pois, obsérvase como no sector de xeración eléctrica noruegués os principais operadores son empresas de capital propiedade integramente de entes públicos, onde a compañía estatal Statkraft ocupa un lugar especialmente destacado. Isto está intimamente relacionado coa lexislación do país, que foi avanzando

---

<sup>527</sup> EYLANDS BRANDSAAS, E., «Law on Renewable Energy in the European Union and the effects on the EEA States Norway and Iceland», *op. cit.*, pp. 63-64.

<sup>528</sup> Esta información está dispoñible na propia web da empresa, en concreto en: <https://www.statkraft.com/globalassets/1-statkraft-public/05-investor-relations/4-reports-and-presentations/2020/q4/statkraft-as-annual-report-2020.pdf> [consulta 13 de agosto de 2021]

<sup>529</sup> ABAZAJ, J., RUUD, A. e MOEN, Ø., «Ambitious goals and ambiguous issues: Integrating water and energy concerns in the Norwegian hydropower sector», *op. cit.*, p. 7.

<sup>530</sup> Esta información está dispoñible na propia web da empresa, en concreto en: <https://www.ae.no/en/about-agder-energi/organisation-and-management/our-owners/> [consulta 13 de agosto de 2021].

<sup>531</sup> Esta información está dispoñible na propia web da empresa, en concreto: <https://s3.eu-north-1.amazonaws.com/hafslundeco/images/Hafslund-Eco-annual-report-2020.pdf?mtime=20210326120407&fo-cal=none> [consulta 13 de agosto de 2021].



cara a este réxime público de explotación que prima na actualidade. Nel tamén salienta a ausencia dun procedemento competitivo para a obtención do título administrativo preciso para explotar os recursos hidroeléctricos, o que tamén pode resultar en certo modo derivado desa intención de que a explotación do recurso sexa de carácter público.

### **4.3. Francia**

#### **4.3.1. O sector eléctrico no país**

Como segundo país europeo e primeiro da UE con maior potencia hidroeléctrica instalada atópase Francia (lembramos que Noruega aínda que forma parte do Espazo Económico Europeo non é da UE). Na táboa amosada ao comezo deste capítulo cuarto podíase observar como o país galo contaba en 2020 cuns 25.508 MW de potencia instalada, que fai que se sitúe nesas posicións cabeceiras. En cambio, a diferenza do que sucede con Noruega, en termos relativos, o sector hidroeléctrico francés non é tan importante dentro da produción de enerxía eléctrica no país, aínda que segue mantendo un peso relevante. Se poñemos isto en cifras atopámonos con que, desde os anos noventa até a actualidade, en Francia xerouse anualmente entre un 10 e un 15 % da enerxía eléctrica total a través de centrais hidroeléctricas, que constitúen a segunda fonte de xeración máis relevante. Dentro do país, a zona máis relevante na xeración hidroeléctrica é a dos Alpes do norte, que produce contra o 40 % do total do país<sup>532</sup>.

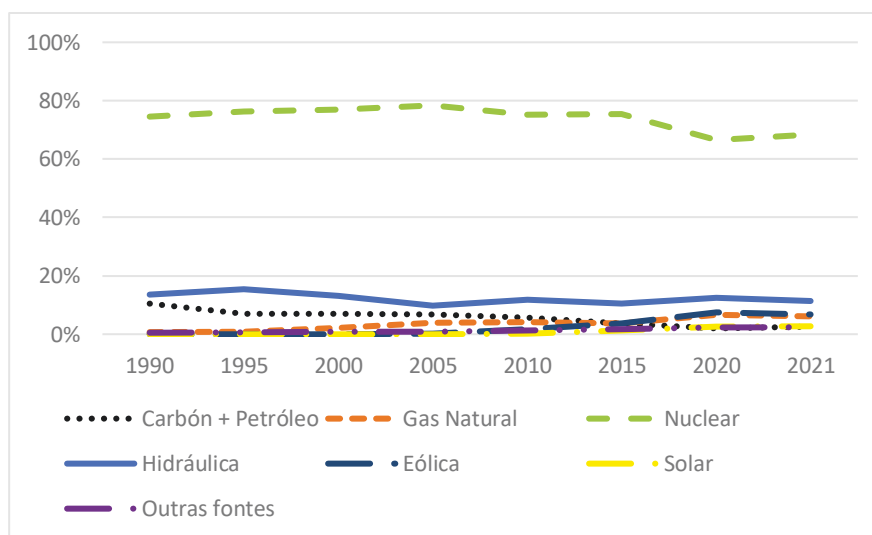
En canto ao resto da produción eléctrica, Francia caracterízase pola grande importancia da enerxía nuclear, tanto no presente como historicamente. De feito, nos últimos 30 anos a electricidade producida mediante esta fonte enerxética moveuse sempre en valores oscilantes entre o 70 e o 80 % do total producido no país, agás nos últimos anos, en que descendeu ao 66 e 68 % en 2020 e 2021, respectivamente, debido a cuestións relacionadas co mantemento das centrais e problemas técnicos nalgunhas delas. Ademais, no sector tamén desta o recente crecemento da enerxía

---

<sup>532</sup> CORNIOU, J. P., «L'avenir de l'hydroélectricité», *Fondation pour l'innovation politique*, 2018, p. 13.

eólica, malia que en 2021 aínda representaba soamente o 6,67 % da produción eléctrica total do país. Todo isto pódese observar con claridade na seguinte gráfica:

Figura 24. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Francia)



Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

### 4.3.2. Regulación hidroeléctrica

No caso francés as normas de referencia que regulan o réxime de explotación da enerxía hidroeléctrica son:

- A Lei do 16 de outubro de 1919 sobre o uso da enerxía hidroeléctrica. Esta norma na actualidade atópase parcialmente derogada, pero existen partes aínda vixentes onde se regulan determinadas cuestións sobre a explotación das instalacións.
- O Código da enerxía francés, onde se dispón a organización xeral do sector da enerxía. A regulación da hidroeléctrica contense no Libro V «Disposicións relativas á utilización da enerxía hidráulica».
- O Decreto 530-2016, do 27 de abril de 2016, relativo ás concesións de enerxía hidráulica e polo que se aproban os modelos de pregos aplicables a estas concesións.

– O Decreto 1027-2020, do 11 de agosto de 2020, relativo ás autorizacións de obras en concesións de enerxía hidráulica e que fai diversas modificacións ás disposicións regulamentarias aplicables a estas concesións.

Historicamente, a normativa francesa sobre a explotación da enerxía hidroeléctrica veu definida en especial pola Lei do 16 outubro 1919, relativa ao uso da enerxía hidroeléctrica, que no seu artigo 1 dispuña que ninguén pode ter acceso á enerxía das mareas, os lagos e os ríos sen concesión ou autorización do Estado. Xa que logo, establecéronse dous grandes réximes: por un lado, no caso de centrais de máis de 4,5 MW de potencia instalada precisábase dunha concesión, que era outorgada polo Consello de Estado en caso de contar cunha potencia superior a 100 MW ou polas prefecturas se estaba entre 4,5 e 100 MW. Por outro lado, no caso de explotacións cunha potencia instalada inferior a 4,5 MW, o título administrativo preciso era a autorización. A maiores, nesta norma existía un terceiro réxime previsto para aquelas instalacións fundadas en títulos anteriores á norma de 1919 e cunha potencia inferior a 150 kW, onde se prevía que se continuasen explotando de acordo co seu título de orixe<sup>533</sup>. Así e todo, estas últimas explotacións non son demasiado relevantes dentro do sector hidroeléctrico.

Esta lei foi emendada en diversas ocasións, e moitos dos seus artigos atópanse xa derogados, aínda que algúns aínda manteñen vixencia. Na actualidade, a norma de cabeceira para a explotación de concesións hidroeléctricas no país é o Código da enerxía francés. Este, de xeito moi semellante ao visto na Lei de 1919, prevé no seu artigo L.511-1 que «ninguén pode ter a enerxía das mareas, lagos e ríos [...] sen concesión ou autorización do Estado». Por tanto, continúaase coa dicotomía existente entre autorizacións e concesións, cuns límites iguais aos previstos na Lei de 1919 (as instalacións de 4,5 MW ou menos precisan de

---

<sup>533</sup> DAMBRINA, F., «Sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France», Rapport présenté à Monsieur le Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie par le haut fonctionnaire de développement durable, 2006, pp. 32-33.

autorización, mentres que as centrais cunha capacidade superior a eses 4,5 MW precisan de concesión). Ademais, tamén se manteñen as diferenzas de competencias dentro das concesións. Así no caso das concesións de máis de 100 MW a competencia recae novamente no ministerio encargado da enerxía. Mentres nos casos das concesións que contan cunha potencia estea entre os 4,5 MW e os 100 MW tal competencia é das prefecturas onde se atopan as instalacións<sup>534</sup>.

Poñendo estes distintos réximes xurídicos en cifras, débese sinalar que en Francia existen aproximadamente 400 concesións hidroeléctricas que representan arredor do 95 % da potencia hidroeléctrica instalada no país (uns 24 000 MW)<sup>535</sup>, polo que contan cunha relevancia moito maior que as instalacións operadas con autorización.

A normativa francesa actual derívase en boa parte das esixencias da Comisión Europea respecto á apertura á competencia nas renovacións das concesións. Sobre tal situación tamén ten influencia a Lei do 29 de xaneiro de 1993, sobre prevención da corrupción e transparencia da vida económica e os procedementos públicos, tamén coñecida como Lei Sapin. Nela (artigo 38) indicábase que as delegacións de servizo público debían realizarse a través dun procedemento de publicidade que permitise a presentación de varias ofertas concorrentes. Partindo disto debateuse se a renovación das concesións hidroeléctricas debería facerse mediante licitación<sup>536</sup>.

Tal debate foi resolto polo Estado francés ao entender que a Lei Sapin non era aplicable a Électricité de France (EDF) naquel momento, que era a compañía pública que explotaba a gran maioría das concesións hidroeléctricas. Así, aplicábase unha cláusula que lle daba preferencia ao concesionario saínte (artigo 12 do Decreto

---

<sup>534</sup> Esta información pódese atopar na páxina web do propio Ministère de la Transition Écologique: «Hydroélectricité», 2021, en liña, <https://www.ecologie.gouv.fr/hydroelectricite> [consulta 20 de xuño de 2021].

<sup>535</sup> LESCOP, A., FICHEUX, F., GERENTON, R. e TOURET, J. P., «Etude sur la production hydraulique en France», *Institut Energie Développement*, 2015, p. 6.

<sup>536</sup> CRAMPES, C. e MOREAUX, M., «Microéconomie de l'hydroélectricité. Partie 1. Valeurs de l'eau», *TSE Working Paper* n.º 16-640, Toulouse, 2015, p. 11.

894-1994, do 13 de outubro de 1994) polo que na práctica as concesións volverían a quedar en poder de EDF. En cambio, a Comisión Europea ditaminou que esta cláusula de preferencia do concesionario saínte era contraria á libre competencia e ao principio de liberdade de establecemento, polo que iniciou un procedemento contra Francia ante o Tribunal de Xustiza da Unión Europea, solicitándolle que derogara esta disposición<sup>537</sup>. Ademais, en 2004, EDF converteuse nunha Sociedade Anónima –aínda que seguiu a ser de propiedade pública–, polo que pasou a resultarlle aplicable a Lei Sapin. Por iso, en 2006 derogáronse as disposicións que outorgaban un dereito de preferencia ao concesionario saínte<sup>538</sup>. Isto realizouse a través do artigo 7 da Lei do 30 de decembro de 2006 sobre a auga e os medios acuáticos, implicando a súa aplicación a modificación do Decreto do 13 de outubro de 1994, que aplicaba naquel momento, por medio do Decreto 2008-1009, do 26 de setembro, onde tamén se definiu o proceso competitivo que debía operar na renovación das concesión hidroeléctricas.

Respecto a isto, o actualmente vixente artigo L. 521-1 do Código da enerxía francés sinala que «a subscrición e a execución dos contratos de concesión de enerxía hidráulica están suxeitas ás disposicións establecidas na terceira parte do Código de contratación pública». Esta normativa foi desenvolvida en maior detalle polo Decreto 530-2016, do 27 de abril de 2016, relativo ás concesións de enerxía hidráulica e polo que se aproban os modelos de pregos aplicables a estas concesións, que é a norma vixente na actualidade<sup>539</sup>.

---

<sup>537</sup> Ao respecto pódese consultar a nota de prensa da propia Comisión Europea: «Libertad de establecimiento: la Comisión pide a Francia, Italia y España que modifiquen su legislación en materia de concesiones hidroeléctricas», 2005, en liña, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP\\_05\\_920](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_05_920) [consulta 20 de agosto de 2021].

<sup>538</sup> SAUVONS LE CLIMAT, «Renouvellement des concessions hydroélectriques en concurrence», 2013, en liña, [https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf\\_files/atelier-bois-2013/Delacoux-Concessions.pdf](https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/atelier-bois-2013/Delacoux-Concessions.pdf), pp. 1-2.

<sup>539</sup> FALL, M., «Les partenariats public-privé dans le domaine des services énergétiques», tese de doutoramento, DELZANGLES, H., (dir.), Universidade de Burdeos, Francia, 2019, p. 86.

Dentro do articulado desta norma, ademais de regular o outorgamento de concesións, tamén existen diversas disposicións referentes á finalización de tales concesións. Nestas estipúlase, en primeiro lugar, que durante os cinco anos anteriores á conclusión do prazo de concesión o concesionario está obrigado a facer, con cargo á Administración, os traballos que o prefecto responsable considere necesarios para a preparación da devolución da explotación. Tamén con carácter previo –con 18 meses de antelación neste caso–, o concesionario debe presentar á autoridade administrativa un expediente que detalle o bo funcionamento e mantemento da propiedade e dependencias da concesión e as medidas que planea introducir para garantir que a reversión da concesión ao Estado se faga en boas condicións de funcionamento. Ademais disto, este expediente é cotexado pola Administración, que a data de vencemento da concesión elabora un informe sobre o estado en que se atopa<sup>540</sup>.

Canto ao procedemento de concesión que se introduce con este Decreto 530-2016 no Código da enerxía francés, cabe mencionarmos que tamén resultou afectado con posterioridade polo Decreto 1027-2020, do 11 de agosto de 2020, relativo ás autorizacións de obras en concesións de enerxía hidráulica. Tal procedemento pode ser iniciado pola Administración cando pretenda establecer unha concesión nunha zona nova –o que na práctica é pouco frecuente debido a que a gran maioría de lugares idóneos para situar explotacións hidroeléctricas se atopa xa usado– ou se proceda á renovación dunha concesión xa existente. Ademais, tamén existe a posibilidade de que calquera interesado poida solicitarlle á Administración que inicie o procedemento para establecer unha concesión nun determinado lugar.

A Administración, en primeiro lugar, debe comezar un proceso de consulta en que se busca informar tanto os posibles

---

<sup>540</sup> PACHEN-LEFEVRE, M. H. e CROS, A., «Concessions hydrauliques: un nouveau cadre juridique pour l'attribution et le renouvellement des concessions d'énergie hydraulique», *Lettre d'actualités juridiques Energie & Environnement Seban & Associés*, 07/06/2016, 2016, en liña, <https://www.seban-associes.avocat.fr/concessions-hydrauliques-nouveau-cadre-juridique-attribution-et-renouvellement-concessions-d-energie-hydraulique/>.

interesados como a cidadanía en xeral. Tras isto realízase un concurso público para elixir o concesionario. Para estas licitacións existe un modelo de pregos que figura como anexo do Decreto 530-2016, susceptible de ser adaptado ou complementado para ter en conta as especificidades de cada concesión. Do mesmo xeito, o novo concesionario debe cumprir cunhas determinadas especificacións establecidas por decreto do Consello de Estado. Estas, segundo o artigo L. 521-4, deben incluír os seguintes aspectos:

1. A normativa de augas e as disposicións relativas a determinados medidas encamiñadas á xestión equilibrada e sostible dos recursos hídricos de acordo co artigo L. 211-1 do Código de medio ambiente.
2. A duración da concesión, que non pode exceder de 75 anos. Ao respecto, destaca que este prazo é igual co da normativa española. En cambio, na práctica, as novas concesións estanse outorgado por prazos de 40 anos<sup>541</sup>.
3. As reservas de auga que o concesionario debe proporcionar.
4. As reservas de enerxía esixibles segundo o propio Código da enerxía francés.
5. As condicións financeiras da concesión.
6. As condicións baixo as cales o Estado pode dar por terminada a concesión e tamén as condicións materiais para a devolución e recuperación de bens e ferramentas.
7. Os alcances e condicións para o exercicio do control técnico e financeiro a que está suxeita a concesión.
8. As condicións en que se recupera a madeira flotante acumulada na instalación.

Tendo en conta estes condicionantes, a adxudicación das concesións realízase con base no recollido nos pregos e é efectuada polo prefecto do departamento onde se atope a explotación, quen é o encargado de coordinar o outorgamento da concesión. En cambio,

---

<sup>541</sup> GLACHANT, J. M., SAGUAN, M., RIOUS, V., DOUGUET, S. e GENTZOGLANIS, E., «Regimes for granting rights to use hydropower in Europe», *op. cit.*, p. 39.

de xeito excepcional, a normativa tamén prevé a posibilidade de que o primeiro ministro poida designar un prefecto coordinador distinto deste do departamento onde se atopa a explotación. Por outra banda, se a potencia bruta máxima da instalación é igual ou superior a 100 MW, a competencia para coordinar recae no ministro encargado da enerxía (artigo R. 521-1 do Código da enerxía). Finalmente, esta distinción polo tamaño da concesión tamén continúa para a súa aprobación. Así, nos casos onde a competencia era do prefecto, a concesión outorgárase mediante decreto do prefecto onde se aproba o contrato de concesión. En cambio, nos casos onde a competencia era do ministro, a concesión outorgárase por orde deste, logo de consulta co ministro responsable de Medio Ambiente.

Por último, dentro do réxime de explotación da enerxía hidroeléctrica cabe facer referencia á figura das empresas de economía mixta que aparecen previstas nos artigos L. 521-18 e ss. do Código da enerxía francés. Esta forma de explotación do recurso consiste en facela mediante unha compañía onde o Estado<sup>542</sup> ou as administracións locais de que fala o Código da enerxía posúen entre o 34 % e o 66 % do capital social e tamén entre o 34 % e o 66 % dos dereitos de voto nos órganos deliberantes, sen que se poida baixar dese mínimo nin subir do máximo durante a vida da empresa. Este tipo de compañías son creadas de xeito potestativo polo Estado (o artigo L. 521-18 do Código da enerxía indica que «o Estado pode crear» [*l'Etat peut créer*]). O artigo L. 521-18 do Código da enerxía expón tamén finalidade destas empresas, ao expresar que se crearán para asegurar a execución dunha concesión. Esta explotación da concesión é o único obxecto que pode ter a compañía e unha vez finalizada esta a empresa debe disolverse.

Neste tipo de empresas de economía mixta o operador privado coñécese como operador accionista na lexislación francesa (*actionnaire opérateur*). Este é elixido conxuntamente coa adxudicación da concesión á empresa hidroeléctrica de economía mixta ao final dun único procedemento de licitación pública. En tal

---

<sup>542</sup> O Estado pode participar tamén a través doutras persoas xurídicas de dereito público ou sociedades ou organismos cuxo capital social estea en mans exclusivamente de persoas xurídicas de dereito público.



procedemento as ofertas dos candidatos a operador accionista deben sinalar os recursos técnicos e financeiros que se comprometen a brindar á empresa de economía mixta que lle permita asegurar a execución da concesión, así como os contratos que deba subscribir esta empresa para o cumprimento do seu obxecto, e aquelas outras cuestións que sinalen os pregos (artigo L. 521-20 do Código da enerxía francés).

Pola súa parte, en canto á posible participación de entidades locais, cando se trate de outorgar unha concesión a unha destas empresas de economía mixta o prefecto competente debe notificar isto ás autoridades locais e aos grupos de autoridades locais que bordean os cursos de auga e desviación desde o borde do remanso até o extremo augas abaixo da canle de desaugue. Estes, nun prazo de tres meses, se o considerasen oportuno, poden facer unha solicitude motivada para participar como accionistas na empresa hidroeléctrica de economía mixta. A autoridade administrativa a que se lle remiten estas solicitudes examínaas valorando especialmente o respecto das competencias con que eses entes locais contan en materia de xestión dos usos da auga, distribución pública da electricidade ou produción de enerxías renovables e a capacidade para atender ás necesidades financeiras da concesión.

En cambio, a pesar deste Decreto 530-2016 e o cambio de modelo que se introduciu, a Comisión Europea enviou unha carta de emprazamento o 7 de marzo de 2019 por considerar que tanto a lexislación como a práctica das autoridades francesas era contraria á normativa da UE por permitir renovar ou ampliar algunhas concesións hidroeléctricas sen necesidade dun procedemento de licitación<sup>543</sup>. De feito, con carácter previo a isto, o 22 de outubro de 2015, a Comisión Europea xa lle remitira unha notificación formal ao país galo recordándolle que «en virtude do artigo 106 do TFUE, os estados membros están obrigados a garantir, en relación coas empresas públicas e as empresas as que outorguen dereitos

---

<sup>543</sup> Ao respecto pódese consultar a nota de prensa da Comisión Europea «Concessões de energia hidroeléctrica: Comissão insta oito Estados-Membros a cumprirem a legislação da UE» en que anuncia o envío desta carta: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/IP\\_19\\_1477](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/IP_19_1477), [consulta 20 de agosto de 2021].

especiais ou exclusivos, o non promulgar nin manter ningunha medida contraria ás normas dos Tratados e, en particular, ás normas da competencia».

Por tanto, e a pesar do citado procedemento existente ante a Comisión Europea, obsérvase como a lexislación francesa viviu cambios recentemente encamiñados á apertura do sector á competencia. Pese a iso, a través das empresas de economía mixta e máis de empresas de capital maioritariamente público non se renuncia á participación pública dun recurso que, como se viu, é moi importante para o sector eléctrico do país.

### 4.3.3. Estrutura do mercado

A participación pública a que se facía mención apréciase especialmente na configuración do sector de produción, tanto o sector eléctrico en xeral como hidroeléctrica en particular. Respecto a isto, a produción de enerxía eléctrica en Francia non podería entenderse sen a empresa pública EDF. Se partimos dos datos da International Energy Agency, en 2019 Francia produciu uns 571 TWh, dos cales, segundo o Documento de Rexistro Universal de 2019 da propia EDF, 429 TWh foron xerados por esta compañía. No ano 2020, a pesar da baixada da produción e consumo de electricidade por mor da pandemia da covid, a situación foi semellante. Así, segundo o informe de electricidade de 2020 do operador do sistema de transmisión de electricidade francés, RTE (Réseau de Transport d'Électricité)<sup>544</sup>, ese ano producíronse uns 500,1 TWh. Pola súa parte, segundo o Documento de Rexistro Universal de 2020 de EDF<sup>545</sup>, esta produciu uns 389 TWh, polo que

---

<sup>544</sup> Este informe pódese atopar en liña na propia páxina web de RTE, en concreto aquí: <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/#> [consulta 23 de agosto de 2021].

<sup>545</sup> O documento de rexistro universal de EDF de 2019 e 2020 pódese atopar en liña na páxina web da compañía, en concreto nos enderezos web: <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors-shareholders/reference-documents> (informe de 2020) e <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/financial-information/regulated-information/reference-documents/edf-urd-annual-financial-report-2019-en-2.pdf> (informe de 2019) [consulta 23 de agosto de 2021].

incluso a súa porcentaxe na produción aumentou un pouco, situándose nun 77,78 % do total, contando con un 80 % da capacidade de xeración instalada<sup>546</sup>. Xa que logo, esta empresa, que tamén é unha das máis importantes do sector no ámbito internacional, xera algo máis das tres cuartas partes da enerxía eléctrica en Francia. Esta preponderancia tamén se observa no ámbito hidroeléctrico, onde EDF, segundo o seu Documento de Rexistro Universal de 2020, contaba nese ano cunha potencia hidroeléctrica instalada de 20.103 MW dos 25 508 MW con que contaba toda Francia, tal e como se observa na táboa que se atopa ao comezo deste punto cuarto do estudo. Así pois, EDF posúe preto do 80 % da potencia hidroeléctrica instalada do país. En cambio, esta situación pode sufrir cambios. Ao respecto, resulta interesante o que a propia compañía EDF recolle no seu Documento de Rexistro Universal de 2020. Este, no seu apartado 1.4.1.3.1.4 «Problemas de xeración de enerxía hidráulica» expresa a súa preocupación do seguinte xeito:

*As concesións de enerxía hidroeléctrica teñen un prazo inicial de 75 anos segundo a Lei francesa do 16 de outubro de 1919 sobre o uso da enerxía hidroeléctrica. A maioría das concesións hidroeléctricas que caducaron antes de 2012 renováronse por períodos de 30 a 50 anos. En cambio, o Estado francés aínda non renovou 20 contratos de concesión que venceron o 31 de decembro de 2020, correspondentes a unha potencia instalada de 2.508 MW. Desde o seu vencemento, estas concesións incluíronse na situación de «atraso de renovación» definida no artigo L. 521-16 par. 3 do Código enerxético francés, como cando se prorroga unha concesión caducada pero non renovada nas súas condicións previas até que se conceda unha nova concesión para garantir a continuidade das operacións mentres tanto.*

*Neste contexto, EDF prepárase para a renovación das concesións no marco legal, combinando a mellora da eficiencia enerxética, a atención aos ambientes acuáticos, a compensación do goberno e dos concellos a través de tarifas e desenvolvemento*

---

<sup>546</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, «France 2021. Energy Police Review», 2021, p. 130.

*rexional, ao mesmo tempo que garante a seguridade dos operacións.*

*Os debates entre o Estado francés e a Comisión Europea (CE) para resolver os avisos formais ao respecto están en curso. Na primeira comunicación do 22 de outubro de 2015, a Comisión Europea considera que o Estado francés vulnerou o disposto no artigo 106, apartado 1, do Tratado de Funcionamento da Unión Europea (TFUE) ao conceder a maioría das concesións hidroeléctricas en Francia a EDF e renovándoos con EDF, xa que estes pasos reforzan a posición dominante de EDF nos mercados de electricidade de venda polo miúdo franceses. O Estado respondeu a esta notificación, que marcou o comezo dun intercambio contradictorio de posicións entre o Estado e a CE, que non afecta á decisión final que adoptarán as CE. Como principal interesado, EDF presentou os seus comentarios á CE o 4 de xaneiro de 2016, refutando firmemente a análise da CE e o fundamento desta análise. Desde entón, EDF participou en certos intercambios entre o Estado francés e a CE, en particular para proporcionar detalles técnicos sobre o funcionamento do mercado francés.*

A isto hai que engadirlle o que se recolle na sección 2.2.1 «Regulación do mercado: riscos políticos e legais», «factor de risco 1C-Cambios no marco normativo das concesións hidroeléctricas», onde se indica que:

*O grupo EDF non pode garantir que se renovará cada unha das concesións que opera actualmente ou que se renovará calquera concesión nos mesmos termos e condicións financeiras que a concesión inicial. Ademais, o Grupo non pode garantir que a compensación pagada polo goberno en caso de finalización anticipada da operación dunha concesión compensará totalmente a consecvente perda de ingresos do Grupo ou que as futuras regulacións non cambiarán dun xeito que poida afectar negativamente ao grupo. Estes factores poden ter un impacto negativo nas súas actividades e situación financeira<sup>547</sup>.*

Por tanto, ademais doutras concesións que poidan vencer, no curto prazo EDF pode perder concesións hidroeléctricas cunha

---

<sup>547</sup> As traducións son propias.

potencia instalada de 2508 MW, o que supón preto do 12,5 % do total que posúe.

Respecto a EDF tamén se debe indicar que, aínda que é unha compañía de participación maioritaria do Estado francés existiron plans recentes para dividir a compañía e privatizala a través do denominado *projet Hercule*. Este proxecto, que hoxe foi abandonado, suscitou moita controversia social dentro do país. En cambio, respecto ao negocio hidroeléctrico de EDF, o proxecto non incluía a privatización, senón que tal parte de EDF quedaría nunha sociedade propia chamada «Azur», que sería 100 % de propiedade pública. Detrás disto sinálase a intención de Francia de non abrir á competencia as concesións hidroeléctricas –ou facelo sen perder o control público– por ser un recurso que se entende fundamental para o equilibrio do sistema eléctrico francés e tamén moi sensible en termos de seguridade<sup>548</sup>.

De feito, como se indicou, este proxecto foi abandonado e, debido aos problemas existentes que tivo a compañía con diversas centrais nucleares e á crise enerxética que se vive en Europa, o Estado francés decidiu adquirir a parte da empresa que era privada (que era un 16,32 % do capital social) para prestar un maior apoio nos investimentos que necesitaba realizar a compañía<sup>549</sup>.

O outro operador principal na produción de enerxía eléctrica en Francia é ENGIE, que resulta especialmente salientable no ámbito hidroeléctrico aquí analizado, dentro do que cabe, tendo en conta a participación de EDF. Así, segundo datos da propia compañía, conta con 3900 MW de potencia hidroeléctrica instalada en Francia, o que significa máis ou menos un 15 % da total do país e a través destas, tamén segundo datos da propia ENGIE, produce o 25 % da hidroelectricidade francesa<sup>550</sup>. Por tanto, tendo en conta

---

<sup>548</sup> DEBREGEAS, A. e PLIHON, D., «L’impasse de la libéralisation du marché de l’électricité et du projet Hercule», *Les Économistes Atterrés*, Février, 2021, p. 8.

<sup>549</sup> EDF, «Setting up of an ad hoc committee», 19 de xullo de 2022, en liña, <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/setting-up-of-an-ad-hoc-committee> [consulta 3 de outubro de 2022].

<sup>550</sup> Esta información está dispoñible na propia web da empresa, en concreto no enderezo: <https://www.engie.com/activites/renouvelables/hydroelectricite>, [consulta 23 de agosto de 2021].

que EDF contaba con contra o 80 % da potencia hidroeléctrica instalada, entre esta e ENGIE controlan preto do 95 % da potencia hidroeléctrica instalada en Francia. A relevancia de ENGIE no sector hidroeléctrico francés derívase en boa en que esta compañía é a accionista principal (cun 49,97 %) da Compagnie nationale du Rhône e é a matriz de Hydro-Electric Company du Midi, ambas produtoras de enerxía hidroeléctrica.

En canto á estrutura de capital de ENGIE, tal e como se pode observar no Documento de Rexistro Universal de 2020 da compañía, atopámonos con que o principal accionista da compañía, ao igual que sucedía no caso de EDF, é tamén o Estado francés. En cambio aquí non posúe un control tan amplo da empresa, xa que a súa participación é inferior ao 50 %, posuíndo o 23,64 % do capital social e o 33,84 % dos dereitos de voto<sup>551</sup>.

Así pois, obsérvase que o sector hidroeléctrico francés, ao igual que sucedía no caso noruegués aínda que non dun xeito tan claro, presenta unha destacada participación do sector público, dado que nas dúas empresas que copan case a totalidade das concesións o principal accionista é o Estado francés.

## **4.4. Italia**

### **4.4.1. O sector eléctrico no país**

En Italia a achega á xeración de enerxía eléctrica por parte das fontes hidráulicas móvese en niveis similares a España: En función das condicións meteorolóxicas encárgase de entre o 15 e o 20 % da produción total do país. A similitude continúa se temos en conta a evolución de ambos os países, xa que a hidroeléctrica en Italia tamén foi a principal fonte enerxética na primeira metade do século XX, até o punto de que existen estudos que cifran que entre 1915 e 1960 a enerxía hidroeléctrica constituíu a gran maioría da enerxía eléctrica producida<sup>552</sup>. Co paso do tempo a hidroeléctrica

---

<sup>551</sup> O documento de rexistro universal de 2020 de ENGIE tamén se atopa na web da empresa, en concreto no enderezo: [https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE\\_URD\\_2020\\_0.pdf](https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf) [consulta 23 de agosto de 2021].

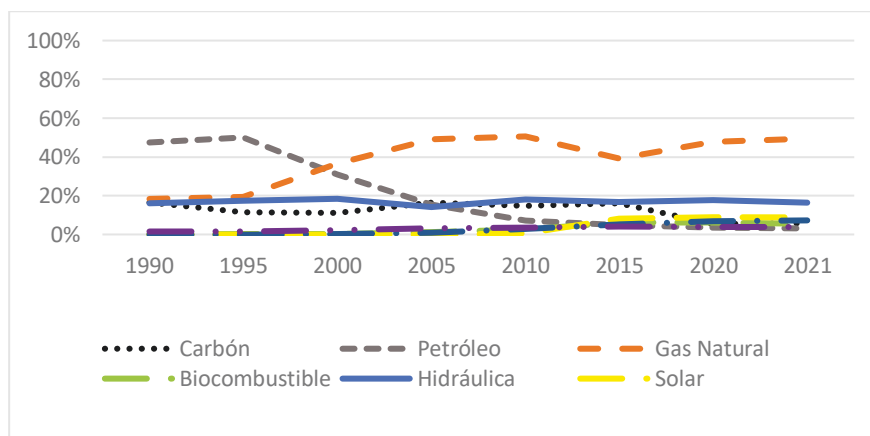
<sup>552</sup> SANDULLI, M. A. e CONTE, G. B., «Le grandi derivazioni a scopo idroelettrico: Uso di una risorsa strategica fra problemi di competenza legislativa e tutela

italiana foi perdendo esta posición de dominio, pero continúa a ser un importante recurso, e, de feito, como se vía na táboa con que se iniciaba este punto cuarto, Italia sitúase como a terceira nación de Europa con maior potencia hidroeléctrica instalada con 22 593 MW en 2020, só por detrás de Noruega e Francia e inmediatamente por enriba de España.

En canto ao resto do sector eléctrico italiano débese salientar que o gas natural ocupa o primeiro posto na produción. Este foi aumentando a súa importancia desde a década dos noventa e actuou como substitutivo do petróleo, que foi perdendo peso no sistema nas últimas décadas. No ano 2021, o gas natural encargouse de aproximadamente o 50 % da produción eléctrica en Italia. En cambio, é posible que no 2022, debido ao encarecemento deste recurso a raíz do conflito de Ucraína se reducise esta cifra, malia que a IEA aínda non conta con cifras ao respecto.

No sector tamén se debe destacar o incremento no uso de fontes renovable nos últimos anos, as cales, no entanto, aínda supoñen unha porcentaxe baixa da produción. Todo isto pódese apreciar con claridade na seguinte gráfica:

*Figura 25. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Italia)*



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*

comunitaria del diritto di stabilimento e della concorrenza», *Revista Aragonesa de Administración Pública*, n.º 11, 2009, pp. 95 e 103.

#### 4.4.2. Regulación hidroeléctrica

O modelo utilizado no país para explotar o recurso é o das concesións. Para os efectos do procedemento de obtención destas e o seu réxime as normas de referencia son:

- O Real decreto 1775, do 11 de decembro de 1933.
- A Lei 959, do 27 de decembro de 1959, que modifica o texto refundido da Lei sobre sistemas de auga e electricidade, aprobado polo Real decreto 1775, do 11 de decembro de 1933.
- A Lei 925, do 22 de decembro de 1980, relativa á nova normativa sobre tarifas relacionadas coa enerxía hidroeléctrica.
- O Decreto lexislativo 79, do 16 de marzo de 1999, sobre a aplicación da Directiva 96/92/CE sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade, tamén coñecido como Decreto Bersani.
- O artigo 11 *quater* do Decreto lei 135, do 14 de decembro de 2018, convertido, con modificacións, na Lei 12, do 11 de febreiro 2019.
- As distintas normas das rexións como poden ser a Lei rexional do Piemonte n.º 26, do 29 de outubro de 2020, ou a Lei rexional de Lombardía n.º 5, do 8 de abril de 2020.

Como se sinalaba, o sistema existente en Italia para a explotación dos recursos hidroeléctricos é o de concesións. A normativa destas, aínda que atopa a súa base no Real decreto 1775, do 11 de decembro de 1933, viviu cambios significativos nos últimos anos. En especial co Decreto lexislativo 79, do 16 de marzo de 1999 e, máis recentemente, co Decreto lei 135, do 14 de decembro de 2018, que foi a conclusión dunha problemática xurídica existente no país durante anos.

Para analizar toda esa problemática de que resulta herdeira directa a vixente normativa de 2018 debémonos remontar ao procedemento de infracción da Comisión Europea 2002/2282. Neste procedemento a Comisión cuestionaba a legalidade da forma de renovar as concesións hidroeléctricas que se dispuña no Decreto Bersani. En especial, facía referencia á existencia de trato preferente



aos concesionarios saíntes ao vencemento e á concesión de prórrogas automáticas. Este procedemento pechouse coa aprobación por parte do Estado italiano da Lei 266, do 23 de decembro de 2005, pola que se introducían procedementos de selección nas concesións hidroeléctricas e ademais prevíanse prórrogas de 10 anos das concesións en curso. En cambio, esta norma foi anulada en 2008 polo Tribunal Constitucional italiano, por considerala contraria aos obxectivos de liberalización e integración do mercado europeo.

Ante isto, promulgouse o Decreto lei 78, do 31 de maio de 2010, a través do cal se outorgaron prórrogas de duración entre cinco e doce anos para as concesións hidroeléctricas. Este decreto lei foi convertido, con modificacións, na Lei 122, do 29 de xullo de 2010. En cambio, a Comisión Europea opúxose novamente ás disposicións desta normativa e enviou unha carta de emprazamento o 15 de marzo de 2011 dentro do procedemento de infracción 2011/2026. Finalmente, como xa sucedera coa normativa anterior, o Tribunal Constitucional italiano declarou a inconstitucionalidade das normas cuns argumentos moi similares aos da súa Sentenza anterior.

Debido a tal declaración de inconstitucionalidade, en 2012 promulgouse o Decreto lei 83, do 22 de xuño de 2012, convertido, con modificacións, na Lei 134, do 7 de agosto de 2012. A través destas normas establecíase que nas concesións que expirasen despois do 31 de decembro de 2017 as distintas rexións e provincias autónomas deberían, con cinco anos de antelación, realizar un concurso público para a nova explotación do recurso, tendo este unha duración mínima de 20 anos e máxima de 30<sup>553</sup>. Unha vez máis, a Comisión Europea, ante o cambio lexislativo italiano, remitiu (dentro do mesmo procedemento de infracción 2011/2026) unha nova carta de emprazamento complementaria o 26 de setembro de 2013 opoñéndose a determinadas disposicións relativas tanto á extensión automática de concesións como ás

---

<sup>553</sup> GENINATTI SATÈ, L., «La legge regionale sulle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche: temi e problemi», *Il Piemonte delle Autonomie*, Ano VIII, n.º 1, 2021, pp. 36-37.

disposicións referentes ás compensacións previstas do concesionario sucesor ao concesionario saínte<sup>554</sup>. Nesta carta manifestábase novamente que a lexislación italiana podía supoñer unha vulneración do artigo 12 da Directiva de servizos por non realizar un procedemento de selección dos posibles concesionarios que resultase imparcial e transparente e, en particular, incluíse unha publicidade axeitada do inicio do procedemento e da súa execución e finalización. Ademais, a Comisión tamén considerou que isto podía ir en contra do dereito de establecemento conforme ao artigo 49 do TFUE.

Despois de enviar esta carta de emprazamento, a Comisión e as autoridades italianas mantiveron varias comunicacións, e, en especial, en relación co importe da compensación do concesionario saínte en caso de que ao vencemento da súa concesión se lle adxudicase a outro operador. En cambio, tras o tempo transcorrido sen que existisen novidades relevantes, a Comisión volveu enviar outra carta a Italia o 12 de xullo de 2018, en que se solicitaba información sobre o estado dunha serie de concesións que debían expirar en 2017. A isto respondeu o Estado italiano con dúas cartas do 19 de novembro e o 14 de decembro de 2018 en que indicaba que con data do 31 de decembro de 2017 venceran 52 concesións, das cales 51 foran obxecto de extensións técnicas até a finalización ou até a entrada en vigor dun novo marco normativo destinado a definir os procedementos para seleccionar os novos concesionarios<sup>555</sup>.

Na data en que o Estado italiano remitiu a segunda carta á Comisión, viu a luz o Decreto lei 135, do 14 de decembro de 2018, convertido, con modificacións, na Lei 12, do 11 de febreiro 2019. Esta disposición derogou parcialmente a normativa do 2012 (en concreto os puntos 5, 6 e 7 do artigo 37 do Decreto lei 83, do 22 de xuño de 2012, que era o que trataba o tema das concesións hidroeléctricas) e variou aspectos significativos do Decreto

---

<sup>554</sup> SANDULLI, M. A., «The italian system of hydroelectric concessions», *Rivista Italiana di Antitrust*, n.º 2, 2015, pp. 39-40.

<sup>555</sup> Isto detállao a propia Comisión Europea na parte de «feitos» da carta de emprazamento complementaria que lle remitiu a Italia o 8 de marzo de 2019 dentro do procedemento de infracción 2011/2026.

Bersani; en concreto os amplos apartados 1 e 1 *bis* do seu artigo 12. A través deste decreto de 2018 dispúxose que unha vez finalizadas ou caducadas as concesións existentes pasarían, gratuitamente, ás distintas rexións italianas, en lugar de á Administración central, e que serían estas as encargadas de regular o procedemento de concesión, polo que se lles impuxo a obriga de crear normativa propia para a regulación de tal procedemento.

Respecto á reversión, a pesar de que a normativa indica que se produce de xeito gratuíto, reconece que en caso de que o concesionario execute e asuma o custo de obras e investimentos durante a concesión, sempre que estivesen previstos no título ou fosen autorizadas pola Administración, conceden o dereito a unha compensación polo valor non amortizado ao reverter a concesión. Tal compensación debe pagala o concesionario sucesor.

Por outra banda, aínda que se delega nas rexións a creación dun procedemento específico para a adxudicación de concesións hidroeléctricas de grandes derivacións de augas (que segundo o artigo 6 do Real decreto 1775, do 11 de decembro de 1933 son as de máis de 3 MW), o Decreto lei 135 prevé que se inclúan uns determinados parámetros nestas normativas. En concreto:

1. No caso de que exista un interese público superior nun uso distinto da auga incompatible co de fins hidroeléctricos, as rexións poden ceder as concesións, logo de verificación dos requisitos de capacidade técnica, financeira e organizativa a:  
a) operadores económicos identificados mediante a realización de licitacións con procedementos públicos;  
b) empresas con capital público-privado mixto en que se elixa o socio privado mediante a realización de ofertas con trámites públicos;  
c) Explotalas mediante determinadas formas de colaboración público-privada. Respecto a isto, a normativa que elaboren as rexións debe recoller os procedementos e condicións para levalo a cabo.
2. Os criterios de admisión e adxudicación.
3. A disposición de que toda indemnización correrá a cargo do concesionario sucesor.
4. Os requisitos de capacidade financeira, organizativa e técnica axeitados ao obxecto da concesión solicitada que

deben incluír como mínimo: a) a certificación da xestión, durante un período de polo menos cinco anos, de centrais hidroeléctricas cunha potencia nominal media de 3 MW ou máis e b) a referencia de dúas entidades de crédito que acrediten que o posible concesionario pode acceder a un crédito por un importe que como mínimo sexa igual ao presupostado para o proxecto de concesión.

5. A duración das novas concesións, oscilando o prazo entre 20 e 40 anos, aínda que o prazo máximo pode aumentarse en 10 anos, en relación coa complexidade do proxecto e o importe do investimento.

6. As obrigas ou limitacións da xestión, incluída a posibilidade de empregar a auga en principio asignada a fins hidroeléctricos para facer fronte a situacións de crises hídricas ou no caso de inundacións.

7. As melloras mínimas en termos enerxéticos da potencia de xeración e da produtividade que deben lograrse.

8. Os niveles mínimos en termos de mellora e rehabilitación medioambientais da bacía hidrográfica.

9. Medidas de compensación medioambiental e territorial, incluídas compensacións financeiras aos territorios dos municipios afectados polas obras e a derivación de augas entre os puntos de toma e devolución.

10. As normas para a avaliación por parte da administración competente dos proxectos presentados no procedemento de adxudicación.

11. As condicións para a utilización doutros edificios e maquinarias distintos dos principais, en esencia os que se recollen no parágrafo segundo do artigo 25 do Real decreto 1775, do 11 de decembro de 1933.

12. As cláusulas sociais específicas destinadas a promover a estabilidade laboral do persoal empregado.

13. Os procedementos que se deben seguir no caso de concesións que afecten ao territorio de dúas ou máis rexións, en que a competencia para a licitación da concesión é da rexión co territorio que maior caudal de auga derive á concesión.

A normativa de 2018 tamén prevé que, no prazo de dous anos a partir da entrada en vigor destas leis rexionais que se ordenaron crear, deberían iniciarse os procedementos para a asignación de concesións para grandes derivacións hidroeléctricas, xa que moitas destas, tal e como o Estado italiano recoñeceu ante a Comisión Europea, foron obxecto de prórrogas técnicas até que a situación legal estivese definida. Ademais, no caso de que a rexión non asuma as súas competencias, o Estado podería exercer determinadas accións substitutivas.

Por outra banda, tamén se impuxeron determinadas obrigas para os concesionarios, ademais das que se poidan engadir mediante a normativa das rexións e o título da concesión. En primeiro lugar, cada seis meses os concesionarios deben pagar un canon –determinado pola normativa das rexións–, que conta cunha compoñente fixa vinculada á potencia nominal media da concesión e unha variable dependente dos ingresos obtidos. Respecto a isto, existía unha previsión de que esta taxa se destinase polo menos nun 60 % ás provincias e cidades metropolitanas que visen o seu territorio afectado polas derivacións de auga á concesión, pero a Sentenza 155/2020 do Tribunal Constitucional italiano anulou esta última parte.

Por outro lado, tamén se prevé que as rexións poidan marcar a obriga de que os concesionarios lles proporcionen anualmente de xeito gratuíto 220 kWh por cada kW da potencia nominal media da concesión, dos cales como mínimo o 50 % será destinado a servizos públicos e a categorías de usuarios afectados pola concesión.

Outra previsión introducida polo Decreto lei 135 de 2018 fai referencia ás concesións que teñan unha data de remate anterior ao 31 de xullo de 2024<sup>556</sup>. Nese caso, as rexións que non contasen aínda con normativa propia ao respecto, quedaban obrigadas a realizala antes do 31 de outubro de 2020, indicando os métodos, condicións, cuantificación de calquera canon ou cargos adicionais que lle correspondese ao concesionario saínte para a continuación,

---

<sup>556</sup> Este prazo, así como outros que aparecen ao longo da modificación realizada polo Decreto lei 135 de 2018, no texto orixinal era menor, pero foi ampliado por mor da paralización vivida a raíz da pandemia da covid a través do Decreto legislativo 18 de 2020, convertido con modificacións na Lei 27/2020.

por parte das propias rexións, co funcionamento das concesións logo do seu vencemento e polo tempo necesario para completar os trámites da nova concesión cesión que e, en todo caso, non poderá ser superior ao 31 de xullo de 2024.

Por último, na derradeira modificación que se realizou no Decreto Bersani por parte do Decreto lei 135 de 2018 indícase que até que se outorgue unha nova concesión o concesionario vencido está obrigado a continuar proporcionando os indicados 220 kWh por cada kW de potencia nominal media da concesión, a petición da rexión, así como a pagar á rexión unha tarifa adicional.

Polo demais, o resto do amplo artigo 12 do Decreto Bersani que regula as concesións hidroeléctricas permaneceu en vigor. Ao respecto débense precisar varias cuestións que se recollen nel para crear a imaxe completa do panorama lexislativo do sector en Italia. En primeiro lugar, chama a atención a referencia expresa que se fai no Decreto ás concesións da empresa Enel. Nel dise que as concesións hidroeléctricas desta expirarían aos 30 anos a contar desde a entrada en vigor do Decreto. Enel historicamente foi a empresa pública dominante no sector, que contaba coa gran maioría dos aproveitamentos hidroeléctricos.

Pola súa parte, o Decreto Bersani tamén prorrogou o resto as concesións que finalizasen o 31 de decembro de 2010 ou antes até esa data. Con posterioridade, unha reforma deste decreto tamén incluíu unha prórroga de sete anos para o caso de determinadas sociedades de capital mixto público e privado. Ademais, a través deste decreto xa se atribuíu a potestade de outorgar concesións ás rexións e ás provincias autónomas<sup>557</sup>.

Así pois, o Decreto Bersani, coa súa última modificación levada a cabo polo Decreto lei 135 de 2018 conforma a lexislación nacional vixente na materia. En cambio, os vellos problemas con esta lexislación aínda non se solucionaron. Ao respecto, a Autorita'

---

<sup>557</sup> As provincias autónomas son as de Bolzano e Trento, que se sitúan no norte do país, na zona dos Alpes, e gozan de relevancia no ámbito hidroeléctrico. Estas tamén viviron unha problemática similar á de Italia na súa regulación propia, xa que a Comisión Europea impugnou as súas cláusulas relativas a prórrogas de concesións dentro do procedemento de infracción 2011/2026. Ao respecto débese indicar que se introduciron reformas normativas a través das Leis 205/2017 e 160/2019.

Garante della Concorrenza e del Mercato nun ditame do 3 de setembro de 2020 («AS1697-Disciplina en materia de liberalización de concesións de grandes derivacións hidroeléctricas») expresou varias observacións respecto a esta normativa. Este órgano, manifestou que debido a que se introducirían distintas lexislacións rexionais non homoxéneas aumentarían os custos de participar nas licitacións, o que podería penalizar aos operadores máis pequenos. En cambio, o ditame tamén indica que a descentralización das competencias reguladoras pode supor unha oportunidade para relanzar a actividade de produción de enerxía hidroeléctrica, pois é este un sector en que, segundo a Autorita' Garante della Concorrenza e del Mercato, nunca existiu unha competencia real.

Para que exista competencia, a Autorita' Garante della Concorrenza e del Mercato indicou que se necesita, en primeiro lugar, unha duración axeitada das concesións. Por tal razón, sinalou que se debían deixar de estender as concesións, como se viñera facendo até o momento, recordando ao respecto os procedementos de infracción abertos pola Comisión Europea e dos cales se falou con anterioridade. Ademais, aconsellou que os lexisladores rexionais se decantasen por procedementos de licitación pública ordinaria para o outorgamento das concesións, fronte a outras alternativas como poden ser a licitación de dobre obxecto<sup>558</sup> ou formas de asociación público/privada que a normativa italiana tamén prevé.

Pola súa parte, a Comisión Europea, de novo dentro do procedemento de infracción 2011/2026, remitiulle unha carta de emprazamento complementaria a través en que consideraba que as autoridades italianas non organizaran os procedementos de selección transparentes e imparciais no ámbito das concesións hidroeléctricas que se lle esixiran en anteriores comunicacións. Ademais, amosouse crítica coas prórrogas técnicas coas prórrogas técnicas que se indicaron, e sinalou que a nova normativa retrasa a

---

<sup>558</sup> A licitación de dobre obxecto é aquela en que se elixe no mesmo procedemento o accionista privado e a cesión do servizo, que será así realizado por unha empresa de capital mixto.

convocatoria de procedementos de selección nalgúns casos até o 2023 (que debido á pandemia da covid incluso se ampliaría a 2024), o que considera atrasos importantes nun contexto caracterizado por repetidas prórrogas. Incluso considera que os prazos en que se estaban outorgando as concesións (entre 20 e 30 anos) eran elevados. Tendo en conta ese marco normativo a Comisión Europea interpretou que as prórrogas concedidas polo Estado italiano ían en contra do dereito comunitario e, en concreto, vulneraban o artigo 12 da Directiva de servizos 2006/123/CE, que se entende aplicable ao caso por considerarse que a explotación de centrais hidroeléctricas é un servizo prestado a cambio dunha remuneración.

A Comisión Europea tamén fixo referencia á obriga de pagar unha compensación ao concesionario saínte. Ao respecto a carta enviada ao Estado italiano expresa que esta compensación vulnera de novo o artigo 12 da Directiva de servizos, toda vez que outorga unha vantaxe indebida ao concesionario saínte.

Ademais disto, a Comisión Europea tamén considerou que a normativa italiana sobre a adxudicación de concesións constitúe unha limitación do dereito de establecemento, polo que vulnera o artigo 49 do TFUE, en que se prohiben as restricións á liberdade de establecemento nos estados membros. Ao respecto, a Comisión sostén que as restricións ao dereito de establecemento poden estar xustificadas por razóns imperiosas de interese xeral, como podería ser a protección do medio ambiente e a seguridade do fornecemento, de seguridade xurídica e de confianza lexítima; pero que no caso italiano non consta a concorrencia de ningunha desas causas. Finalmente, e a pesar destas consideracións que realizaba a Comisión, o procedemento de infracción 2011/2026 foi pechado o 23 de setembro de 2021.

Determinadas rexións, con base no modelo actual, xa están creando a súa propia normativa. Un exemplo disto é o caso da Lei rexional do Piemonte n.º 26, do 29 de outubro de 2020. Nesta norma prevese que a nova adxudicación da concesión sexa mediante concurso público, pero mantense a cláusula criticada pola Comisión Europea segundo a cal o concesionario saínte ten dereito a ser indemnizado en determinados supostos.



Pola súa parte, na rexión de Lombardía a través da súa Lei rexional n.º 5, do 8 de abril de 2020, optaron por prever tanto a forma da licitación como os casos en que se puidese adjudicar a empresas de capital mixto mediante licitacións dobres ou a explotación a través de formas de asociación público-privada. A pesar destas previsións, no artigo 7.3 da norma indícase que a forma habitual de proceder será por medio do concurso público; as outras dúas son excepciónais e o seu uso debe ser motivado polo Consello Rexional, que se pode decantar por elas en función das especificidades territoriais, técnicas ou económicas da concesión. Na norma de Lombardía, unha vez máis e en consonancia coa normativa estatal, tamén se prevé a posibilidade de que o concesionario entrante deba indemnizar ao concesionario saínte.

Así pois, obsérvase como as distintas rexións están empezando a crear as súas propias normas sobre a base do mandato estatal. Porén, á vista das consideracións sostidas pola Comisión Europea, estas normas son susceptibles de sufrir variacións para adaptarse ao dereito comunitario.

#### **4.4.3. Estrutura do mercado**

Dentro deste contexto normativo, o sector de produción eléctrica italiano tamén presenta un certo carácter de oligopolio, aínda que diminuíu nos últimos anos e non resulta tan acentuado como no caso español. Así, entre os operadores Enel (cun 15,6 %), ENI (cun 9 %) e Edison (7,1 %), representaron en 2020 unha terceira parte da xeración eléctrica bruta máis ou menos, mentres que as empresas A2A e EPH tamén presentaron unha participación relevante na produción, cun 6 % e un 5,3 % respectivamente<sup>559</sup>.

Sobre a estrutura da propiedade destas empresas, en primeiro lugar, atópase Enel, unha empresa da cal o Estado italiano non é propietario de máis da metade do seu capital social, aínda que

---

<sup>559</sup> AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE (ARERA), «Relazione 306/2020/I: Relazione annuale all'agenzia internazionale per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia e alla Commissione Europea sull'attività svolta e i compiti dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente», 2021, en liña, <https://www.arera.it/allegati/docs/21/344-21.pdf> [consulta 9 de agosto de 2021], p. 12.

si que conta cunha moi significativa participación, xa que, como se indica no informe integrado anual da compañía de 2020<sup>560</sup>, a 31 de decembro de 2020 o Ministerio de economía e finanzas italiano era o propietario do 23,6 % do capital social. Historicamente foi a empresa estatal que exerceu unha posición de monopolio en diversos campos do sector eléctrico, aínda que a finais dos noventa foi privatizada, quedándose o Estado italiano cunha importante participación no capital social da compañía. Un destes campos onde Enel contaba cunha posición próxima á de monopolio era no das concesións hidroeléctricas anteriores á nova normativa, para o que se apoiaba no feito de que, como se describiu, primábase (e séguese a facer) ao concesionario saínte<sup>561</sup>. Ademais, grazas ao Decreto Bersani as súas concesións foron estendidas por imperativo legal até o 2029, polo que a súa posición no ámbito hidroeléctrico italiano continúa a ser moi relevante.

Pola súa parte, ENI naceu no seu día como unha empresa pública vinculada ás enerxías fósiles, pero na década dos noventa foi privatizada. De forma similar ao caso de Enel, aquí o Estado italiano conta cunha importante participación xa que controla sobre o 30 % do capital social. Concretamente, no informe intermedio consolidado do 30 de xuño de 2021<sup>562</sup> a empresa cifraba a participación estatal nun 25,96 % a través da Cassa Depositi e Prestiti SpA (unha caixa de que o capital está principalmente en mans do Ministerio de Economía e Finanzas) e nun 4,37 % a través do Ministerio de Economía e Finanzas, isto é un 30,33 % de participación pública na compañía.

---

<sup>560</sup> Tal información pódese atopar en liña na páxina web da propia compañía, en concreto aquí: [https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2020/annuali/en/integrated-annual-report\\_2020.pdf](https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2020/annuali/en/integrated-annual-report_2020.pdf) [consulta 25 de agosto de 2021].

<sup>561</sup> ELEONORA NINO, I., «Le concessioni idroelettriche tra tutela della concorrenza e tutela dell'ambiente», tese de doutoramento, ROSARIO SPASIANO, M. (dir.), Universidade de Nápoles Federico II, Napolés, 2014, p. 22.

<sup>562</sup> Tal información pódese atopar en liña na páxina web da propia compañía, en concreto no enderezo: <https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2021/1-half-2021/Interim-consolidated-report-June-30-2021.pdf> [consulta 25 de agosto de 2021].

En canto á última das tres maiores compañías no ámbito da produción eléctrica, Edison, está controlada practicamente na súa totalidade pola compañía francesa EDF<sup>563</sup> da que, como se sinalou no punto anterior, o seu accionista maioritario é o Estado francés.

En canto ás outras dúas compañías que se citaron dentro das máis relevantes no do sector de produción eléctrica, A2A, que conta cunha significativa presenza no norte de Italia, está participada nun 25 % polo municipio de Brescia e nun 25 % polo municipio de Milán<sup>564</sup>. Pola súa banda, EPH é a única destas compañías que non conta cunha relevante participación pública. Esta é unha compañía con sede na República Checa que en Italia adquiriu os activos de E.ON.

Así pois, en liñas xerais, no caso italiano obsérvase a existencia de problemas coa súa lexislación debido ao atraso en cumprir coas esixencias da Comisión Europea de crear un modelo respectuoso coa Directiva de servizos e co TFUE e polo modelo usado en que se prima ao concesionario saínte. O marco lexislativo actual atópase en construción e foi cedido ás rexións para que determinen o modelo a seguir, aínda que, en xeral, estase a optar por legislar a favor da renovación das concesións mediante concurso público. Por outra banda, tamén resulta significativo que case todas as grandes empresas produtoras do sector eléctrico contan cunha maior ou menor participación pública nelas, resultando especialmente relevante o caso de Enel por ser a que posúe a maior parte das concesións hidroeléctricas.

## **4.5. Suíza**

### **4.5.1. O sector eléctrico no país**

Despois de Noruega, Francia e Italia, o país europeo con máis potencia hidroeléctrica instalada é España e, tras este,

---

<sup>563</sup> Tal información pódese atopar en liña na páxina web da propia compañía, en concreto [https://www.edison.it/sites/default/files/documents/Edison\\_4\\_CorpGov\\_ITA20\\_indici.pdf](https://www.edison.it/sites/default/files/documents/Edison_4_CorpGov_ITA20_indici.pdf) [consulta 25 de agosto de 2021].

<sup>564</sup> Tal información pódese atopar en liña na páxina web da propia compañía, en concreto no enderezo: <https://www.a2a.eu/en/investors/shares/shareholding> [consulta 25 de agosto de 2021].

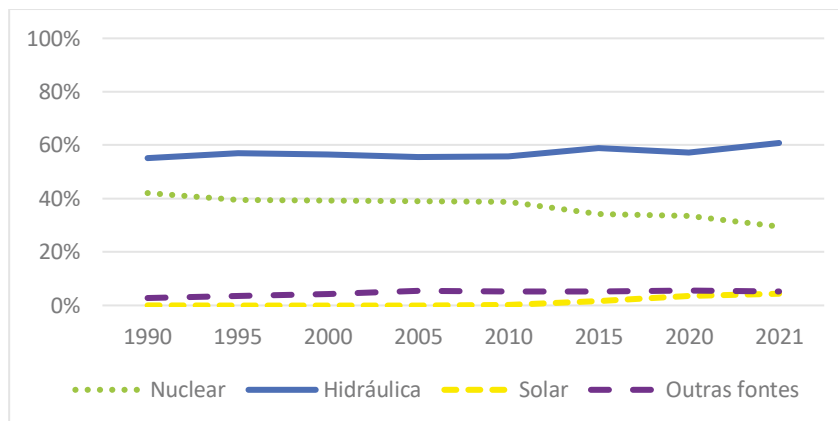
atopámonos con Suíza. Este país, a pesar de non contar cun tamaño elevado, debido á súa situación xeográfica nos Alpes, posuía en 2020 uns 16 881 MW de potencia hidroeléctrica instalada. Historicamente a enerxía hidroeléctrica sempre foi predominante no país. Esta, malia non ocupar un lugar tan determinante como o observado para o caso de Noruega, produce máis da metade da enerxía eléctrica suíza. Ademais, no futuro incluso se espera que poida medrar algo o potencial hidroeléctrico do país, para contrarrestar unha posible diminución das centrais nucleares (aínda que neste aspecto existe certa controversia sobre se se deben diminuír ou non as achegas desta fonte enerxética)<sup>565</sup>.

A importancia en Suíza das enerxías hidroeléctrica e nuclear é obvia se se ten en conta que entre ambas encárganse de aproximadamente o 90 % da produción eléctrica do país. Dentro destas dúas ocupa un lugar máis relevante a hidroeléctrica, que se encarga de máis ou menos un 55 % da produción eléctrica do país. A pesar diso, débese indicar que recentemente a enerxía solar está comezando a despegar, pero a súa importancia atópase aínda moi lonxe tanto das fontes nucleares como, especialmente, da hidroeléctrica. De feito, en 2021 tan só significou un 4,38 % do total da enerxía eléctrica producida. Esta composición da xeración de electricidade en Suíza pódese observar na seguinte gráfica:

---

<sup>565</sup> Ao respecto pódese consultar: OFFICE FÉDÉRAL DE L'ÉNERGIE OFEN, «Potentiel hydroélectrique de la Suisse. Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050», *Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication*, 2019.

Figura 26. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Suíza)



Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

#### 4.5.2. Regulación hidroeléctrica

Dentro do ámbito hidroeléctrico pódense citar como normas máis relevantes as seguintes:

- A Lei federal sobre a utilización de forzas hidráulicas do 22 de decembro de 1916; norma esta que viviu diversas actualizacións.
- As distintas normativas de cada un dos cantóns, ao estar descentralizada a lexislación ao respecto.

Esta normativa dispón como forma común de explotar os recursos hidroeléctricos o réxime de concesión. Tales concesións son outorgadas pola autoridade competente do cantón onde se atope o curso de auga que se empregará. En caso de afectar a varios cantóns deben poñerse de acordo entre eles e, de non ser isto posible nun prazo razoable, é o departamento<sup>566</sup> o que decide sobre a concesión.

Pola súa parte, a Lei federal sobre a utilización de forzas hidráulicas indica que en caso de existir varios interesados na mesma explotación outorgaráselle esta a aquel que mellor sirva ao interese público, e en caso de empate entre ambos, ao que garanta

<sup>566</sup> O equivalente a un ministerio.

un mellor uso do curso da auga (artigo 41). Máis alá desta disposición –que resulta un tanto indeterminada– non existe ningún procedemento competitivo para optar a unha concesión hidroeléctrica<sup>567</sup>. De feito, no artigo 60.3 *bis* da Lei federal de 1916 indícase que as concesións que outorgan os cantóns non precisan de licitación, aínda que engade que o procedemento debe ser «transparente e non discriminatorio». Unha disposición idéntica aparece recollida para o caso das concesións federais no artigo 62.2 *bis* desta lei federal.

O procedemento para obter unha concesión hidroeléctrica varía duns cantóns a outros, aínda que presenta bastantes semellanzas, pois constitúen o seu carácter definitorio os parámetros xerais que se establecen na Lei federal. Para citar un exemplo deste procedemento de obtención da concesión, pódese falar do caso do Cantón de Valais, que conta coa súa propia norma, e, xunto co cantón de Grisóns, é onde se concentra a maior parte da capacidade de xeración hidroeléctrica do país, posto que aproveitan as fontes dos ríos Ródano e Rin<sup>568</sup>.

Esta norma de Valais é a Lei sobre o uso de enerxía hidráulica do 28 de marzo de 1990 e nela apréciase, en primeiro lugar, que cómpre efectuar unha solicitude inicial incluíndo documentos tales como informes técnicos ou unha avaliación de impacto ambiental. Despois, realízase un procedemento de investigación pública, elabórase un primeiro borrador da concesión e sométese o proxecto a consulta pública para que calquera afectado poida realizar as alegacións que considere pertinentes. En caso de que non se presenten alegacións ou tras resolver estas, o órgano competente decidirá ao respecto. Este órgano será o Consello de Estado do cantón en caso de ser competencia do cantón ou o consello municipal en caso de ser competencia do municipio. No caso dos municipios a decisión debe ser ratificada pola Asemblea

---

<sup>567</sup> GLACHANT, J. M., SAGUAN, M., RIOUS, V., DOUGUET, S. e GENTZOGLANIS, E., «Regimes for granting rights to use hydropower in Europe», *op. cit.*, p. 117.

<sup>568</sup> MANSO, P., SCHLEISS, A. e SCHAEFLI, B., «Adaptation of Swiss hydropower infrastructure to meet future electricity needs», *Conferencia: Hydro 2015*, Burdeos, Francia, 2015, p. 2.

Primaria<sup>569</sup>, isto é, que a cidadanía vote a favor diso. Ademais, a Administración resérvase a posibilidade de nomear a un ou dous membros do consello de administración da concesionaria.

No tocante ao contido da concesión, volvendo á Lei federal de 1916, nesta inclúese no artigo 54 que se debe indicar obrigatoriamente o seguinte:

- a) Quen é o concesionario.
- b) O alcance do dereito de uso concedido, o caudal usable e o caudal de dotación por segundo, así como o modo de uso.
- c) Os caudais residuais por segundo que deben respectarse, así como o lugar e o método de rexistro en caso de desviación e acumulación.
- d) Outras condicións e taxas aplicables debido a leis federais.
- e) A duración da concesión, que non pode ser superior a 80 anos.
- f) As contraprestacións económicas impostas ao concesionario tales como a taxa hidráulica anual, o canon das instalacións hidroeléctricas de bombeo, o fornecemento de auga ou enerxía eléctrica e todas as demais prestacións que, en virtude de requisitos especiais, resulten da utilización de medios hidráulicos.
- g) A participación do concesionario no mantemento e corrección do curso da auga.
- h) Os prazos fixados para o inicio da obra e a posta en servizo.
- i) Os eventuais dereitos de devolución e rescate.
- j) O destino das instalacións ao final da concesión.
- k) O destino das prestacións compensatorias debidas a outros concesionarios ao fin da súa concesión.

Ademais, segundo esta normativa, tamén se pode incluír de xeito potestativo cuestións relativas ao uso da enerxía hidráulica, á xustificación do capital de construción e as súas contas e as da

---

<sup>569</sup> WALLIS S. e PERRAUDIN, F., «Retour des concessions», *Service de l'énergie et des forces hydrauliques du Canton du Valais (SEFH)*, 2021, p. 32.

explotación, á participación da comunidade concedente na administración e a súa participación nos beneficios, as tarifas para a venda de enerxía, a transferencia de enerxía gratuíta ou a un prezo reducido, a redución dos prezos de venda debido á eficiencia financeira e o fornecemento de enerxía a unha rexión.

En canto á finalización da concesión, a norma federal de Suíza recolle dúas posibilidades: a renovación da concesión ou a súa conclusión. No caso da renovación a solicitude preséntase 15 anos antes (artigo 58 da Lei federal) e as autoridades competentes decidirán polo menos 10 anos antes da finalización da concesión se están dispostas a outorgala ou non. Pola súa parte, no caso da extinción, esta leva consigo a reversión á Administración tanto da concesión en si como dos bens afectos a ela. En concreto, o artigo 67 da Lei federal establece que, salvo que se pacte outra cousa na concesión, a reversión outórgalle o dereito a Administración a recuperar gratuitamente as instalacións do encoro e abastecemento de auga, as canles de fornecemento e de escape, os motores hidráulicos e os edificios que os albergan, con independencia de que se atopen situados no dominio público ou no privado. Ademais, tamén reverten os terreos empregados para a explotación das instalacións. Dentro da reversión, a Administración tamén ten dereito a recuperar as instalacións usadas para a produción e transporte de enerxía, aínda que mediante o pagamento dunha compensación equitativa.

### **4.5.3. Estrutura do mercado**

En canto á composición do sector eléctrico suízo, débese salientar en primeiro lugar que historicamente existiron restricións á participación estranxeira. Por exemplo, no caso da hidroeléctrica, na Lei sobre o uso de enerxía hidráulica do 28 de marzo de 1990 do Cantón de Valais a que nos referimos antes, prevíase que as persoas físicas só podían optar a unha concesión se eran cidadáns suízos e tiñan o seu domicilio en Suíza durante a concesión, mentres que as persoas xurídicas debían ter domicilio en Suíza e dous terzos dos administradores debían ser cidadáns suízos e estar domiciliados en Suíza. Isto continuou até unha modificación datada de novembro de 2016 no seu artigo 10.



Tamén destaca neste ámbito o sector público, xa que, segundo datos da IEA os cantóns e os municipios posúen total ou parcialmente a maioría de empresas eléctricas ao longo da cadea de subministración –non só as de produción–, cifrando esta participación en contra o 85 % das accións en 2016 (o 60 % propiedade dos cantóns e o 25 % dos municipios). En canto á produción, entre tres grandes compañías xeran preto do 80% da enerxía eléctrica do país e posúen as maiores centrais hidroeléctricas e nucleares. Estas son as compañías Axpo, Alpiq e BKW<sup>570</sup>.

No caso de Axpo na estrutura de capital social da empresa domina a presenza de distintos cantóns. Segundo datos da propia empresa o Cantón de Zúrich controla o 18,342 % do capital social, o de Aargau o 13,975 %, o de Schaffhausen o 7,875 %, o de Glaris o 1,747 % e o de Zug o 0,873 %. Nesta compañía tamén participa a Elektrizitätswerke des Kantons Zürich cun 18,41 %. Esta é unha institución independente de dereito público cantonal que opera no mercado enerxético, especialmente no ámbito de subministración. O resto do capital social repártese entre tres compañías: AEW Energie AG cun 14,026 %, SAK Holding AG cun 12,501 % e EKT Holding AG cun 12,251 %. A primeira destas é propiedade na súa totalidade do Cantón de Aargau, a segunda pertence aos cantóns de Appenzell Rodas Interiores, ao de Appenzell Rodas Exteriores e, especialmente ao de San Galo, e a terceira ao cantón de Turgovia. Xa que logo, obsérvase que a estrutura de capital de Axpo, aínda que bastante fragmentada, é totalmente de carácter público<sup>571</sup>.

Pola súa parte, a estrutura de capital que presentaba a 31 de decembro de 2020 Alpiq era:

---

<sup>570</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, «Energy policies of IEA countries. Switzerland, 2018 Review», 2018, pp. 69 e 70.

<sup>571</sup> Tal información pódese atopar en liña na páxina web da propia compañía, en concreto aquí: <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/investor-relations.html> [consulta 26 de agosto de 2021].

Figura 27. Estrutura de capital de Alpiq con data do 31 de decembro de 2020

Accionista	% de participación
EOS Holding SA	33,33 %
Schweizer Kraftwerksbeteiligungs-AG	33,33 %
EBM (Genossenschaft Elektra Birseck)	19,90 %
EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)	6,44 %
Eniwa Holding AG	2,12 %
Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA	1,79 %
IBB Holding AG	1,12 %
Regio Energie Solothurn	1,00 %
WWZ AG	0,96 %

Fonte: elaboración propia a partir de datos de Alpiq<sup>572</sup>

Analizando estas sociedades, débese comezar precisando que EOS Holding SA é unha compañía pública co capital repartido entre distintas administracións e empresas públicas. Pola súa parte, Schweizer Kraftwerksbeteiligungs-AG é unha filial de CSA Energy Infrastructure Switzerland que é un grupo de investimento controlado pola banca suíza. O resto dos propietarios de Alpiq son definidos pola propia compañía como un «consorcio de accionistas minoritarios suízos». Pese a iso, algún destes tamén é de carácter público, como é o caso de Regio Energie Solothurn, que é enteiramente propiedade da cidade de Soleura (Solothurn). Así pois, obsérvase como Alpiq é unha empresa de capital mixto, que conta cunha importante participación pública.

Como última destas tres grandes compañías de produción eléctrica en Suíza salienta a compañía BKW. Esta, no seu informe anual de 2020<sup>573</sup>, indicaba que a 31 de decembro de 2020 a súa

<sup>572</sup> A web da compañía ofrece esta información en: <https://reports.alpiq.com/20/en/group-and-shareholder-structure/> [consulta 26 de agosto de 2021].

<sup>573</sup> Pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto no enderezo: [https://www.bkw.com/fileadmin/user\\_upload/04\\_Ueber\\_uns/04\\_03\\_Investoren/Berichte\\_\\_Praes](https://www.bkw.com/fileadmin/user_upload/04_Ueber_uns/04_03_Investoren/Berichte__Praes)

estrutura de capital organizábase da seguinte forma: o Cantón de Berna contaba cun 52,54 % das accións e a compañía Groupe E Ltd. –da que o Cantón de Friburgo posúe o 80,291 % do capital social–<sup>574</sup> participaba nun 10 %, non existindo máis accionistas con participacións significativas. Por tanto, BKW tamén conta cunha destacable participación pública, estando controlada neste caso por un cantón en concreto.

Analizado o caso suízo obsérvanse certas particularidades con respecto ao resto de países europeos estudados. Neste caso, o feito de non formar parte da UE nin do Espazo Económico Europeo ten reflexo na lexislación do país, que apostou por outorgar as concesión sen contar cun procedemento competitivo e introducindo incluso até normas de mercado proteccionismo como as referentes ás restricións á participación estranxeira mantidas até fai pouco tempo.

Ademais, debido á súa estrutura de país, onde os distintos cantóns contan con amplas competencias e cunha normativa propia respecto da federal, son estes (ou incluso os propios municipios) os que deciden sobre o outorgamento e renovación das concesións hidroeléctricas. Estes mesmos cantóns, xunto con outras administracións públicas como os municipios ou cidades, participan amplamente no sector de xeración eléctrica en xeral e na hidráulica en particular. Xa que logo, no caso de Suíza pódese concluír que o sector, malia non ser enteiramente público, está maioritariamente explotado de forma pública e dun xeito moi descentralizado.

## **4.6. Suecia**

### **4.6.1. O sector eléctrico no país**

A composición do sector de produción eléctrica en Suecia no tocante ás fontes enerxéticas utilizadas presenta uns claros

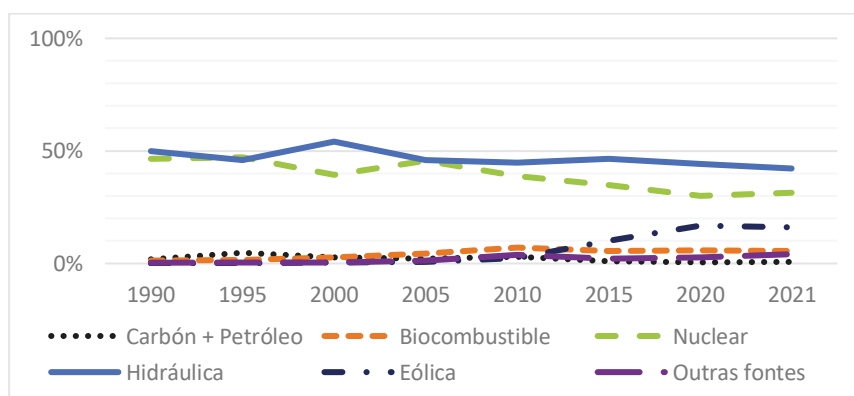
---

entationen/2020/Geschaeftsbericht\_Englisch\_WebPDF.pdf [consulta 26 de agosto de 2021].

<sup>574</sup> Esta información ofrécea o propio Groupe E Ltd na súa web: <https://reports.groupe-e.ch/gouvernement-dentreprise/> [consulta 26 de agosto de 2021].

paralelismos co observado en Suíza. Estes comezan na potencia hidroeléctrica instalada. No caso sueco esta en 2020 ascendía a 16 478 MW, o que sitúa ao país como sexto con máis potencia instalada en Europa e moi preto de Suíza. Os paralelismos continúan se analizamos isto en relación co resto de fontes enerxéticas. Así, como no caso suízo, preto do 90 da enerxía eléctrica é producida mediante enerxía hidráulica e nuclear. No caso da hidráulica, observando a produción nos últimos 30 anos obsérvase como se moveu sempre entre o 40 e o 50 % da enerxía eléctrica total producida, aínda que recentemente diminuíu un pouco por mor da auxe da enerxía eólica, que en 2021 supuxo xa o 16,08 % do total. A pesar diso, existen informes que prevén un aumento no futuro da enerxía producida mediante fontes hidroeléctricas, grazas especialmente a unha maior eficiencia<sup>575</sup>. Pola súa parte, a enerxía nuclear tamén se moveu nos últimos 30 anos en parámetros moi similares aos da hidroeléctrica, malia que a produción de enerxía eléctrica a través desta fonte tendeu a estar sempre lixeiramente por debaixo da producida mediante a enerxía hidráulica. A estrutura do sector de produción eléctrica sueco pódese observar con claridade na seguinte gráfica:

*Figura 28. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de chegada total (Suecia)*



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*

<sup>575</sup> LINDSTRÖM, A. e RUUD, A., «Swedish hydropower and the EU Water Framework Directive», Stockholm Environment Institute, 2011, p. 16.

#### 4.6.2. Regulación hidroeléctrica

En canto ás normas máis importantes que aplican nas explotacións hidroeléctricas do país pódense citar:

- A Lei de augas do 28 de xuño de 1918. Esta norma na actualidade atópase xa derogada pola Lei de augas do 5 de maio de 1983 (tamén xa derogada), pero é a norma de acordo coa cal se outorgaron a gran maioría de concesións hidroeléctricas suecas, polo que aínda resulta de aplicación para diversas cuestións.
- O Código ambiental sueco de 1999. Esta é unha norma en que se codifican diversas leis que afectan ao sector.

A forma de explotación dos recursos hidroeléctricos en Suecia é a través de concesión, aínda que o funcionamento destas concesións resulta especialmente particular. Para coñecer este sistema hai que acudir á Lei de augas de 1918. Esta norma favoreceu a expansión da enerxía hidroeléctrica no país e creou unha figura moi relevante: os tribunais de augas. A creación destes tribunais especiais tiña tamén por obxecto que as concesións se outorgasen cun carácter máis técnico e xurídico que político. Así, estes tribunais convertéronse nos órganos competentes para o tratamento da concesión e podían realizar outorgamentos ou modificacións destas<sup>576</sup>.

Con posterioridade, estes tribunais foron trocados polos tribunais da terra e o medio ambiente que son os que operan na actualidade. Estes conforman cinco tribunais rexionais e as súas resolucións poden ser apeladas nun tribunal superior ambiental, que é o coñecido como Tribunal de Svea de Apelación, e, por último, no Tribunal Supremo<sup>577</sup>. Entre as súas competencias atópanse as de coñecer dos casos relativos á construción, alteración, reparación e remoción de presas (capítulo 20, artigo 2, en relación co capítulo 11 do Código ambiental sueco). Por tanto, ao igual que sucedía cos

---

<sup>576</sup> RUDBERG, P. M., «Constant Concessions Under Changing Circumstances: The Water and Renewable Energy Directives and Hydropower in Sweden», Stockholm Environment Institute, 2011, p. 11.

<sup>577</sup> BJÄLLAS U., «Experience of Sweden's Environmental Courts», *Journal of Court innovation*, vol. 3(1), 2010, p. 181.

tribunais de augas, xogan un papel chave na autorización e modificación das concesións necesarias para explotar a enerxía hidroeléctrica.

En canto ao procedemento habitual de concesión, débese sinalar que segue as regras dun procedemento xurisdiccional, en que o veredicto se basea no recollidos na normativa aplicable, que esencialmente será o Código ambiental sueco e as distintas ordenanzas que resulten de aplicación segundo o lugar en que se sitúe. Así, o interesado debe presentar unha solicitude por escrito ao tribunal acompañado da documentación necesaria. Ademais, para as novas concesións hidroeléctricas precísase unha avaliación de impacto ambiental positiva. Tras isto, faise unha consulta pública da concesión e envíase a documentación ás autoridades administrativas pertinentes e aos interesados para que realicen as consideracións que consideren. Unha vez levadas a cabo as alegacións, dáselle trámite delas ao iniciador do procedemento para que conteste o que considere. O seguinte paso é o da vista ante o tribunal, pero este, se o considera innecesario pode non convocala, polo que tal paso non sempre sucede. En determinados casos relevantes, o tribunal pode precisar antes dunha decisión do Goberno, xa que o Código ambiental sueco (capítulo 17, artigo 1) indica que debe ser o Goberno do país o que «considerará se se permite» a instalación de novas centrais hidroeléctricas cunha potencia instalada igual ou superior a 20 MW. Logo deste procedemento emítase un fallo do tribunal en que se decide sobre o outorgamento da concesión, analizando especialmente a relación entre os beneficios públicos e privados que o proxecto proporciona á sociedade e os danos e custos asociados ao seu desenvolvemento, debendo ser necesariamente maiores os primeiros que os segundos. Esta resolución pode ser apelada, podendo chegar, en última instancia, até o Tribunal Supremo<sup>578</sup>.

Este fallo onde se fixan as condicións da concesión ten forza de lei e outórgase sen límite de tempo. Isto creou certos problemas

---

<sup>578</sup> RUDBERG, P. M., «Constant Concessions Under Changing Circumstances: The Water and Renewable Energy Directives and Hydropower in Sweden», *op. cit.*, p. 13

debido a que tales condicións non se ven afectadas por cambios lexislativos posteriores. Para introducir calquera cambio é necesario un novo procedemento xudicial ante estes tribunais da terra e o medio ambiente, aínda que tal procedemento pode ser iniciado pola Administración, ademais de, loxicamente, polo concesionario<sup>579</sup>. Por tanto, este proceso xudicial para cambiar ou revisar unha concesión é un proceso complexo en que participan moitas partes interesadas, polo que se poden producir importantes demoras no tempo<sup>580</sup>.

Dentro destes cambios nas concesións salientan os de carácter medioambiental, que o país se veu obrigado a introducir esencialmente por mor da Directiva marco da auga. Por iso, para adaptar as centrais hidroeléctricas aos estándares esixidos por esta normativa, en 2018 a Axencia Sueca para a Xestión Mariña e da Auga xunto coa Axencia Sueca de Enerxía e o Operador de transmisión do sistema de electricidade elaboraron un plan nacional, que se aprobou en xuño de 2020, para examinar as condicións ambientais das concesións hidroeléctricas. A través deste plan revisaranse sistematicamente nos tribunais de terras e medio ambiente as condicións medioambientais das concesións.

O procedemento para a obtención e renovación de concesións hidroeléctricas descrito deu pé a que o 7 de marzo de 2019 a Comisión Europea lle enviase unha carta de emprazamento a Suecia por considerar que se outorgaron este tipo de concesións sen procedementos de selección transparentes e imparciais. A Comisión manifestou que a normativa sueca –xunto coa doutros estados membros aos cales tamén enviou cartas de emprazamento– non respectaba «plenamente a Directiva de servizos (Directiva 2006/123/CE), nin as regras da UE en materia de contratos públicos (Directiva 2014/23/UE relativa á adxudicación de contratos de

---

<sup>579</sup> RUDBERG, P. M., «Sweden's Evolving Hydropower Sector: Renovation, Restoration and Concession Change», Stockholm Environment Institute, 2013, p. 13

<sup>580</sup> RUDBERG, P. M. e NILSSON, M., «Reducing our emissions while achieving good status of our water bodies – is it possible? Swedish hydropower in the limelight», *World Renewable Energy Congress-Sweden, 8-13 May; 2011, Linköping; Sweden*, Linköping University Electronic Press, 2011. pp. 2692-2693.

concesión) ou a liberdade de establecemento e a liberdade de prestación de servizos (artigos 49.º e 56.º do TFUE)»<sup>581</sup>. Na actualidade non consta que exista un procedemento rematado en relación con esta comunicación.

### 4.6.3. Estrutura do mercado

En canto á estrutura do sector de produción eléctrica sueco, o primeiro aspecto relevante que podemos salientar é a importancia da compañía Vattenfall. Esta xera, segundo datos da IEA, algo máis do 40 % do total de enerxía eléctrica producida en Suecia. Ademais, se a esta compañía unimos as empresas Fortum e Uniper atopámonos con que entre as tres se encargan do 73 % da xeración de enerxía eléctrica do país<sup>582</sup>. En cambio, ao igual que se apreciaba no caso de Noruega, novamente débese advertir que estas cifras débense contextualizar debido á participación de Suecia no mercado por xunto Nord Pool.

Entrando a analizar a composición do capital social destas compañías débese indicar que Vattenfall é integramente propiedade do Estado sueco, tal e como reflicte o informe anual e de sustentabilidade de 2020 da compañía<sup>583</sup>. O nome da compañía significa ferverza ou salto de auga e historicamente fíxolle honor ao estar desde un primeiro momento moi vinculada ao sector hidroeléctrico. Na actualidade posúe integramente ou participa parcialmente en 56 centrais hidroeléctricas en Suecia, contando estas cunha potencia instalada de 8.650 MW, o que significa un pouco máis da metade da potencia hidroeléctrica total do país. Xa que logo, Vattenfall resulta o principal actor no ámbito da enerxía

---

<sup>581</sup> A nota de prensa da Comisión Europea respecto a isto é a mesma que a referenciada no caso francés: «Concessões de energia hidroeléctrica: Comissão insta oito Estados-Membros a cumprirem a legislação da UE».

<sup>582</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, «Energy policies of IEA countries. Sweden 2019 Review», 2019, p. 105, en liña, <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-sweden-2019-review>.

<sup>583</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía, aquí: [https://group.vattenfall.com/siteassets/corporate/investors/annual-reports/2020/vattenfall-annual-and-sustainability-report-2020\\_pdf](https://group.vattenfall.com/siteassets/corporate/investors/annual-reports/2020/vattenfall-annual-and-sustainability-report-2020_pdf) [consulta 30 de agosto de 2021].



hidroeléctrica sueca. Ademais, a compañía tamén presenta unha grande importancia no ámbito internacional, contando con investimentos significativos noutros países, como é o caso de Alemaña, de que logo se falará.

Pola súa parte, Fortum é unha compañía pública, pero neste caso non pertence ao Estado sueco, senón que é participada nun 50,76 % pola Oficina do Primeiro Ministro de Finlandia<sup>584</sup>. Dentro do sector hidroeléctrico sueco Fortum conta, segundo datos fornecidos na súa web<sup>585</sup>, con 122 centrais, o cal significa un número maior co de Vattenfall. En cambio, en canto á potencia instalada obsérvase como esta se atopa considerablemente lonxe da de Vattenfall, xa que suma 3295,1 MW. Pese a iso, esta cifra de potencia instalada con que conta Fortum significa un 20 % da potencia hidroeléctrica total en Suecia.

Canto a Uniper, era unha compañía que pertencía a Fortum, xa que esta controlaba o 76,1 % do seu capital social<sup>586</sup>. En cambio, tal e como se afondará no capítulo quinto, debido á crise enerxética europea, a empresa sufriu importantes problemas financeiros que levaron a que entra a propia Uniper, Fortum e o Goberno de Alemaña acordasen unha ampliación de capital e a adquisición por parte de Alemaña da compañía, pasando este país a controlar un 99 % do seu capital social. Anteriormente, esta compañía formaba parte da alemá E.ON, pero en 2016 escindiuse desta. A súa participación no sector hidroeléctrico sueco é inferior á de Fortum e Vattenfall, pero aínda así conta cunha potencia hidroeléctrica instalada de uns 1600 MW, o que significa preto de 10 % do total do país<sup>587</sup>.

---

<sup>584</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto aquí: <https://www.fortum.com/about-us/investors/share-information/major-shareholders> [consulta 30 de agosto de 2021].

<sup>585</sup> <https://www.fortum.com/about-us/our-company/our-energy-production/our-power-plants/hydropower-plants> [consulta 30 de agosto de 2021].

<sup>586</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto no enderezo: <https://ir.uniper.energy/websites/uniper/English/1300/shareholder-structure.html> [consulta 30 de agosto de 2021].

<sup>587</sup> Isto pódese cotexar no enderezo web: <https://www.uniper.energy/power-generation/plant-portfolio> [consulta 30 de agosto de 2021].

En conclusión, o sector hidroeléctrico en Suecia presenta unha normativa un tanto afastada do resto dos países analizados até o momento. Neste sistema chama a atención tanto o como se outorgan as concesións (a través de procedementos xudiciais) como as condicións destas (con tempo ilimitado e forza de lei). Pese a iso, tal sistema pode vivir modificacións debido á carta de emprazamento que en 2019 a Comisión Europea enviou a Suecia para indicarlle que consideraba que o procedemento de outorgamento e renovación das concesións hidroeléctricas era contrario ao dereito da UE. En cambio, eventuais modificacións normativas poden ter un difícil encaixe co sistema de concesións sen prazo limitado e con forza de lei.

Pola súa banda, o mercado de produción hidroeléctrica do país está controlado esencialmente por tres compañías. Estas son de propiedade total ou maioritariamente pública, polo que a explotación pública do recurso ocupa un papel central no país.

## **4.7. Austria**

### **4.7.1. O sector eléctrico no país**

Continuando coa análise dos principais países europeos en produción hidroeléctrica atopámonos co caso de Austria. Este país, ao igual que o caso suízo, atópase situado na zona dos Alpes e por el circulan ríos como o Danubio e o Rin. Isto favorece que conte cun importante potencial hidroeléctrico que foi desenvolvendo especialmente ao longo do século XX até situarse na actualidade en 14.597 MW de potencia instalada, repartidos, a finais de 2019, en 3076 centrais hidroeléctricas. A maioría destas centrais –case o 95 %– teñen unha potencia instalada inferior a 10 MW, pero representan menos do 10 % da potencia hidroeléctrica instalada<sup>588</sup>, cubríndose o resto con grandes centrais. Con esta potencia hidroeléctrica instalada xérase a maior parte de enerxía eléctrica do país, movéndose nos últimos 30 anos en valores sobre o 60 % nos anos de menor contribución e o 70 % nos de maior. Ademais, na

---

<sup>588</sup> LOSCH, M., STREITNER, J., GARY, W. e BERGER, P., *Energie in Österreich. Zahlen, Daten, Fakten*, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Viena, 2020, p. 19

actualidade considérase que aproximadamente o 70 % do potencial hidroeléctrico austríaco se atopa xa empregado<sup>589</sup>, polo que no futuro pode aumentar a potencia instalada no país, aínda que sen vivir subidas moi elevadas.

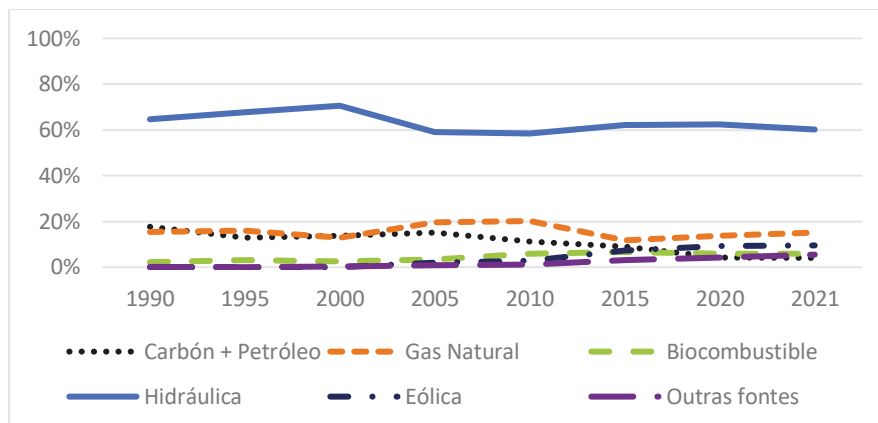
En cambio, a diferenza de Suíza, en Austria non existe presenza de enerxía nuclear no seu *mix* de produción. Isto débese a que en 1978, tras unha votación pública, decidiuse deter o programa nuclear<sup>590</sup>. Para paliar isto, historicamente usáronse en maior medida combustibles fósiles, en especial gas natural. Este aínda se atopa na actualidade como a segunda fonte enerxética máis importante do país, aínda que lonxe da hidroeléctrica, xa que en 2021 só o 15 % da enerxía eléctrica producida tiña como orixe esta fonte, cifra esta que pode descender (en favor doutras enerxías fósiles) debido aos problemas da industria do gas ocasionados co conflito de Ucraína. Mentres, o resto dos combustibles fósiles fóronse abandonando pouco a pouco até significar na actualidade un 4,05 % do total producido en 2021. Isto debeuse especialmente ao auxe das enerxías renovables e, en particular, da eólica, que en 2021 xa producía preto do 10 % da enerxía eléctrica total do país. Estes datos pódense observar na seguinte gráfica:

---

<sup>589</sup> WAGNER, B., HAUER, C., SCHODER, A. e HABERSACK H., «A review of hydropower in Austria: Past, present and future development», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, 2015, p. 312.

<sup>590</sup> NEUBARTH, J., «Social and economic drivers for hydropower development in Danube countries», informe de e3 consult GmbH encargado pola International Commission for the Protection of the Danube River, 2020, p. 25.

Figura 29. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Austria)



Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

#### 4.7.2. Regulación hidroeléctrica

Dentro do ámbito de produción hidroeléctrica, a forma de poder operar no sector é a través de autorizacións. A regulación respecto a isto recóllese principalmente nas seguintes normas:

- A Lei de dereitos de auga de 1959. Esta é a norma principal relacionada coa xestión da auga e das explotacións hidroeléctricas. Aínda que desde 1959 foi modificada en diversas ocasións, na actualidade continúa a conservar a súa importancia.
- A Lei de electricidade verde de 2012, en que se regulan especialmente os plans de expansión das enerxías renovables e se recollen disposicións específicas para o apoio de centrais hidroeléctricas pequenas (considerando como tales ás de menos de 10 MW) e medianas (dentro das cales se inclúen as de entre 10 e 20 MW).
- O Plan nacional de xestión da auga que debe ser elaborado cada seis anos –o primeiro deles data de 2009– e a normativa ambiental entre a que destaca a Lei de avaliación de impacto ambiental de 2000.
- O Catálogo da auga (ou Catálogo de criterios de sustentabilidade de enerxía hidroeléctrica de Austria), que é

unha guía para axudar aos organismos e autoridades con respecto ao impacto ambiental.

Partindo deste contexto normativo débese comezar sinalando que a competencia para outorgar as autorizacións con que se explotan as centrais hidroeléctricas varía segundo o tamaño da central. En principio, salvo que se estipule o contrario, quen resulta responsable para a xestión é a autoridade administrativa de distrito do lugar onde se localice o proxecto. En cambio, para centrais hidroeléctricas cunha potencia superior a 500 kW, segundo o artigo 99.1.b) da Lei de augas de 1959, a competencia é do gobernador de cada Estado (Austria é un estado federal). Mentres, nalgunhas centrais cunha potencia superior a 500 kW a competencia será do Ministerio responsable en materia de augas. Este, segundo o artigo 100 da Lei de augas austríaca, serao nos casos en que se utilice a enerxía hidráulica do Danubio, cando os aproveitamentos hidroeléctricos fosen declarados como gran central eléctrica, cando se constrúan presas cunha altura superior a 30 m sobre o nivel da cimentación ou en que se reteñan máis de cinco millóns de metros cúbicos de auga e cando se afecte a outros países.

Tales autorizacións concédense, segundo o artigo 21.1 da Lei de augas austríaca, polo período de tempo razoable máis longo, despois de ponderar os requisitos do solicitante e os intereses da xestión da auga. Este prazo non pode superar os 90 anos. Aínda que o frecuente é que se concedan por prazos entre os 25 e os 75 anos<sup>591</sup>.

O procedemento para obter a autorización non se pode considerar como un procedemento competitivo, xa que non se prevé unha licitación mediante concurso público nin procedemento similar. De feito, o artigo 109 da Lei de augas austríaca indica que en caso de existir solicitudes contraditorias primeiro débese decidir polas autoridades competentes que proxecto se preferirá. En cambio, a norma non prevé que esta decisión se realice mediante un procedemento competitivo.

Así, para obter licenza, os promotores do proxecto presentan a súa solicitude coa documentación necesaria. Ademais,

---

<sup>591</sup> GLACHANT, J. M., SAGUAN, M., RIOUS, V., DOUGUET, S. e GENTZOGLANIS, E., «Regimes for granting rights to use hydropower in Europe», *op. cit.*, p. 22.

no caso de instalacións de máis de 15 MW débese efectuar unha avaliación de impacto ambiental. Sobre esta solicitude a administración competente, segundo o artigo 104.1 da súa Lei de augas austríaca, debe analizar:

- En que medida afecta o proxecto aos intereses públicos.
- Se se esperan e en que medida se esperan efectos negativos no estado da auga.
- Se as instalacións son as axeitadas de acordo co estado da tecnoloxía.
- Que medidas están previstas ou poden ser necesarias para protexer a auga, o chan e as poboacións de animais e plantas.
- Se se poden esperar do proxecto vantaxes para o interese xeral e en que medida.
- Se unha posible contradición cos intereses públicos pode resolverse mediante a realización de determinadas condicións ou cambios no proxecto.
- Se os sistemas de subministración de auga planificados son axeitados para o propósito previsto e en que medida, así como as medidas de protección que resulte probable que sexan necesarias.
- Se se tomaron precaucións para a eliminación de augas residuais e en que medida.
- Se o proxecto se basea nun plan marco de xestión da auga recoñecido e cumprindo determinadas características ou se se basea noutra planificación importante da xestión da auga.
- Se o proxecto contradí acordos intergubernamentais.

Após esta análise, se se observa que o proxecto non é admisible por razóns de interese público rexeitase directamente (artigo 106 Lei de augas). Para a ponderación dos intereses públicos, resulta relevante o Catálogo da auga con que se conta en Austria onde se definen tres criterios cos seus respectivos indicadores de avaliación: criterios relacionados coa enerxía

hidroeléctrica, criterios ecolóxicos e outros criterios de xestión da auga<sup>592</sup>.

En caso de que non se considere contrario ao interese xeral, levarase a cabo un procedemento de audiencia en que se cita os interesados no proxecto, incluídos titulares de dereitos de auga e pesca que se poidan ver prexudicados (artigo 107 Lei de augas). Tras concluír con este trámite de audiencia e valorar as distintas alegacións realizadas polos interesados decídese outorgar ou non a autorización, especificando o alcance e o tipo de proxecto e as condicións que debe cumprir, incluída a cantidade outorgada de uso de auga.

Pola súa banda, a renovación destas autorizacións tampouco se fai mediante un procedemento competitivo. Así, segundo o artigo 21.3 da Lei de augas austríaca, tal renovación debe solicitarse nun período comprendido entre os cinco anos e os seis meses anteriores ao vencemento. Realizada a solicitude en tal prazo, se se considera que o titular da explotación ten dereito a que se lle volva a outorgar a autorización e non vai en contra dos intereses públicos renovárase a autorización.

Así pois, unha vez terminado o dereito de uso das augas, este pode ser renovado novamente. En caso de que non se produza tal renovación, a autoridade encargada da concesión do dereito outorgaralle ao operador un prazo razoable para que retire as súas instalación e restaure o anterior curso de auga. En cambio, se tras a expiración deste dereito se considera que o mantemento dalgunha das instalacións é necesario para o interese público, pódese esixir que se entreguen tales instalacións hidráulicas de forma gratuíta (artigo 29 da Lei de augas austríaca).

Debido á aplicación que as administracións austríacas fixeron da normativa descrita até o momento, a Comisión Europea considerou que se estaban a outorgar concesións hidroeléctricas sen levar a cabo procedementos de selección transparentes e imparciais. Por iso, ao igual que sucedeu noutros países da UE xa tratados, o 7

---

<sup>592</sup> GOBY, B., SCHABHÜTTL, S., PIKL, M., OBERSCHEIDER, A. e HINTERHOFER, M., *Gewässer schützen-Wasserkraft nützen. Flüsse im Spannungsfeld der Interessen*, Umweltdachverband GmbH, Viena, 2015, p. 22.

de marzo de 2019 a Comisión envioulle unha carta de emprazamento a Austria. Até o momento, non consta que exista ningunha resolución respecto a este procedemento.

### **4.7.3. Estrutura do mercado**

No estudo da estrutura do sector da produción eléctrica en Austria obsérvase o dominio dunha empresa: Verbund AG. Esta, segundo os datos da International Energy Agency, en 2018 producía contra o 48 % da xeración eléctrica doméstica do país<sup>593</sup>, coa enerxía hidroeléctrica como a fonte enerxética principal que utiliza. Respecto dela, no seu informe anual integrado de 2020 a compañía indicou que contaba con 129 centrais hidroeléctricas cunha potencia instalada duns 8200 MW<sup>594</sup>. Isto significa que Verbund posúe arredor do 56 % da potencia hidroeléctrica instalada no país. O resto do sector de produción está relativamente fraccionado, existindo diversas compañías de carácter rexional.

En canto á composición do capital social de Verbund, novamente obsérvase como se trata dunha compañía de carácter maioritariamente público. Neste caso, a República de Austria posúe o 51 % do capital social. Ademais, entre EVN e Wiener Stadtwerke controlan arredor do 25 % do capital social<sup>595</sup>; a primeira é unha compañía controlada nun 51 % pola provincia federal de Baixa Austria e a segunda unha compañía propiedade da cidade de Viena.

En conclusión, o sector hidroeléctrico austríaco conta cunha normativa que se centra esencialmente na análise dos proxectos desde unha perspectiva medioambiental. Tal normativa non prevé a posibilidade de que poida existir concorrencia ao outorgarse as autorizacións hidroeléctricas, o cal deu pé a que a Comisión Europea enviase unha carta de emprazamento por entender incumprida a Directiva de servizos. Por tal motivo, esta normativa

---

<sup>593</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, «Austria 2020. Energy Policy Review», 2020, p. 36.

<sup>594</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto en: <https://www.verbund.com/en-at/about-verbund/investor-relations/general-meeting/2021>, dentro da opción Integrated Annual Report 2020 [consulta 9 de setembro de 2021].

<sup>595</sup> A información sobre a estrutura de capital de Verbund tamén se pode cotexar no seu informe anual integrado de 2020, a que se refire a nota anterior.



quizais viva cambios nos próximos anos. Por outra banda, tanto no sector da produción eléctrica en xeral como no da hidroeléctrica en particular destaca unha compañía, Verbund, que produce case a metade da enerxía eléctrica e conta cunha potencia hidroeléctrica instalada que se acerca a tres quintas partes do total país. Esta compañía está controlada polo Estado austríaco, contando tamén con outras importantes participacións públicas. O resto do sector de produción non se atopa demasiado concentrado, existindo diversas compañías tanto con capital de control público como con capital de control privado. Entre estas destaca Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG), que posúe á volta do 10 % da potencia hidroeléctrica instalada do país e é unha empresa propiedade do Estado federado de Tirol.

## **4.8. Alemaña**

### **4.8.1. O sector eléctrico no país**

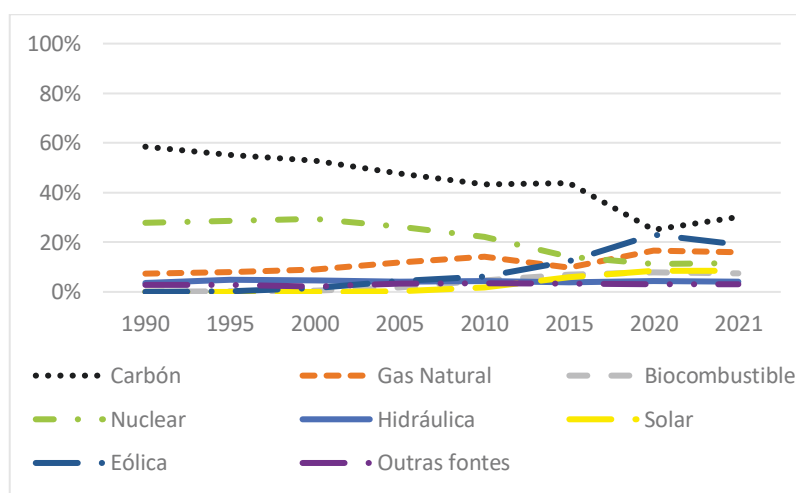
No caso de Alemaña débese salientar, en primeiro lugar, que, en comparación con outras fontes, a enerxía hidroeléctrica, en termos relativos, non presenta unha posición moi destacada na xeración enerxética do país. Así, nos últimos 30 anos apenas veu representando arredor do 3 ou o 4 % da xeración neta de enerxía do país, sen que existisen variacións demasiado importantes ao longo dos anos. Ademais, estímase que entre o 80 e o 90 % do potencial hidroeléctrico alemán se atopa xa explotado<sup>596</sup>. En cambio, a pesar de que a importancia relativa das fontes hidroeléctricas no total de xeración eléctrica do país non é moi elevado si o é en determinadas zonas, en especial nas situadas nos estados ou *länder* que se atopan preto das ladeiras dos Alpes, como é o caso de Baden-Württemberg e Baviera. Ademais, en termos absolutos, Alemaña é o oitavo país en Europa con maior potencia instalada, contando con 11 022 MW. Por tanto, malia que o sector poida que non presente a relevancia capital que se observou noutros países europeos –como era o caso de Noruega–, si que resulta relevante.

---

<sup>596</sup> NEUBARTH, J., «Social and economic drivers for hydropower development in Danube countries», *op. cit.*, p. 30.

No resto sector de produción eléctrica do país destacaron historicamente os combustibles fósiles. En particular, resultaba especialmente usado o carbón. En cambio, nos últimos anos esta fonte de enerxía pasou a usarse cada vez menos, aínda que segue sendo a principal do país, pois trátase da responsable dun 30 % da enerxía eléctrica xerada en Alemaña en 2021 e viviu un pequeno auxe no ano 2022 (con todo, a IEA non ofrece aínda datos), froito da crises enerxética en Europa. O menor uso do carbón nos últimos ano foi permitido especialmente polo auxe da enerxía eólica nas últimas dúas décadas, que no 2021 xerou arredor do 19 % da enerxía eléctrica do país, e que no ano 2020 xa alcanzara o 23 %. A contribución de cada fonte á xeración de enerxía eléctrica pódese observar na seguinte gráfica:

*Figura 30. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Alemaña)*



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*

Ademais, aínda que a gráfica non o amose, en abril de 2023 procedeuse ao peche das centrais nucleares que quedaban abertas no país e que se encargaron da produción do 11,5 % do total en 2021, polo que esa ausencia debe ser compensada con outras fontes. No entanto, unha parte delas foran xa cerradas en decembro de 2021, polo que en 2022 as restantes tan só supuxeron contra o 6 % da produción eléctrica do país.

## 4.8.2. Regulación hidroeléctrica

En canto á regulación fundamental deste sector hidroeléctrico hai que salientar que se ve afectada polo carácter descentralizado do país. Alemaña é un país federal que se divide en 16 *länder* ou estados. Dentro destes, como se indicaba, os estados en que se atopa a maior parte da enerxía hidroeléctrica instalada son os de Baden-Württemberg e Baviera, que se aproveitan da súa posición preto das ladeiras alpinas. Ao respecto, segundo o informe do país publicado pola International Hydropower Association, en Baviera atópanse á volta do 50 % dos proxectos hidroeléctricos do país e en Baden-Württemberg máis ou menos un 20 %<sup>597</sup>. Por tanto, para comprender a normativa hidroeléctrica do país cómpre analizar tanto a normativa federal como a de cada un destes *länder*, xa que a decisión sobre a maioría dos permisos necesarios para levar a cabo estes proxectos son potestade das autoridades rexionais<sup>598</sup>. Partindo disto hai que considerar a seguinte normativa tanto no ámbito federal como no ámbito destes *länder*.

– A nivel federal:

- Lei de avaliación de impacto ambiental do 2 de decembro de 1990.
- Lei de protección contra os efectos ambientais nocivos por contaminación atmosférica, ruído, vibracións e procesos similares do 17 de maio de 2013.
- Lei de recursos hídricos do 31 de xullo de 2009.
- Lei de conservación da natureza e xestión da paisaxe do 27 de xullo de 2009.
- Lei para a expansión das enerxía renovables do 21 de xullo de 2014. Nesta establécense incentivos económicos á enerxía hidroeléctrica en función da potencia instalada (canto maior tamaño menor é o

---

<sup>597</sup> Ao respecto, véxase: <https://www.hydropower.org/country-profiles/germany> [consulta 21 de setembro de 2021].

<sup>598</sup> GLACHANT, J. M., RIOUS, V., SAGUAN, M. e DOUGUET, S., *For a harmonisation of hydropower regimes in European Single Market*, Robert Schuman Centre for Advanced Studies-European University Institute, Florencia, 2016, p. 3.

incentivo) e vincúlaos cos requisitos ecolóxicos para lograr o estado requirido nas masas de auga<sup>599</sup>.

- No ámbito de Baviera: Lei de augas de Baviera do 25 de febreiro de 2010.
- No ámbito de Baden-Württemberg: Lei de augas de Baden-Württemberg do 3 de decembro de 2013.

Dentro destas disposicións a norma principal é no ámbito federal é a Lei de recursos hídricos, do 31 de xullo de 2009, que se ve complementada polas outras normas esencialmente de carácter ambiental. Nesta establécese que o réxime de explotación non é o de concesión como resulta en España, senón que se trata dun sistema de permisos en que participan as partes e autoridades interesadas. A normativa está orientada esencialmente a evitar o impacto ambiental das instalacións. Por iso, no artigo 35.1 desta norma indícase que o uso de enerxía hidroeléctrica só pode permitirse se se toman as medidas axeitadas para protexer a poboación de peixes. Do mesmo xeito, no artigo 33 esíxese un caudal mínimo no caso de construción de presas para cumprir coas funcionalidades ecolóxicas da auga. Pola súa parte, o artigo 34 dispón que a construción de presas só se permite se se mantén a continuidade do curso da auga tanto augas arriba como augas abaixo ou se se restaura mediante instalacións e métodos operativos axeitados. Ademais, tamén se debe realizar unha avaliación do impacto ambiental salvo en pequenas instalacións.

Así pois, segundo o artigo 8 da Lei de recursos hídricos do 31 de xullo de 2009, en xeral e salvo en determinados usos xerais como son os de fins recreativos, precísase dun permiso (o que se coñece como *Erlaubnis*) ou licenza (*Bewilligung*) para o uso privativo da auga. Os permisos regúlanse nos artigos 10 e ss. da Lei de recursos hídricos, mentres que a licenza aparece regulada no artigo 14. Comparando ambos, a pesar de que o permiso resulta máis sinxelo de obter, o normal resulta que os interesados en explotar unha instalación hidroeléctrica traten de obter a licenza do

---

<sup>599</sup> FRANK, T. e SCHMIDT, J., *Wasserkraft im Märkischen Kreis. Nutzungsmöglichkeiten, Fragen und Antworten*, Universidade de Siegen, Siegen, Alemaña, 2012, p. 13.

artigo 14 da Lei de recursos hídricos, xa que nesta existe unha maior protección das expectativas lexítimas, o cal é un aspecto relevante se se pretenden acometer investimentos importantes. En ambos os casos opera o artigo 12 da Lei de recursos hídricos e neste indícase que o permiso ou a licenza será denegado se o uso previsto da auga resulta danoso e ese dano non se pode evitar ou compensar, ou se non se cumpren outros requisitos de dereito público.

No artigo 14, no seu apartado primeiro, resérvase a licenza para aqueles casos onde se entenda que para que o interesado utilice o corpo de auga resulta preciso un estatuto legal seguro e sirva para un propósito específico determinado mediante un plan. Ademais, o apartado segundo dispón que a licenza debe outorgarse por un tempo limitado, que só en casos excepcionais superará os 30 anos, polo que esa é a duración límite común, sen que a norma conteña ningunha previsión en concreto sobre a reversión das instalacións á Administración.

Pola súa parte, tamén no artigo 14, apartado terceiro, dispónse que se se espera que o uso da auga teña un impacto negativo nos dereitos dun terceiro e ese terceiro presenta obxeccións, só se poderá outorgar a licenza se se evitan ou compensan tales efectos, ou se a licenza se require por razóns de interese público. Algúns autores indican que entre tales razóns de intereses público se podería atopar a necesidade urxente de producir enerxía<sup>600</sup>. En xeral, os procedementos de obtención de licenzas e de permisos para o uso hidroeléctrico non conta con criterios legais claramente definidos e nel as autoridades competentes gozan de certa marxe de discrecionalidade, podendo incluso renovar os permisos unha vez expirados en lugar de someter a explotación a un procedemento competitivo<sup>601</sup>.

Nos citados *länder* de Baden-Württemberg e Baviera a situación normativa non dista moito da descrita. En Baden-

---

<sup>600</sup> MAKOWSKI, N., «Regelung der Wasserkraft», *Göttinger Onlinebeiträge zum Agrarrecht*, MARTÍNEZ, J. (ed.), Institut für Landwirtschaftsrecht, n.º 02/18, 2017, pp. 20-21.

<sup>601</sup> GLACHANT, J. M., SAGUAN, M., RIOUS, V., DOUGUET, S. e GENTZOGLANIS, E., «Regimes for granting rights to use hydropower in Europe», *op. cit.*, pp. 44-49.

Württemberg, no artigo 24 da súa Lei de augas establécese que a enerxía hidroeléctrica debe empregarse para a protección do clima e o aumento da proporción de enerxías renovables, indicando que se debe autorizar en caso de que non concorran as comentadas causas de prohibición do artigo 12 da Lei federal de recursos hídricos. Neste artigo tamén se obriga a informar as autoridades administrativas doutras medidas que poidan afectar ao estado ecolóxico das augas e a que se utilicen tales augas desde un punto de vista ecolóxico e de maneira eficiente de acordo co estado da técnica. Do mesmo xeito, o artigo 23 dispón que se debe determinar un caudal mínimo que o usuario respectará –tamén de acordo con criterios ecolóxicos– e que deben evitarse as súas subidas e baixadas, podendo a Administración autorizar algunhas. En canto ao organismo responsable (artigo 82 da Lei de augas de Baden-Württemberg), débese distinguir entre instalacións de máis de 1 MW ou de menos. No caso das primeiras, a competencia para as decisións que afecten a tal uso corresponden á Autoridade de augas superiores (*höhere Wasserbehörde*). Mentres, nas instalacións que non superen 1 MW de potencia a competencia é da Autoridade de augas inferiores (*untere Wasserbehörde*). Por último, no artigo 99 desta norma prevese expresamente a posibilidade de cobrar unha tarifa ou un canon polo uso das augas para fins hidroeléctricos.

No tocante ao caso de Baviera, débese recordar que é o *länd* onde se concentra a metade da enerxía hidroeléctrica do país, cunha produción que se obtén na súa maior parte a través da chamada grande hidroelectricidade (presas de máis de 5 MW)<sup>602</sup>. A pesar diso, nel a hidráulica tampouco é a primeira fonte de xeración de enerxía eléctrica. Atópase no segundo lugar xerando contra o 15 % da enerxía eléctrica bávara<sup>603</sup>.

---

<sup>602</sup> PÖHLER, F., «Der Stellenwert der Wasserkraftnutzung in Bayer. Potentiale und Hemmnisse eines weiteren Ausbaus», *Wasserkraft mehr Wirkungsgrad+ mehr Ökologie= mehr Zukunft*, n.º 45, 2011, p. 30.

<sup>603</sup> TRIEBSWETTER, U. e WACKERBAUER, J., *Wasser-Standortfaktor für die bayerische Wirtschaft*, Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, informe encargado polo Ministerio de Medio Ambiente e Sanidade de Baviera, ifo Forschungsberichte, 2010, p. 39.

Neste *länd* a Lei de augas practicamente non leva a cabo ningunha regulación que difira da Lei federal. A pesar desta xeral remisión á normativa federal, no seu artigo 69 dispónse expresamente que a normativa de procedemento aplicable para a concesión de licenzas é a Lei de procedemento administrativo de Baviera. Xa que logo, a excepción dos aspectos indicados, obsérvase que a normativa propia tanto de Baden-Württemberg como de Baviera non presenta especiais singularidades con respecto á normativa federal.

En relación con este marco normativo tamén se debe indicar que, como xa observamos que sucedeu noutros países, a Comisión Europea considerou que se estaban a outorgar concesións hidroeléctricas sen efectuar procedementos de selección transparentes e imparciais e tamén enviou unha carta de emprazamento a Alemaña o 7 de marzo de 2019. Novamente, no caso alemán na actualidade non consta que exista ningunha resolución sobre este procedemento.

#### **4.8.3. Estrutura do mercado**

Canto aos principais operadores do sector de xeración eléctrica alemán débense salientar, en primeiro lugar, que, ao igual que noutros países europeos, viviuse unha liberalización e privatización do sector, sobre todo a partir da década dos noventa<sup>604</sup>. Na actualidade, conviven empresas de carácter público e privado, entre as cales destacan especialmente catro compañías: E.ON, RWE, EnBW e Vattenfall. Entre estas producen algo máis da metade da enerxía xerada no país mediante fontes convencionais. Ademais destas grandes compañías, tamén se debe resaltar que sobre un 25 % da produción adicional provén de empresas, esencialmente de carácter público, que operan no ámbito

---

<sup>604</sup> BRANDT, T. «Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector», *Privatisation of Public Services and the Impact on Quality, Employment and Productivity*, Dusseldorf, 2006.

Sobre esta privatización, véxase tamén: HEDDENHAUSEN, M., «Privatisations in Europe's liberalised electricity markets –the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany, and France», estudo publicado para o proxecto *Understanding Privatization Policies: Political Economy and Welfare Effects*, Stiftung Wissenschaft und Politik, Research Unit EU Integration, 2007.

rexional ou local. Dentro dos produtores de enerxía renovable o grupo é de maior tamaño e inclúe a promotores de proxectos, empresas enerxéticas, servizos públicos municipais e fogares e agricultores<sup>605</sup>.

Analizando a composición do capital social das catro compañías citadas atopámonos, en primeiro lugar a E.ON. Nesta empresa os principais accionistas son operadores privados e, en especial, fondos de investimento. Dentro dos seus accionistas non se atopa ningunha participación especialmente destacada de entidades públicas. En cambio, débese sinalar que o accionista principal da compañía (cun 15 % do capital social ao cierre do exercicio 2020<sup>606</sup>) é RWE Aktiengesellschaft, outra das principais empresas produtoras do país, e que un dos accionistas principais desta compañía é a cidade de Dortmund. Pese a iso, a participación desta cidade en RWE non chega ao 5 % (quédase nun 4,79 %), polo que non se pode considerar que exista un control público de tal compañía. En canto á participación de E.ON no sector hidroeléctrico hai que salientar que non é a tecnoloxía de produción que máis emprega a compañía e, de feito, desprendeuse de boa dos seus activos ao respecto, xa que en 2009 realizou unha venda de 312 MW á empresa pública austríaca Verbund AG. Tamén perdeu algún activos hidroeléctricos coa escisión de Uniper que se explicou noutros apartados, polo que non presenta unha posición relevante no sector.

Pola súa parte,volvendo con RWE, como dicíamos a participación da cidade de Dortmund non é demasiado relevante. De feito no informe anual da empresa de 2020 nin sequera se fala desta<sup>607</sup>. Nesta compañía, o principal accionista é un fondo de

---

<sup>605</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Germany 2020. Energy Policy Review*, 2020, p. 129.

<sup>606</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto no enderezo: <https://www.eon.com/en/investor-relations/financial-publications/annual-report.html>, dentro da opción Annual Report 2020 [consulta 21 de setembro de 2021].

<sup>607</sup> Este informe pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto aquí: <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/05-investor-relations/2020-Q4/2021-03-16-rwe-annual-report-2020.pdf?la=en>, [consulta 22 de setembro de 2021].



investimento que está habitualmente presente en moitas empresas do sector como é BlackRock, aínda que a súa participación se atopa nun 7 %. Por tanto, pódese considerar como unha empresa privada e cun capital social difuso. En canto ao seu negocio de produción hidroeléctrica, conta con 285,15 MW<sup>608</sup> de potencia instalada, aos cales hai que sumarles os 870 MW<sup>609</sup> que posúe a mercantil Schluchseewerk AG, da cal controla un 50 % do capital social; o outro 50 % é de EnBW e de dúas empresas controladas por esta (Energiedienst AG e Energiedienst Holding AG)<sup>610</sup>. Tendo en conta estes datos, se tomamos só o 50 % da potencia instalada de Schluchseewerk AG (por ser a porcentaxe de capital social que controla), RWE contaría con aproximadamente o 6,5 % da potencia hidroeléctrica instalada do país. Mentres que se contásemos co 100 % da hidroeléctrica de Schluchseewerk AG esa 6,5 % aumentaría a algo máis do 10 %.

A seguinte gran compañía do sector, EnBW, conta con dous accionistas principais que toman as decisións en conxunto e posúen cada un unha participación do 46,75 %<sup>611</sup>. Estes son NECKARPRI-Beteiligungsgesellschaft mbH e OEW Energie-Beteiligungs GmbH. O primeiro deles é propiedade ao 100 % do *länd* de Baden-

---

Da participación da cidade de Dortmund na empresa temos coñecemento a través dos datos ofrecidos pola revista especializada Der Aktionär na súa web. En concreto no enderezo: <https://www.deraktionaer.de/aktien/kurse/rwe-de0007037129.html> [consulta 22 de setembro de 2021].

<sup>608</sup> Ao respecto, véxase: <https://www.rwe-production-data.com/en/list/RR/DE/> [consulta 24 de setembro de 2021].

<sup>609</sup> Ao respecto, véxase: <https://www.rwe-production-data.com/en/list/ST/DE/> [consulta 24 de setembro de 2021]. Malia que aquí inclúe dentro da potencia instalada en Alemaña a central de Schluchsee, esta non debe ser incluída, posto que a propia compañía recoñece que se atopa en Luxemburgo.

<sup>610</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto en: <https://www.schluchseewerk.de/wer-wir-sind/leitung-organe>, na opción «Aktionäre» [consulta 24 de setembro de 2021].

<sup>611</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía, no enderezo: <https://www.enbw.com/company/investors/share/#section4> [consulta 24 de setembro de 2021]. No dato que fornece a compañía non se indica se está a incluír o 100 % da potencia instalada que posúe Schluchseewerk AG ou só o 50 %, por ser este o capital social que controla directa ou indirectamente.

Württemberg. Pola súa parte, OEW Energie-Beteiligungs GmbH está conformado por unha asociación de administracións públicas, en concreto por nove distritos tamén do *länd* de Baden-Württemberg. Por tanto, EnBW é unha empresa de control público a través de distintas autoridades do *länd* de Baden-Württemberg. En canto á súa participación no mercado de produción hidroeléctrica, a propia compañía na súa web sinala que posúe arredor de 900 MW de potencia instalada en plantas convencionais e outros 1900 MW en plantas de bombeo<sup>612</sup>, polo que controla arredor dunha cuarta parte da potencia hidroeléctrica instalada en Alemaña, atopándose esta localizada especialmente en Baden-Württemberg.

Finalmente, a última das catro grandes empresas produtoras de enerxía eléctrica en Alemaña é Vattenfall. Esta compañía, como xa se analizou con anterioridade, é propiedade do Estado sueco. A súa participación no ámbito de produción hidroeléctrica alemán concrétase en 2.768 MW de potencia instalada<sup>613</sup>, polo que, ao igual ca EnBW, tamén controla arredor dun cuarto da potencia instalada do país. Esta cifra é obtida a través de tan só sete centrais hidroeléctricas, que son as que Vattenfall controla, dúas delas as de maior tamaño do país, como son as de Goldisthal (1060 MW) e Markersbach (1046 MW).

Ademais das compañías citadas, existen outras empresas relevantes no ámbito hidroeléctrico. Así, por exemplo, a norueguesa Statkraft, que se abordou ao falar do mercado eléctrico de Noruega, tamén opera en Alemaña e conta con 261,5 MW de potencia instalada neste país<sup>614</sup>.

Pola súa parte, a compañía pública austríaca Verbund amosa unha participación relevante no sector de produción

---

<sup>612</sup> Ao respecto, véxase: <https://www.enbw.com/renewable-energy/wasserkraft/> [consulta 24 de setembro de 2021].

<sup>613</sup> Esta información pode consultarse na páxina web da compañía. En concreto na <https://powerplants.vattenfall.com/#/types=Hydro/countries=Germany/view=list/sort=name> [consulta 24 de setembro de 2021].

<sup>614</sup> Ao respecto, véxase: <https://www.statkraft.com/about-statkraft/where-we-operate/germany/landesbergen-hydropower-plant/> [consulta 24 de setembro de 2021].

hidroeléctrica alemán e conta cunha potencia instalada, segundo a propia compañía, de 815 MW<sup>615</sup>, o que significa case o 7,5 % do total do país. Esta participación atópase sobre todo en centrais situadas preto da fronteira con Austria, esencialmente na rexión de Baviera.

Así pois, obsérvase como no sector hidroeléctrico alemán conviven empresas públicas (nacionais e estranxeiras) con outras empresas privadas. No tocante á normativa, débese destacar que o proceso existente para a obtención das habilitacións administrativas necesarias para operar no sector non conta con unha regulación demasiado clara. Estes trámites non prevén un procedemento de concorrencia e destácanse polo importante grao de discrecionalidade con que a Administración conta ao respecto, así como pola preocupación medioambiental. En cambio, como sucedía con outros países europeos aquí analizados, a normativa existente pode sufrir cambios por esixencias da Comisión Europea, que enviou a Alemaña unha carta de emprazamento en 2019 por mor da adxudicación a distintos operadores de plantas hidroeléctricas sen que existise un procedemento transparente e imparcial.

## **4.9. Portugal**

### **4.9.1. O sector eléctrico no país**

O último dos países europeos a analizar é Portugal. Este, dentro das nacións comentadas, é o que presenta unha menor potencia instalada. A pesar diso, segue a ser o noveno país europeo en potencia instalada contando en 2020, segundo os datos da International Hydropower Association, con 7193 MW. Ademais, en proporción, o peso desta tecnoloxía dentro das fontes de produción do país é moi relevante, superando, por exemplo, o visto no caso alemán.

Analizando o sector de produción eléctrica portugués pódese observar como nos últimos 30 anos se avanzou de forma relevante na descarbonización. Así, en 1990 a enerxía eléctrica producida no país proviña case en exclusiva do carbón, do petróleo

---

<sup>615</sup> Ao respecto, véxase: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/gewaesser> [consulta 24 de setembro de 2021].

e da hidroeléctrica, con case un terzo cada unha. Na actualidade o carbón e o petróleo estanse a empregar moito menos, e vense desprazados polo gas natural e polo importante auxe da enerxía eólica producido nos últimos 15 anos, que a sitúa xa como a segunda ou terceira fonte de produción máis importante do país, en función do ano (só por detrás do gas natural e, dependendo do clima, da hidroeléctrica). Pola súa parte, a enerxía hidroeléctrica mantívose con relativa estabilidade, aínda que a súa produción aparece moi ligada ás circunstancias meteorolóxicas de cada ano. Por exemplo, no ano 2012 houbo unha importante seca no país que fixo que a súa produción fose case a metade que a do ano anterior<sup>616</sup>. Na actualidade é a terceira ou segunda fonte de produción máis importante do país, en función do ano, e en 2021 encargouse de máis do 26 % do total da enerxía eléctrica producida. Respecto a esta débese indicar que Portugal é un país montañoso cunha dispoñibilidade de auga por encima da media europea, polo que este é un recurso importante do país, aínda que nas últimas décadas apenas se construíron novas presas, debido ao escaso número de localizacións que existen sen que se estean xa a explotar<sup>617</sup>.

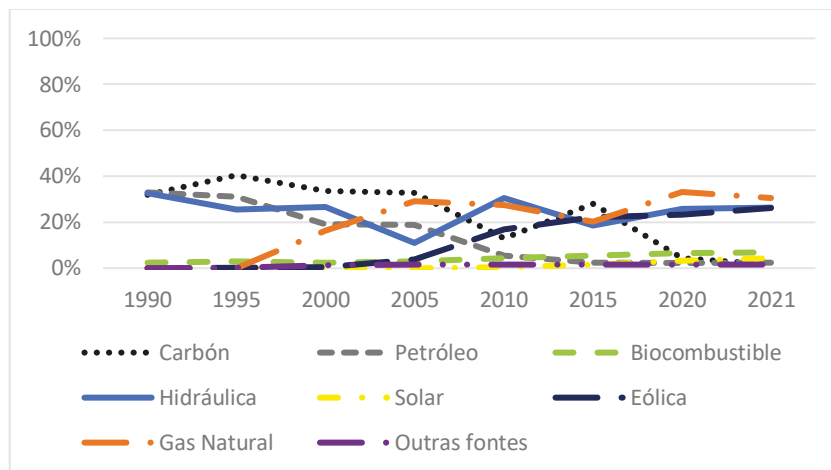
Todos estes datos detállanse na seguinte gráfica:

---

<sup>616</sup> CPFL ENERGIA, «Características dos Sistemas Eléctricos e do Setor Eléctrico de Países e/ou Estados seleccionados», traballo desenvolvido como parte do proxecto de P&D *Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Eléctrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Seleccionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente*, 2014, p. 75

<sup>617</sup> JOANAZ DE MELO, J., «Not sustainable: the sad business of Portuguese new dams», *32nd Annual Conference of the International Association for Impact Assessment–IAIA 2012*, Porto, 2012, p. 2.

Figura 31. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Portugal)



Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

#### 4.9.2. Regulación hidroeléctrica

O modelo de utilización dos recursos hidroeléctricos en Portugal é semellante ao español. A súa regulación principal atopase nas seguintes normas:

- A Lei 58/2005, do 29 de decembro, de augas. Esta norma resulta similar ao noso TRLA, xa que nela se indican as pautas xerais e o marco institucional necesario para o uso do dominio público hidráulico.
- O Decreto lei 46/1994, do 22 de febreiro, aínda que derogado xa, débese citar porque esta era a norma anterior á actual en que se regulaba de xeito máis específico o réxime de concesións e licenzas necesarias para explotar os recursos hídricos.
- O Decreto lei 226-A/2007, do 31 de maio, que establece o réxime de utilización dos recursos hídricos. Este é a norma vixente onde se regulan con detalle as concesións e licenzas no ámbito do dereito de augas.
- O Decreto lei 97/2008, do 11 de xuño, polo que se establece o réxime económico e financeiro dos recursos

hídricos. Nesta norma defínense os canons que se cobran polo uso do dominio público hidráulico.

– Decreto lei 29/2006, do 15 de febreiro. A través desta norma trasponse a Directiva 2003/54/CE e establécense os principios xerais da organización e funcionamento do sistema eléctrico nacional, tanto no relativo ao exercicio das actividades de produción, transporte, distribución e comercialización de electricidade, como á organización dos mercados de electricidade.

Dentro desta normativa, o artigo 61.d) da Lei de augas portuguesa dispón que «están suxeitas á concesión previa as seguintes utilizacións privativas dos recursos hídricos do dominio público: [...] d) Captación de auga para produción de enerxía<sup>618</sup>«. Por tanto, a figura xurídica que existe no país para a explotación dos recursos hidroeléctricos ao igual que sucede no dereito español, é a da concesión. Pese a iso, hai que indicar que na normativa anterior, para as centrais de menos de 10 MVA tan só se requiría licenza, tal e como se dispuña no artigo 31.1 Decreto lei 46/1994, e estas podían contar cun prazo de duración de até 30 anos.

Esta concesión é un título que, segundo o artigo 68 da Lei de augas portuguesa, «confire ao seu titular o dereito de uso exclusivo, para os fins e cos límites establecidos no respectivo contrato, dos bens obxecto da concesión, o dereito á utilización de terreos privados de terceiros para a realización de estudos, investigacións e sondaxes necesarias, mediante indemnización dos prexuízos causados, e ademais, no caso de ser declarada a utilidade pública do aproveitamento, o dereito de solicitar e beneficiarse das servidumes administrativas e expropiacións necesarias». Tal título tamén presenta outro paralelismo co dereito español no seu prazo máximo de explotación, xa que este non pode ser superior a 75 anos (artigo 68.6 da Lei 58/2005 e artigos 25.2 e 35 do Decreto lei 226-A/2007). Este prazo, segundo o artigo 25.2 do Decreto lei 226-A/2007 é fixado atendendo á natureza e dimensións dos investimentos asociados e á relevancia económica e ambiental da explotación. Ademais, polo goce deste dereito tamén é preciso o

---

<sup>618</sup> A tradución da normativa portuguesa deste apartado é toda propia.

pagamento dun canon e, se fose o caso, un arrendamento polos bens e equipos públicos destinados ao uso e goce do concesionario.

Este título de concesión materialízase nun contrato de concesión en que se deben recoller todos os dereitos e obrigas das partes. En canto ás formas de obtención da concesión o artigo 68.3 da Lei de augas portuguesa prevé as seguintes tres:

- Mediante decreto lei.
- Mediante unha licitación pública.
- Mediante un procedemento iniciado a solicitude do interesado.

A primeira destas formas, segundo o artigo 68.4 de Lei de augas portuguesa, só pode darse cando a elección do concesionario recaia sobre unha empresa pública de fins múltiples<sup>619</sup> ou equivalentes.

Pola súa parte, as licitacións públicas son a forma máis común de obter unha concesión. De feito, o artigo 24.1 do Decreto lei 226-A/2007 sinala este sistema como o principal ao dispor que «a concesión é atribuída a través dun procedemento de concurso, nos termos deste artigo, podendo tamén ser directamente atribuída por decreto lei ás entidades públicas empresariais e ás demais empresas públicas [...]». Sobre isto incide o punto segundo deste artigo onde se expresa que «sen prexuízo do disposto no parágrafo anterior, a elección do concesionario realízase mediante un procedemento de licitación pública precontractual sempre que a atribución da concesión resulte dunha iniciativa pública». Xa que logo, obsérvase que, aínda que se respecta a forma de atribución de concesións mediante decreto lei que se recolle na Lei de augas portuguesa, fíxase como modelo principal o de concurso público.

O propio Decreto lei 226-A/2007 explica que estas licitacións poden ser feitas segundo as regras relativas aos contratos de obra pública ou ás dos contratos de subministración e adquisición de bens e servizos, en función de que a concesión implique ou non a realización de obras. Logo de levar a cabo este

---

<sup>619</sup> Segundo o artigo 76.1 da Lei de augas portuguesa, enténdese por empresas de fins múltiples aquelas empresas públicas, de ámbito rexional ou nacional, concibidas e xestionadas para realizar máis dunha actividade principal.

concurso público, á vista das ofertas presentadas, a Administración adxudica o contrato á que obteña mellor puntuación. En cambio, débese salientar que o titular anterior conta cun dereito de preferencia. Este pode manifestar á Administración o interese en continuar o uso, nun prazo dun ano antes da finalización da concesión. De facelo, unha vez se realice a nova concesión, nos 10 días seguintes á adxudicación pode elixir continuar coa explotación aceptando as condicións da proposta seleccionada.

A última das formas de obtención dunha concesión de augas segundo a normativa portuguesa é a consecución a través dun procedemento iniciado a solicitude do interesado. Neste caso, un operador que estea interesado na explotación dunha concesión pode presentarlle un proxecto á administración competente, solicitando tal concesión. A Administración decide se a explotación proposta é axeitada para a bacía fluvial indicada e, en caso de selo, dáse a coñecer a solicitude para que outros interesados tamén poidan realizar as súas propostas. En caso de que existan varias solicitudes comezase un procedemento de concorrencia competitiva. Entre as ofertas que os operadores realicen a Administración escollerá a que obteña mellor puntuación, pero o licitador que propuxo a explotación ten a posibilidade de igualar esta oferta e converterse no adxudicatario. Esta posibilidade de igualar a oferta por parte do promotor non sucede se a concesión proposta xa estivese a ser explotada. Nese caso, como xa se sinalou, o que tería o dereito a igualar a oferta sería o titular saínte da concesión. Os títulos de concesión, independentemente da forma en que se obtivesen, tamén poden ser revisados ou alterados pola Administración se concorren unha serie de circunstancias.

Por último, a normativa portuguesa tamén regula con certa minuciosidade a reversión das concesións. En primeiro lugar, a Lei de augas portuguesa distingue entre o caso de que o título administrativo se tratase dunha concesión ou que este se obtivese mediante licenza. Esta distinción débese, esencialmente, a que se está a falar da reversión de explotación do dominio hidráulico en xeral, e non en particular de explotacións hidroeléctricas, posto que se observou xa que a posibilidade de explotar unha central hidroeléctrica mediante licenza existía na regulación anterior, pero



xa non se prevé na actual. Por iso, no art. 69.2 da Lei de augas portuguesa dispónse que:

*Finalizado o prazo fixado no título:*

*a) No caso de concesión, as obras executadas e as instalacións construídas no estrito ámbito da concesión de utilización de recursos hídricos reverten gratuitamente para o Estado;*

*b) No caso de licenza, as instalacións desmontables son removidas e as instalacións fixas son demolidas, salvo se a administración optara pola reversión a título gratuito.*

Mentres, no Decreto lei 226-A/2007 (artigos 35 e 36) indícase que sen prexuízo do disposto en cada contrato de concesión en concreto, os bens e medios directamente afectos á concesión, as obras realizadas e as instalacións construídas no ámbito da concesión «reverten gratuitamente ao Estado». Para isto a Administración fai unha inspección, logo da cal se emite un informe en que se inclúe, en particular, o inventario de bens que reverten no Estado, o seu estado de conservación, unha descrición da composición cualitativa e cuantitativa das verteduras brutas ou despois do tratamento e do cumprimento dos obxectivos ambientais e, tamén, unha proposta de toma de posesión por parte da Administración. Tras esta inspección tamén se pode impor ao concesionario as medidas pertinentes de carácter ambiental para garantir o cumprimento dos obxectivos na materia. Por outra banda, en caso de que existan bens que resulten necesarios para o funcionamento da explotación hidroeléctrica e que non se atopen entre os que deben revertir ao Estado pode procederse á súa expropiación por razóns de utilidade pública.

En cambio, ao finalizar o prazo da concesión non ten por que se producir necesariamente a reversión gratuíta. En caso de que existan investimentos adicionais aos previstos inicialmente no contrato de concesión que fosen debidamente autorizados pola Administración e se demostre que aínda non se puideron recuperar, a propia Administración pode elixir entre reembolsar ao titular a cantidade non recuperada ou prorrogar a concesión polo período necesario para permitir a recuperación destes investimentos. Esta última opción, segundo o artigo 35.2 do Decreto lei 226-A/2007, é

excepcional, só se pode aplicar nunha ocasión e en ningún caso se pode superar o total de 75 anos entre a concesión e a prórroga. Ademais, cando se conceda esta prórroga non se pode autorizar ningún novo investimento a excepción daqueles que resulten necesarios para «garantir a seguridade e operatividade da explotación».

Este tipo de normativa en que se favorece ao concesionario saínte foi criticada pola Comisión Europea. Esta, ao igual que vimos xa noutros países analizados, enviou unha carta de emprazamento a Portugal o 7 de marzo de 2019, considerando que tanto a lexislación como a práctica das autoridades portuguesas resultaban contrarias ao dereito da UE. A crítica da Comisión centrábase esencialmente en que a normativa permitía a renovación ou extensión dalgunhas concesións sen acudir a un concurso público.

Esta non foi a primeira queixa que as autoridades europeas manifestaran sobre a lexislación hidroeléctrica portuguesa. Con carácter previo xa existiran outros asuntos que versaron sobre posibles axudas de estado á compañía EDP. Neste caso analizábanse as medidas introducidas nos artigos 91 e 92 do Decreto lei 226-A/2007. A través deses artigos prorrogáronse as concesións de 27 centrais hidroeléctricas, nun prazo medio de 25 anos que estaban en mans de EDP e que supuñan unha potencia instalada de 4099 MW (máis da metade da potencia hidroeléctrica instalada no país) a cambio dunha retribución neta de 704 millóns de euros.

A pesar diso, a Comisión Europea na súa decisión 2017/1592, do 15 de maio de 2017, sobre a medida SA.35429-2017/C (ex 2013/NN) executada por Portugal relativa á prórroga do uso de recursos hídricos públicos para a xeración de enerxía hidroeléctrica, concluíu finalmente que non existía unha axuda de Estado. Nesta decisión a Comisión considerou que non se cumprían todas as condicións do artigo 107.1 do TFUE, isto é, transferencia de fondos estatais, imputabilidade do Estado, vantaxe selectiva, posible falseamento da competencia e repercusións para o comercio no interior da UE. A esta conclusión chegou ao entender que o pagamento realizado por EDP foi calculado de acordo coas

condicións de mercado, polo que non supuxo unha vantaxe para EDP.

### **4.9.3. Estrutura do mercado**

Despois de analizar a normativa de aplicación no sector hidroeléctrico portugués cómpre agora observar a estrutura do mercado de produción hidroeléctrica. En Portugal, ao igual que sucedeu en España e outros países europeos, tamén se produciu unha privatización e liberalización do sector, especialmente entre a última década do século XX e a primeira do século XXI. A pesar desa liberalización e, en teoría, apertura ao mercado, o certo é que no sector de produción de enerxía eléctrica salienta esencialmente unha única compañía. Esta é a empresa Energias de Portugal (EDP), que posuía en 2019 –que son os datos máis recentes que presenta a IEA con data de abril de 2023–, un 57 % da capacidade total de xeración de enerxía eléctrica do país. Ademais, no ámbito hidroeléctrico o seu dominio é total, posto que controla o 100 % da grande hidroeléctrica<sup>620</sup>. Pese a todo, para valorar os datos hai que ter en conta que o sector eléctrico portugués se atopa integrado no Mercado Ibérico de Electricidade (Mibel) conxuntamente con España.

Ao analizar esta compañía, obsérvase que EDP era unha empresa propiedade do Estado portugués, pero, ao igual que pasou en España con compañías como Endesa, foi privatizada. Tamén se amosan similitudes coa estrutura de capital actual, posto que no caso de Endesa viamos que era propiedade de Enel, unha empresa en que participa o Estado italiano cunha significativa porcentaxe. No caso de EDP sucede algo semellante, posto que o seu principal investidor, cun 19,03 % do capital social, é China Three Gorges que tamén é unha sociedade en que participa un terceiro estado. Neste caso ese terceiro estado é a China, que non só participa en China Three Gorges, como o fai o Estado italiano en Enel, senón que é propietaria de todo o capital social. É dicir, en ambos os países se produce a circunstancia de que en maior ou menor medida se lle

---

<sup>620</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Portugal 2021. Energy Policy Review*, 2021, p. 142.

cedeu o control de parte dun recurso estratéxico como é a enerxía hidroeléctrica a empresas controladas por terceiros estados. Outros dos principais accionistas desta compañía son fondos de investimento como BlackRock, que xa vimos presente noutras empresas do sector, ou a española Oppidum Capital, que naceu como un vehículo de investimento de Corporación Masaveu e de Liberbank para ter unha participación relevante na propia EDP<sup>621</sup>.

En conclusión, o sector hidroeléctrico portugués caracterízase, en liñas xerais, por contar cunha normativa bastante detallada. Esta aposta pola concesión como título xurídico necesario para a explotación da enerxía hidroeléctrica e polas licitacións públicas como forma de obter tales concesións, a pesar de que tamén se prevén outros métodos. En cambio, esta normativa tamén favorece que o actual concesionario poida renovar ou adquirir novamente a concesión unha vez finalice esta. Proba disto é a situación de monopolio con que conta a empresa EDP, que posúe a totalidade das concesións de grande hidroeléctrica. Este sistema foi ideado cando EDP aínda era parcialmente pública – aínda que o proceso de privatización xa se atopaba avanzado–, e podía xustificarse desde a perspectiva de que o recurso non saíse da esfera público. En cambio, desde 2013<sup>622</sup>, a empresa é totalmente privada e, grazas a tal normativa, perpetúa a súa posición no sector.

## **4.10. China**

### **4.10.1. O sector eléctrico no país**

Unha vez observada a situación do sector hidroeléctrico nos principais países produtores de Europa débese centrar a atención no resto do mundo. Ao facelo apréciase que a República Popular China é o país con maior potencia hidroeléctrica instalada cunha

---

<sup>621</sup> A estrutura do capital de EDP atópase na súa web: <https://www.edp.com/en/investors/shareholder-structure> [consulta 11 de outubro de 2021].

<sup>622</sup> A propia empresa detalla na súa web o seu proceso de privatización. Véxase: <https://www.edp.com/es/historias-de-edp/privatizacion-de-edp> [consulta 11 de outubro de 2021]. Alí explícase que o proceso de privatización comezou en 1997 e rematou en 2013. A pesar diso, a última venda dun importante paquete de accións deuse en 2011, coa adquisición por parte de China Three Gorges do 21,35 % do capital social.

importante diferenza co segundo. En concreto, como se recollía na táboa exposta ao inicio deste apartado cuarto, no ano 2020 contaba con 370 160 MW de potencia instalada. En cambio, a pesar diso, a enerxía hidráulica non é a primeira forza de produción de electricidade do país, senón que, nos últimos 30 anos até a actualidade ocupou o segundo lugar encargándose sempre de cerca do 20 % da xeración eléctrica nacional. A pesar desta aparente estabilidade o certo é que en números absolutos esta enerxía viviu un importante crecemento nos últimos 30 anos. Así, en 1990 producíanse 126 720 GWh, mentres que en 2019, segundo datos da IEA, eran 1 301 900 GWh; isto é máis de 10 veces máis, o que tamén é reflexo do enorme crecemento económico que viviu o país nas últimas décadas. Este aumento espérase que continúe e calcúlase que a potencia instalada pasará dos 370 160 MW actuais a uns 450 000 MW en 2030<sup>623</sup>. De feito, a China non só é o país con máis potencia hidroeléctrica instalada, senón que tamén é o que ten unhas maiores reservas desenvolvidas do recurso, moi por diante de Rusia, que está en segundo lugar –aínda que na actualidade non as ten moi desenvolvidas– e do Brasil, os Estados Unidos e o Canadá, que ocupan os seguintes postos xa máis en liña co desenvolvemento que existe na actualidade<sup>624</sup>.

Como se dicía, a hidroelectricidade é a segunda maior fonte de xeración eléctrica na China. O primeiro lugar é ocupado polo carbón, que historicamente tamén veu ocupando esta posición. En cambio, esta fonte enerxética estase tratando de empregar menos nos últimos anos. Así, se a principios do século XXI se producía aproximadamente o 80 % da enerxía eléctrica do país con carbón, no ano 2019 encargábase de menos do 65 %. Pese a iso, tampouco se pode concluír que se estea abandonado o uso de carbón, senón que o que está a suceder é que o seu uso está a medrar menos en

---

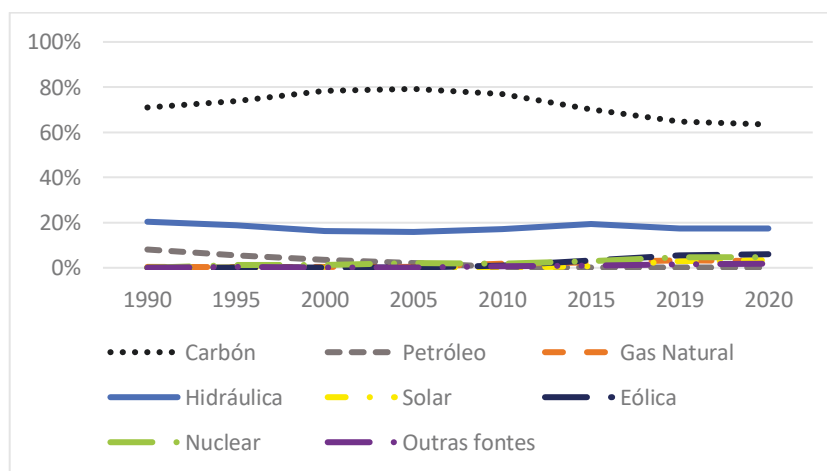
<sup>623</sup> PERERA, P. e ZHONG, L., *Water–energy nexus in the People’s Republic of China and emerging issues*, Asian Development Bank, Metro Manila, Filipinas, 2017, p. 43

<sup>624</sup> YOUMEI, L., «Hydropower and Sustainable Development in China», *United Nations Symposium on Hydropower and Sustainable Development*, Pekín, outubro 2004, pp. 3-4.

porcentaxe que o doutras fontes. Así, lonxe de caer en desuso hai que sinalar que no ano 2000 producíanse 1 060 372 GWh de enerxía eléctrica con carbón, mentres que en 2019, segundo datos da IEA, eran 4 858 880 GWh e en 2020 4 927 609 GWh.

En cambio, outra fonte enerxética que si caeu en desuso tanto en porcentaxe sobre o total producido no país como en números absolutos foi o petróleo. Esta fonte, en 1990 representaba máis do 8 % da xeración eléctrica do país, mentres que na actualidade apenas significa un 0,1 %. Pola súa parte, as fontes enerxéticas que viviron un maior auxe nas últimas décadas foron o gas natural, a enerxía solar, a enerxía eólica e a enerxía nuclear, que, entre as catro, produciron en 2020 máis do 17 % da electricidade chinesa. Así e todo, sobre todos estes datos débese indicar que debido ao illamento do país por motivo da pandemia da covid e a súa política ao respecto, as cifras máis recentes con que se conta son de 2020, polo que o impacto da crise enerxética non esta recollido nelas. Tales cifras pódense observar na seguinte gráfica:

*Figura 32. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de chegada ao total (China)*



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*

#### **4.10.2. Regulación hidroeléctrica**

De todos os países analizados, a China é o que posúe unha tradición xurídico-económica máis afastada dos demais. Isto débese

ter en conta á hora de analizar a hidroelectricidade. Este país defínese no ámbito político como comunista e no eixo económico, aínda que xa non se pode cualificar a súa economía como planificada, si se pode falar dunha economía mixta en que a asignación de recursos por parte da Administración conta cun papel moi relevante. No ámbito regulador as principais normas do sector hidroeléctrico chino son<sup>625</sup>:

- Lei de augas da República Popular China, adoptada na 24.<sup>a</sup> reunión do Comité Permanente do VI Congreso Nacional do Pobo e promulgada por Orde n.º 61 do presidente da República Popular China o 21 de xaneiro de 1988.
- Lei de enerxía eléctrica da República Popular China, adoptada pola 17.<sup>a</sup> sesión do Comité Permanente do VIII Congreso Nacional do Pobo o 28 de decembro de 1995, promulgada pola Orde n.º 60 do Presidente da República Popular de China o 28 de decembro de 1995.
- Lei de enerxías renovables da República Popular China, adoptada na 14.<sup>a</sup> reunión do Comité Permanente do X Congreso Nacional do Pobo o 28 de febreiro de 2005. Esta norma permitiu un importante impulso das pequenas centrais hidroeléctricas, que xogan un papel moi relevante, sobre todo nas áreas rurais. De feito, en 2010 o número deste tipo de centrais xa ascendía a 45 000 e a súa capacidade instalada a 55 120 MW<sup>626</sup>.
- O Regulamento de xestión das licenzas de captación de augas e das taxas do recurso hídrico, promulgado o 21 de febreiro de 2006.

Estas normas substituíron a regulación da época anterior da China, en que a economía estaba máis planificada e non era preciso promulgar leis para regular o sector eléctrico, posto que isto se facía mediante directivas administrativas. En cambio, cando a China

---

<sup>625</sup> O exame desta normativa foi realizado nas versións en inglés existentes.

<sup>626</sup> ZHAO, Z. Y., ZUO, J., FAN, L. L. e ZILLANTE, G. «Impacts of renewable energy regulations on the structure of power generation in China –a critical analysis», *Renewable Energy*, vol. 36, n.º 1, 2011, p. 28.

iniciou a súa reforma económica en 1978, empezouse a recoñecer o importante papel do sector enerxético e a necesidade de contar cunha regulación ao respecto<sup>627</sup>.

A pesar disto, algunhas das disposicións citadas son normas marco que regulan con carácter xeral a actividade hidroeléctrica e, en especial, como a Administración vai intervir. Así, por exemplo, na Lei de enerxía eléctrica establécese que o Estado debe velar polo desenvolvemento dos recursos hidroeléctricos rurais e a construción de centrais hidroeléctricas de tamaño mediano e pequeno para promover a electrificación rural (artigo 48), pero sen especificar de xeito máis concreto de que forma debe facelo.

Mentres, na Lei de enerxías renovables establécese as condicións xerais para que as enerxías renovables gañen relevancia como fonte enerxética na República Popular China. Nesta, con respecto á hidroeléctrica, débese resaltar que no parágrafo segundo do seu artigo 2, establécese que a aplicación da norma no relativo á enerxía hidroeléctrica debe ser establecido polo departamento administrativo de enerxía do Consello de Estado e ser sometido á aprobación do propio Consello de Estado. Esta norma, en consonancia coa lexislación doutros países, no ámbito das renovables semella que se refire á hidroeléctrica como tal cando esta é a pequena escala. De feito, o artigo 18 fala de enerxías que debe fomentar o Estado en zonas rurais e entre outras inclúe a hidroeléctrica de pequena escala, aínda que na norma tampouco existen máis referencias.

Pola súa parte, é na Lei de augas da República Popular China onde figura unha regulación máis ampla. Nesta norma explícase que os recursos hídricos son propiedade do Estado (artigo 3) que fomentará o seu aproveitamento e desenvolvemento (artigo 4). Para iso, débense realizar plans especiais, dentro dos cales se atopan tamén os plans de xeración de enerxía hidroeléctrica (artigo 11). Ademais, esta norma prevé (artigo 16) que no desenvolvemento das centrais hidroeléctricas se debe protexer a

---

<sup>627</sup> XU, J., POLLITT, M., XIE, B. C. e YANG, C. H., «China's Energy Law Draft and the Reform of its Electricity Supply Sector», *EPRG Working Paper 2028. Cambridge Working Paper in Economics 2091*, 2020, pp. 5-6.



contorna ecolóxico e ter conta as necesidades de control de inundacións, fornecemento de auga, rega, navegación, pesca etc.

Por outro lado, nesta Lei de augas da República Popular China tamén se fixa o pagamento dun canon polo uso da auga (artigo 34). Sobre estes canons ou regalías débese indicar que os gobernos locais comezaron a cobralos até esta Lei de augas de 1988, en que o Goberno central estableceu formalmente a súa capacidade para a xestión da auga nas distintas rexións do país. A pesar diso, a través desta norma, dispúxose que o sistema de cobramento e realización do sistema de regalías recaía no ámbito local. En cambio, tras a revisión da norma efectuada en 2002, o Goberno central pasou a intervir con frecuencia para coordinar as distintas rexións e levar a cabo unha regulación no ámbito nacional. Ademais, desde 2011 estase tratando de unificar a xestión da auga<sup>628</sup>.

Esta norma prevé a existencia dun sistema de licenzas e permisos para os aproveitamentos de auga (artigo 32). Este sistema aparece máis desenvolvido no Regulamento de xestión das licenzas de captación de augas e das taxas do recurso hídrico. Neste regulamento establécese que toda entidade ou persoa física que extraia auga dos ríos, lagos ou recursos hídricos subterráneos necesitará unha licenza para iso (artigo 2). Dentro deste concepto de extracción de auga inclúese o uso hidroeléctrico. En cambio, certos usos son excluídos desta necesidade de licenza, tal e como son os de vida doméstica ou resposta a emerxencias. O outorgamento destas licenzas, así como o posterior cobramento de canons e regalías, débese axustar aos principios de «publicidade, equidade, xustiza, alta eficiencia e facilidade para as persoas» (artigo 8). Ademais, o Regulamento autoriza ás provincias, rexións autónomas e municipios a poder determinar a orde de usos da auga, aínda que se especifica expresamente que estes deben satisfacer primeiro as necesidades de uso doméstico da auga e considerar as

---

<sup>628</sup> PINEAU, P. O., TRANCHECOSTE, L. e VEGA-CÁRDENAS Y., «Hydropower Royalties: A Comparative Analysis of Major Producing Countries (China, Brazil, Canada and the United States)», *Water*, vol. 9(4), n.º 287, 2017, pp. 4-6

necesidades agrícolas, industriais, ecolóxicas, ambientais e de navegación.

Para a obtención de licenza é necesario presentar unha solicitude ante o órgano administrativo que teña a facultade de aprobar esa solicitude, acompañada de determinada documentación que describe o Regulamento. Dentro destes organismos salienta a Comisión Nacional de Desenvolvemento e Reforma da República Popular China (NDRC, pola súa sigla en inglés). Esta é a responsable de aprobar os proxectos de enerxía hidroeléctrica construídos nos principais ríos do país e aqueles que superen os 250MW de potencia instalada. Outros proxectos poden ser aprobados polos gobernos provinciais, pero deben notificarse á NDRC. Ademais, en ambos os casos, os proxectos deben cumprir coas leis de avaliación ambiental e contar coa certificación ambiental da Axencia Estatal de Protección do Medio Ambiente (nacional ou local)<sup>629</sup>. Do mesmo xeito, ten que terse en contas ás autoridades de bacía e a outras administracións. Ao respecto, o artigo 14 do Regulamento resulta moi ilustrativo ao dispor:

*As licenzas de extracción de auga estarán sometidas a revisión e aprobación xerárquica.*

*A captación de auga nas seguintes circunstancias estará suxeita á revisión e aprobación das autoridades da bacía: [...]*

*(5) captación de auga para proxectos de construción a grande escala aprobados ou ratificados polo Consello de Estado ou o departamento administrativo de investimento do Consello de Estado;*

*Nos casos do parágrafo anterior, o departamento de xestión de augas do Consello de Estado determinará os alcances, limitacións e cursos de auga (alcances) ou lagos designados baixo a xestión directa das autoridades da bacía de drenaxe.*

*A captación de auga noutras circunstancias estará suxeita ao exame e aprobación do departamento administrativo de augas do goberno popular local no ámbito comarcal ou superior, de conformidade coa facultade de aprobación prescrita polo*

---

<sup>629</sup> CURNOW, P., «Renewable Energy Law in China», informe de Baker & McKenzie para o Goberno de Australia, 2007, pp. 43-44.

*gobierno popular da provincia, rexión autónoma ou municipio directamente dependente do goberno central*<sup>630</sup>.

Tras a presentación da solicitude o órgano encargado de resolver debe examinala e os seus posibles impactos para a protección e conservación dos recursos hídricos, así como o desenvolvemento económico e social que se poidan derivar do proxecto (artigo 17). De feito, unha das principais bases para a análise das solicitudes é a cantidade de auga que se empregará (artigo 16). Ademais, o artigo 20 do Regulamento establece unha serie de circunstancias que implican directamente a non aprobación do proxecto. Estas son:

- Que a auga subterránea –en caso de usala– se extraia dunha zona en que estea prohibido.
- Que se aumente a cantidade de auga extraída nunha rexión onde xa se alcanzase o límite total de auga que pode ser extraída baixo licenza.
- Que poidan causarse danos graves ás funcións das áreas de auga nas chamadas rexións funcionais de auga.
- Que a forma de extracción ou uso da auga non sexa razoable.
- Que as necesidades de uso da auga solicitada puidesen ser satisfeitas mediante as tubaxes de fornecemento de auga pública urbana.
- Que se poidan causar graves danos aos intereses dun terceiro ou do público en xeral.
- Que existise un proxecto que deba ser arquivado e non se presentara para tal arquivo.
- Finalmente, a norma fala, a modo de caixón de xastre, doutras circunstancias recollidas en calquera lei ou regulamento.

En caso de non concorrer estas circunstancias tramitarase a solicitude. Se esta afectase a intereses públicos, como sucede nos proxectos hidroeléctricos, debe someterse o proxecto a audiencia

---

<sup>630</sup> A tradución é propia a partir da versión en inglés da norma facilitada por ECOLEX.

pública, para o cal se efectúa un anuncio xeral de audiencia. Ademais, se a solicitude afecta a terceiros que se poidan considerar interesados notifícaselles e dáselles trámite de audiencia. Logo disto, sempre e cando se cumpran todos os requisitos legais, apróbase a solicitude de licenza. Unha vez obtida a aprobación da solicitude de licenza pódese empezar a tramitar a aprobación necesaria para a construción da central hidroeléctrica (artigo 21). Tras levar a cabo a obra o órgano encargado de expedir a licenza de augas debe revisala e, en caso de dar unha cualificación positiva, outórgase o certificado de licenza. Neste certificado de licenza (artigo 24) débese incluír:

- O nome da entidade ou individuo que extrae a auga.
- O prazo de extracción da auga.
- A cantidade de auga que se autoriza a extraer e o seu uso.
- O tipo de fontes de auga empregadas.
- A localización da extracción de auga e a forma en que se realizará.

Os prazos de licenza, segundo o artigo 25 do Regulamento, son xeralmente de cinco anos, sen que poidan superar os 10. A pesar da brevidade destes a norma recolle a posibilidade da súa renovación. Tamén se debe citar que para poder levar a cabo un proxecto hidroeléctrico, a maiores do anterior, cómpre levar a cabo unha avaliación de impacto ambiental, que na China resultan comúns para os proxectos de infraestruturas públicas. De feito, por exemplo, en 2009 non foron construídas dúas centrais hidroeléctricas precisamente por non superar este trámite<sup>631</sup>.

Por outro lado, ademais da Lei de augas da República Popular China e do Regulamento de xestión das licenzas de captación de augas e das taxas do recurso hídrico, tamén existe normativa específica para determinados aproveitamentos. Un exemplo disto atópase na Lei de protección do río Yangtzé da República Popular China, adoptada na 24.<sup>a</sup> reunión do Comité Permanente do décimo terceiro Congreso Nacional Popular da

---

<sup>631</sup> KANG, X., *Hydropower Development in China: History and Narratives*, Greater Mekong Subregion Study Center, Yunnan University, 2014, p. 18.

República Popular China o 26 de decembro de 2020. Nesta norma, en liña coa Lei de augas, indícase no seu artigo 23 que o Estado debe fortalecer a xestión do desenvolvemento e o uso dos recursos hidroeléctricos na bacía do Yangtzé. Ademais, os novos proxectos que se realicen de grandes e medianas centrais hidroeléctricas deben estar avalados cientificamente e ser presentados ao Consello de Estado ou ao departamento autorizado por este para que os aprobe.

Por outra banda, tamén resulta obrigado citar os plans quinquenais. Dentro destes, o XIV Plan quinquenal para o desenvolvemento económico e social nacional (2021 a 2025) marcou como obxectivo o instaurar un sistema enerxético moderno que tivese a súa base en enerxía limpa, baixa en carbono, segura e eficiente. De feito, o presidente Xi Jinping comprometeuse en setembro de 2020 nun discurso na Asemblea Xeral da ONU a alcanzar o pico de emisións de carbono para 2030 e a neutralidade de carbono para 2060<sup>632</sup>. Para cumprir con isto é necesario acadar os obxectivos de expansión da enerxía hidroeléctrica. En cambio, respecto a estes pode existir certa problemática debido a que as principais bacías atópanse na área tibetana en zonas ecoloxicamente moi sensibles e cunha situación social especial<sup>633</sup>.

Entre estes obxectivos que se recollen nos plans quinquenais tamén se inclúe unha apertura ao exterior. Para actuar no ámbito hidroeléctrico no país, as compañías estranxeiras deben atender, en primeiro lugar, á regulación contida na Lei de investimento estranxeiro e o regulamento de aplicación correspondente. Esta lei adopta formalmente un enfoque de «trato nacional e lista negativa» pretendendo que os investimentos estranxeiros reciban o mesmo trato que os investidores nacionais, con certas excepcións contidas en listas. En cambio, tamén existen artigos que se atopan totalmente restrinxidos a calquera investimento estranxeiro e outros que imponen importantes

---

<sup>632</sup> Esta declaración pódese atopar na web da propia ONU, en concreto no enderezo: <https://news.un.org/es/story/2021/09/1497172> [consulta 11 de outubro de 2021].

<sup>633</sup> BIN, D., «Discussion on the development direction of hydropower in China», *Clean Energy*, vol. 5, n.º 1, 2021, p. 15.

medidas tales como límites máximos a eses investimentos. Ademais, xustificándoo nunha melloría da seguridade nacional, en determinados sectores como é o caso do sector enerxético esíxese un «control real» por parte da Administración que implica uns estritos requisitos de información<sup>634</sup>.

#### **4.10.3. Estrutura do mercado**

En canto á estrutura do mercado, débese comezar sinalando que existe unha clara intervención pública. Así pois, aínda que sobre o papel sexa posible a participación privada nas compañías de xeración eléctrica, na práctica o mercado está dominado por empresas públicas, existindo tamén certas barreiras de entrada para os novos investidores tanto no ámbito económico como de regulación<sup>635</sup>. Neste mercado destacan as coñecidas como as cinco grandes compañías, que son China Huaneng Group Co., Ltd., China Datang Corporation, China Huadian Corporation, China Energy Investment Corporation e State Power Investment Corporation Limited, todas elas de propiedade estatal. Estas compañías contan todas elas cunha potencia instalada por encima de 100 GW, o que é máis da potencia instalada total de moitos países europeos (por exemplo, España só supera estes 100 GW por pouco). Ademais, no caso de China Energy Investment Corporation, incluso supera os 200 GW. Así, entre estas cinco compañías posúen máis da metade da potencia instalada do país, aínda que, tamén debido ao tamaño do país, existen outros importantes operadores, como sucede no caso do sector hidroeléctrico. Ademais, nos últimos anos varias destas empresas viviron cambios importantes, xa que xurdiron de escisións ou fusións con outras compañías, polo que non se descarta que estes procesos continúen a producirse nun futuro próximo<sup>636</sup>.

---

<sup>634</sup> SUN, M., ZHANG J. e TAN, Q., *The Energy Regulation and Markets Review*, capítulo dedicado a China, SCHWARTZ, D. (ed.), 10.<sup>a</sup> edición, The Law Reviews, Londres, 2021, pp. 38-56.

<sup>635</sup> QIU, X. e LI, H., «Energy Regulation and Legislation in China», *Environmental Law Reporter, News & Analysis*, vol. 7, 2012, pp. 10678-10693.

<sup>636</sup> HERNÁNDEZ ALVA, C. A. e LI, X., «Power Sector Reform in China. An international perspective», informe realizado para a International Energy Agency, 2018, p. 21.

Como se indicaba, no ámbito hidroeléctrico é obrigado falar dun actor distinto dos anteriores. Este é China Three Gorges Project Corporation, unha empresa que tamén é de propiedade estatal. Esta compañía xa foi citada ao analizar o caso portugués por ser a principal accionista da empresa EDP. Centrándonos agora no seu volume no mercado hidroeléctrico chinés, segundo datos da propia compañía, no ano 2019 contaba co 13,9 % da capacidade hidroeléctrica instalada no país, no marco da cal salienta a icónica presa das tres gargantas, que é famosa por ser a de maior tamaño no mundo e foi o proxecto que lle deu nome á compañía. China Three Gorges Project Corporation actúa no mercado da produción de enerxía hidroeléctrica na China esencialmente a través da súa participación noutras compañías. Nestas salienta China Yangtze Power Co., Ltd. da cal posúe un 62,27 % (e é a través da cal opera a planta das tres gargantas); Three Gorges Jinsha River Yunchuan Hydropower Development Co., Ltd. da cal posúe un 70 %; e Hubei Energy Group Co., Ltd. da cal posúe un 44,3 %<sup>637</sup>.

Así pois, na China apréciase que a iniciativa no sector hidroeléctrico –así como no sector eléctrico en xeral– se atopa esencialmente en mans estatais. Isto derívase en boa medida das especiais características económicas do país, que, como se indicaba, malia xa non ser unha economía enteiramente planificada, si é unha economía mixta con importantes apartados que continúan a ser planificados. Neste contexto a normativa marca unhas pautas xenéricas ou un marco de actuación, que os plans que periodicamente realiza o Estado desenvolven en maior profundidade. Do mesmo xeito, a regulación das licenzas necesarias para a utilización do recurso non inclúe ningún procedemento competitivo e destaca polos seus curtos prazos, a pesar da posibilidade que existe de renvalos sen ningunha aparente limitación (con todo, a Administración sempre se pode negar a outorgar tales renovacións). Mentres, no mercado tanto eléctrico como hidroeléctrico, aínda que se admite a participación privada

---

<sup>637</sup> Esta información pódese atopar na páxina web da compañía. En concreto no seguinte [endereço: https://www.ctg.com.cn/en/publications/reports40/annual\\_report/index.html](https://www.ctg.com.cn/en/publications/reports40/annual_report/index.html), dentro da opción Annual Report 2019 [consulta 22 de novembro de 2021].

tanto nacional como internacional, o certo é que existen restricións tales como o control real do sector eléctrico que dificultan esta participación. Como resultado disto as grandes compañías eléctricas e tamén as hidroeléctricas son de propiedade estatal. Ademais, tal e como sucede noutros países, entre unhas poucas empresas concentran gran parte da potencia instalada do país. É certo, porén, que polo tamaño da China, existen máis empresas dun importante tamaño en comparación con outros dos países analizados.

## **4.11. Brasil**

### **4.11.1. O sector eléctrico no país**

O Brasil é o segundo país con máis potencia hidroeléctrica instalada no ámbito mundial, situándose inmediatamente despois da China, cunha potencia en 2020 que ascendía a 109 271 MW. En cambio, a diferenza do caso chinés, o sector de xeración eléctrica brasileiro presenta unha forte dependencia da enerxía hidroeléctrica. Isto é unha consecuencia lóxica da gran cantidade de recursos hídricos existentes no país, dos que se considera que aínda existe unha importante marxe de crecemento<sup>638</sup>, malia que este crecemento pódese ver reducido por unha normativa ambiental máis estrita, xa que boa parte dos proxectos hidroeléctricos emprendidos foron feitos baixo unha normativa ambiental laxa<sup>639</sup>, ademais de que, debido á orografía do país, que é pouco montañosa, os aproveitamentos hidroeléctricos supoñen o asolagamento de grandes extensións de terreos. En cambio, tal dependencia, unida a outros factores, provocou ameazas de racionamento de enerxía en anos en que as chuvias se atrasaron ou resultaron especialmente

---

<sup>638</sup> BARROS DE ANDRADE MELO, A. C., «Regulação estatal no setor elétrico e possibilidades de crescimento da produção distribuída de energia: Estudo sob enfoque constitucional», *Revista constituição e garantia de direitos*, vol. 9, n.º 1, 2016, pp. 352-353.

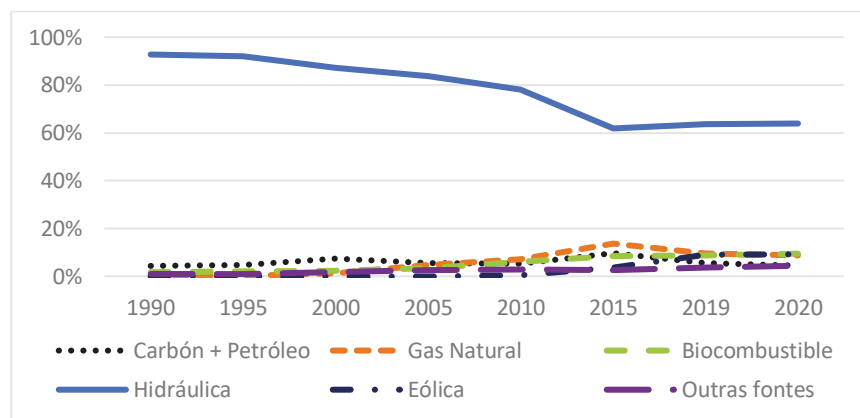
<sup>639</sup> Para afondar nesta cuestión véxase: REGINA GIONGO, C. e ROSA MENDES, J. M., «A legitimação da injustiça social e ambiental: análise da legislação no campo da construção de hidrelétricas no Brasil», *Textos & Contextos (Porto Alegre)*, vol. 17, n.º 2, 2018, pp. 423-436.



secos<sup>640</sup>. Isto, contribuíu ao despegue doutras tecnoloxías, o que provocou que, en termos relativos, outras fontes de produción eléctrica medrasen máis que a hidráulica nos últimos anos. Así, se a enerxía hidráulica representaba na década dos noventa máis do 90 % da enerxía eléctrica producida no país, na actualidade esta cifra descendeu até significar no 2020 algo máis do 60 %; no entanto, en termos de produción absoluta mantívose estable na última década entre os 400 000 e os 350 000 GWh.

Este descenso porcentual veu acompañado dun aumento tanto en termos relativos como absolutos que se produciu esencialmente en tres tecnoloxías: o gas natural, a eólica e os biocombustibles. No ano 2020, entre estas tres formas de produción de electricidade xerouse máis do 27 % da electricidade do país; o gas natural achegou un 8,6 %, a enerxía eólica un 9,18 % e os biocombustibles un 9,46 %. Estes datos pódense cotexar na seguinte gráfica:

*Figura 33. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Brasil)*



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*

No futuro é previsible que as tecnoloxías renovables sigan aumentando a súa importancia, especialmente no caso da eólica, así

<sup>640</sup> TANCREDI, M. e ALVES ABBUD, O., «Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?», *Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Textos para a Discussão*, n.º 128, 2013, p. 6.

como que tecnoloxías como a solar empecen a aparecer no *mix* de produción eléctrica do país. Pese a iso, a enerxía hidroeléctrica segue a ser, con diferenza a principal fonte de xeración e tamén é previsible que aumente a súa produción, posto que, como se indicaba, os recursos hidroeléctricos –a diferenza do visto noutros países– non se atopan aínda plenamente explotados.

#### 4.11.2. Regulación hidroeléctrica

En canto ás normas principais do Brasil no referente a este sector hidroeléctrico pódense citar as seguintes<sup>641</sup>:

- O Decreto n.º 24.643/1934, polo que se aprobou o Código de augas. Esta norma, a pesar do tempo transcorrido, continúa vixente aínda que con diversas modificacións.
- A Constitución federal do Brasil de 1988, a través da cal se introduciron esixencias tales como a necesidade de licitación nas concesións.
- A Lei n.º 8.631, do 4 de marzo de 1993, que regula a fixación das tarifas para o servizo público de enerxía eléctrica e extingue o existente réxime de remuneración garantida.
- A Lei n.º 8.987, do 13 de febreiro de 1995, que regula o réxime de concesións e permisos para a prestación de servizos públicos, tamén coñecida como Lei de concesións.
- A Lei n.º 9.074, do 7 de xullo de 1995, en que se establecen normas para o outorgamento e prórroga das concesións e permisos de servizos públicos, entre os que se atopa a hidroeléctrica. Tamén se debe ter en conta o Decreto 1.717, do 24 de novembro de 1995, que desenvolve esta norma.

---

<sup>641</sup> MENDES DE ALMEIDA JR, J. T., «Regulação da água no Brasil e em alguns modelos estrangeiros», *Água, sustentabilidade e direito (Brasil - Espanha)*, organizadores MOLINA GIMÉNEZ, A., AHMED, F., MELGAREJO MORENO, J., BUZAGLO DANTAS, M. e MÁRCIO CRUZ, P., UNIVALI, 2015, pp. 146-147.

- O Decreto n.º 2.003, do 10 de setembro de 1996, que regulamenta a produción de enerxía eléctrica por produtor independente e por autoprodutor.
- A Lei n.º 12.783, do 11 de xaneiro de 2013, que regula as concesións de xeración, transmisión e distribución de enerxía eléctrica, reduce as cargas sectoriais e modifica a regulación das tarifas (derrogando algún precepto da Lei n.º 8.987/1995). Esta norma converteu en lei o disposto na Medida provisional n.º 579/2012.

Estas normas fixan as pautas básicas para os aproveitamentos hidroeléctricos. No dereito brasileiro as augas, con carácter xeral, son públicas, tal e como fixan os artigos 1 a 7 do Código de Augas. Nesta norma (artigo 43) establécese que «as augas públicas non poden ser derivadas para aplicacións agrícolas, industriais e hixiénicas, sen que exista concesión administrativa, no caso de utilidade pública e, non existindo esta, de autorización administrativa, que será dispensada no caso de derivacións insignificantes»<sup>642</sup>. Por tanto, para o aproveitamento privativo da auga atopámonos con dúas figuras xurídicas observadas noutros países como son a concesión e autorización.

Para saber en que casos se precisa dunha concesión e en cales dunha autorización débese acudir á Lei 9.074/1995. Nesta norma, logo das modificacións que introduciu nela a Lei 13.360/2016, do 17 de novembro, recóllese que se necesita de concesión –que se outorga mediante licitación– para os aproveitamentos hidráulicos cunha potencia superior a 50 000 kW destinados tanto ao servizo público como á produción independente de enerxía eléctrica (artigo 5). Pola súa parte, requírese autorización para os aproveitamentos hidroeléctricos cunha potencia superior a 5000 kW (artigo 7). Os aproveitamentos de potencia igual ou inferior a 5000 kW só precisan ser comunicados á Administración, pero non é necesaria a obtención de concesión nin de autorización (artigo 8).

Ambas figuras xurídicas outorgan o dereito á explotación do recurso durante unha cantidade limitada de tempo. Ao respecto

---

<sup>642</sup> A tradución da normativa brasileira deste apartado é toda propia.

o artigo 43.2 do Código de augas indica que «Toda concesión ou autorización serao por un período determinado, e nunca superior a 30 anos, fixándose tamén un prazo razoable, non só para ser iniciadas, se non tamén para a terminación, baixo pena de caducidade, as obras propostas polo peticionario». En cambio, o propio Código de augas matiza esta norma, posto que no seu artigo 157 recolle que «as concesións para a produción, transmisión e distribución de enerxía hidroeléctrica, para calquera fin, serán dadas polo prazo normal de 30 anos», pero seguidamente engade que, de xeito excepcional, este prazo pode ser ampliado até os cincuenta anos no caso de que as obras e instalacións non puidesen ser amortizadas e así o decida o Goberno.

No relativo ás autorizacións, o Código de augas (artigo 172) dispón que contarán cun prazo máximo de 30 anos, pero que poden ser renovadas por idéntico ou menor prazo. Nesta norma (artigo 175) tamén se precisa que as autorizacións pódense transformar en concesións no caso de que aumente a súa potencia utilizada ou cambie o seu obxecto principal. O Código de augas contiña unha importante regulación sobre os aproveitamentos hidroeléctricos<sup>643</sup>, pero aínda así foi desenvolto en maior detalle mediante diversos actos normativos federais. Neste proceso resultou especialmente relevante o actualmente derogado Decreto 41.019/1957, que significou un verdadeiro código exclusivo da industria eléctrica<sup>644</sup>.

Con posterioridade, a normativa sectorial viviu importantes cambios tras a actualmente vixente Constitución federal de 1988, en que se lle outorgou rango constitucional aos títulos xurídicos que habilitasen o uso das augas para a xeración de enerxía hidroeléctrica. De feito, o artigo 21.XII.b) indica o seguinte:

*Compete á Unión: [...]*

*XII - explorar, directamente ou mediante autorización, concesión ou licenza: [...]*

---

<sup>643</sup> CORRÊA, M. L., «Contribuição para uma história da regulamentação do setor de energia elétrica no Brasil: o Código de Águas de 1934 e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica», *Política & Sociedade*, n.º 6, 2005, pp. 255-291.

<sup>644</sup> KAERCHER LOUREIRO, G., *A disciplina jurídica da indústria elétrica*, Serviço de publicações do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura, 2021, p. 2.

*b) os servizos e instalacións de enerxía eléctrica e o aproveitamento enerxético dos cursos de auga en coordinación cos estados onde se sitúen os potenciais hidroenerxéticos [...].*

Mentres, o artigo 176 indica:

*Os xacementos en extracción ou non, os demais recursos minerais e o potencial de enerxía hidráulica constitúen propiedade distinta da do chan, a afectos de explotación ou aproveitamento, e pertencen á Unión, garantíndose ao concesionario a propiedade do produto da extracción.*

Ademais, a Constitución, no seu artigo 175, esixiu que as concesións ou licenzas para a prestación de servizos públicos fosen outorgadas a través dunha licitación, pasando a ser este o suposto xeral na maioría de contratos públicos, posto que tamén a Constitución (artigo 37.XXI) estableceu que a contratación pública sería realizada mediante licitación «salvo os casos especificados na lexislación». Ao abeiro do disposto na Constitución promulgouse a Lei 8.666/1993, coñecida como Lei xeral de licitacións, que regulaba a contratación pública e fixaba obxectivos tales como os de selección da proposta máis vantaxosa (artigo 3), aínda que esta norma, na actualidade, atópase xa derrogada pola Lei 14.133/2021, do 1 de abril.

Estes cambios provocados polas esixencias de que as concesións e licenzas para a prestación de servizos públicos se efectuase por medio de licitación afectou ao sector hidroeléctrico. Por iso, co fin de harmonizar as concesión –entre as cales ocupan un lugar destacado as explotacións hidroeléctricas– co novo réxime xurídico introducido pola Constitución, promulgouse a Lei 8.987/1995. Esta lei regula o réxime de concesións e permisos para a prestación de servizos públicos. Así, as concesións as que se refire esta norma son as «concesións de servizo público» e as de «concesión de servizo público precedida de execución de obra pública».

En cambio, as concesións que se conceden no sector eléctrico polo Goberno Federal frecuentemente clasifícanse en «concesión de servizo público» e «concesión para uso de bens

públicos»<sup>645</sup>. Centrándonos no contido desta norma, débese sinalar que a través dela se declararon extinguidas todas as concesións de servizo público que se outorgasen sen licitación tras a entrada en vigor da Constitución de 1988 e aquelas que se outorgasen sen licitación con carácter previo a esta, pero en que as obras ou servizos non se iniciaran ou se atopen paralizados (artigo 43).

Esta Lei 8.987/1995, no seu artigo 42, tamén dispuxo que as concesións que se atopaban en funcionamento e foran outorgadas antes da propia Lei 8.987/1995 (con ou sen licitación) consideraríanse válidas polo prazo fixado no contrato ou acto de outorgamento, aínda que unha vez que rematase tal prazo a Administración debe proceder a súa licitación. Este mesmo artigo 42 engade que as concesións en precario, as que tivesen o seu prazo concluído e as que contasen cun prazo indeterminado poderían continuar explotándose, pero só durante o tempo en que se preparaban os trámites para realizar as correspondentes licitacións. O dito artigo 42 modificouse con posterioridade pola Lei 11.445, do 5 de xaneiro de 2007. Nesta modificación, referíndose ás concesións en funcionamento outorgadas antes da Lei 8.987/1995, indícase que «Vencido o prazo mencionado no contrato ou no acto de outorgamento, o servizo poderá ser prestado por un órgano ou entidade do poder concedente, ou delegado a terceiros, mediante novo contrato». Por outra banda, neste artigo tamén se fai referencia á posibilidade de pagamentos de indemnizacións por obras e servizos feitos polos concesionarios.

Pouco despois da Lei 8.987/1995 promulgouse a Lei 9.074/1995, en que se establecen normas para o outorgamento e prórroga das concesións e permisos de servizos públicos. Esta norma tratou especificamente as concesións para a xeración da enerxía eléctrica. Sobre estas dispuxo no seu artigo 4, nun primeiro momento, que as concesións outorgadas con posterioridade a esa norma contarían cun prazo máximo de 35 anos, pero que podería ser prorrogado por outros 35 anos. Este artigo 4 foi modificado pola

---

<sup>645</sup> GANIM, A. *Setor Elétrico Brasileiro. Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis*, 2.<sup>a</sup> edición, Synergia Editora-Editora Canal Energia, Brasilia, 2009, p. 48.

Lei nº 10.848, do 15 de marzo, dando lugar á redacción vixente en que se dispón que as concesións anteriores ao 11 de decembro de 2003 podían ser prorrogadas por 20 anos, mentres que as posteriores a esa data teñen o prazo limitado a 35 anos sen que exista posibilidade de prórroga. Esta norma, no seu artigo 27 tamén dispuxo a posibilidade de outorgar unha nova concesión ou unha prórroga das existentes de forma simultánea ao proceso de privatización de concesionarios públicos. Neste caso o prazo da nova concesión fíxase no «necesario para a amortización dos investimentos, limitado a 30 anos»<sup>646</sup>.

Esta Lei 9.074/1995 matizou algunhas das disposicións da Lei 8.987/1995, xa que permitiu a prórroga por un prazo de 20 anos de concesións outorgadas sen licitación que se atopasen en funcionamento á entrada en vigor da Lei 8.987/1995 (artigo 19). Ademais, tamén se matizou o caso das concesións de xeración eléctrica que se concedesen sen licitación e aínda non comezasen a funcionar á entrada en vigor da Lei 8.987/1995 por un atraso ou paralización das obras. En lugar de extinguirse directamente, a Lei 9.074/1995, no seu artigo 20, permitiu a prórroga polo «prazo necesario para a amortización do investimento», sen que poida superar os 35 anos, sempre e cando presentasen un plan de terminación aprobado pola administración que outorgase a concesión e o compromiso dunha participación superior a un terzo de investimentos privados para a finalización da obra. En caso de non cumprirse tales requisitos as concesións serían declaradas extintas.

Posteriormente, a través da Medida provisional nº 579/2012 e, logo desta, a Lei 12.783/2013, en que se acolleu tal medida, introducíronse importantes reformas. A través desta norma autorizouse a prórroga das concesións de xeración eléctrica (ademais das de transporte e distribución). Así, a norma dispuxo que boa parte das concesións para xeración de electricidade poderían ser prorrogadas unha soa vez por un prazo de até 30 anos, xustificando isto en que resultaba necesario para «garantir a

---

<sup>646</sup> INSTITUTO ACENDE BRASIL, «Concessões do Setor Elétrico: Alternativa de Políticas Públicas», *White Paper*, n.º 5, 2011, pp. 16-18.

continuidade e a eficacia na prestación do servizo e unhas tarifas razoables» (como se aprecia, por exemplo, no artigo 1 desta norma). En cambio, as concesións que non se prorrogasen deberían licitarse unha vez conclúsen. As concesións que derivasen de tal licitación non poderían contar cun prazo superior a 30 anos (artigo 8).

Ademais, tamén se introduciron medidas tendentes á indemnización anticipada dos investimentos e activos non amortizados para excluílos do cálculos das tarifas e lograr rebaixar estas. En cambio, unha parte importante dos concesionarios non considerou suficiente os incentivos que introducía a norma e optaron por non prorrogar as súas concesións. Así, empresas estatais como CESP, CEMIG, COPEL ou CELESC optaron por non renovar as súas concesións. En total, un 32 % das concesións que se podían renovar non optaron por esta vía. Pola súa parte, as prórrogas que derivaron desta norma foron sinaladas pola doutrina como auténticos contratos novos, posto que os concesionarios tiñan que aceptar novas cláusulas e condicións contractuais para acceder a estas<sup>647</sup>.

Así pois, obsérvase que a normativa que regula as concesións hidroeléctricas brasileiras viviu importantes cambios nos últimos anos, en especial no relativo ao seu vencemento. En canto ao seu outorgamento, como se sinalou xa, débese levar a cabo na maior parte de casos mediante licitación pública. Segundo o Código de augas, a potestade para outorgar concesións hidroeléctricas reside no presidente da República e no ministro de Agricultura<sup>648</sup>; este último é quen se encarga tamén de outorgar as autorizacións (artigos 150 e 171). En cambio, o artigo 2.I da Lei 8.987/1995 sinala que nas concesións de servizos públicos pode ser poder concedente «a Unión, o estado, o distrito federal ou o municipio, onde se encontre o servizo público» e a Lei 9.074/1995 autorizou á Axencia Nacional da Enerxía Eléctrica «para formalizar modificacións dos contratos de concesión de aproveitamento de

---

<sup>647</sup> PINHEIRO SAMPAIO, P. R. e GUERRA, S., «Relicitação das concessões de geração de energia elétrica e a reversão de bens», *Revista Brasileira de Políticas Públicas*, vol. 9, n.º 1, 2019, pp. 373-374.

<sup>648</sup> Na actualidade o organismo en que recae a potestade de outorgar as concesións hidroeléctricas é o Ministerio de Minas e Enerxía.



bens públicos e explotación do potencial hidráulico realizados a título oneroso a favor da Unión» en determinados supostos.

Nestas licitacións públicas os criterios que se deben ter en conta para o outorgamento, segundo o artigo 15 da Lei 8.987/1995, son o menor valor da tarifa do servizo público que se preste, a oferta máis alta en caso de que existan pagamentos á Administración polo uso do ben público concedido (no caso da hidroeléctrica polo uso das augas), a mellor proposta desde o punto de vista técnico e distintas combinacións dos anteriores criterios. Ademais, en igualdade de condicións teñen preferencia as empresas brasileiras.

No título da concesión o Código de augas esixe que figuren, como mínimo, cláusulas relativas a:

- Protección dos dereitos de terceiros.
- Os prazos para o inicio e a execución das obras previstas na concesión.
- Listaxes de prezos que se cobrarán aos consumidores. Está esixencia que recollía o Código de augas foi afectada por normativa posterior relativa ás tarifas a cobrar.
- A obriga de permitir aos funcionarios encargados da inspección o libre acceso, en calquera momento, ás obras e demais instalacións incluídas na concesión, así como o exame doutros documentos elaborados polo concesionario para poder comprobar o correcto funcionamento da concesión.

A maiores destas cláusulas, o artigo 23 da Lei 8.987/1995 considera como cláusulas esenciais das concesións de servizos públicos as seguintes:

- O obxecto, área e o prazo da concesión.
- O modo, forma e condicións de prestación do servizo.
- Os criterios, indicadores, fórmulas e parámetros que definen a calidade do servizo.
- O prezo do servizo e os criterios e procedementos para a posible revisión das tarifas.
- Os dereitos, garantías e obrigas da Administración e do concesionario.

- Os dereitos e deberes dos usuarios para obter e empregar o servizo.
- A forma de inspección das instalacións e os órganos competentes para iso.
- As penalizacións contractuais e administrativas as que está suxeito o concesionario.
- As formas de extinción da concesión.
- A indicación de cales son os activos reversibles.
- Os criterios para o cálculo e forma de pagamento das indemnizacións debidas ao concesionario, cando proceda.
- As condicións para a prórroga do contrato, de existir tal posibilidade.
- A obriga, forma e periodicidade de render contas polo concesionario á Administración.
- O requisito de publicar os estados financeiros periódicos do concesionario.
- O foro e a forma de resolución dos conflitos contractuais

Ademais, nos contratos relativos ás concesións de servizo público precedidas de execución de obra pública resultan tamén cláusulas esenciais as relativas a:

- O calendario de execución das obras.
- Esixencia de garantía do fiel cumprimento, por parte do concesionario, das obrigas relacionadas coas obras vinculadas á concesión.

A maiores destas cláusulas que deben aparecer no contrato de concesión, o Código de augas outórgalle ao concesionario os seguintes dereitos:

- Usar terreos de dominio público e establecer servidumes neles.
- Efectuar determinadas expropiacións en predios privados e en autorizacións preexistentes.
- Establecer servidumes permanentes ou temporais que resulten necesarias para as obras hidráulicas e para o transporte e distribución de enerxía eléctrica.

- Construír vías férreas, estradas, liñas telefónicas ou telegráficas, sen prexuízo de terceiros, para uso exclusivo da explotación.
- Establecer liñas de transporte e distribución.

En canto ás obrigas do concesionario, no Código de augas indícase que estas serán, como mínimo:

- O depósito nas arcas públicas en concepto de garantía dunha determinada cantidade económica, que varía segundo a potencia da concesión.
- O compromiso de cumprimento de todos os requisitos legais e contractuais por parte do concesionario.
- Aceptar todas as esixencias de fiscalización que a Administración imponha.
- Construír nas proximidades da central as instalacións necesarias para medir as verteduras que se fagan ao curso das augas, en caso de que a Administración o requira.
- A reserva dunha parte das augas e da enerxía producida en beneficio de servizos públicos da Unión, os estados ou os municipios, sen que se poida privar de máis do 30 % da enerxía con que conte a concesión.

Ademais, o concesionario tamén pode ter que facer fronte a indemnizacións aos veciños e usuarios da ribeira en caso de prexudicar os seus dereitos. Por outra banda, tamén debe realizar o pagamento a Administración dun canon que é proporcional á potencia concedida.

En canto á finalización das concesións, estas poden extinguirse, segundo o artigo 35 da Lei 8.987/1995, pola conclusión do prazo, por expropiación, por caducidade, por rescisión, por anulación e por quebra ou extinción da empresa concesionaria e falecemento ou incapacidade do titular, no caso dunha empresa individual. Unha vez finalizada a concesión prodúcese a reversión. Esta regúlase no artigo 165 do Código de augas nos seguintes termos:

*Transcorrido o prazo das concesións reverten ao Goberno Federal, aos estados ou aos municipios, segundo o dominio a que estea suxeito o curso de auga, todas as obras de captación,*

*regularización e derivación principais e accesorias, as redes de augas e canles de descarga e fuga, así como maquinaria para a produción e transformación de enerxía e as liñas de transporte e distribución.*

*Parágrafo único. Cando o aproveitamento da enerxía hidráulica se destine a servizos públicos federais, estatais ou municipais, as obras e instalacións a que se refire este artigo reverterán:*

*a) para a Unión, cando se trate de servizos públicos federais, calquera que sexa o propietario da fonte de enerxía utilizada;*

*b) para o estado, cando se trate de servizos estatais en ríos que non sexan de dominio federal, que nese caso reverterán ao Goberno Federal;*

*c) Para o Municipio, cando se trate de servizos municipais ou privados en ríos non pertencentes á Unión ou aos estados.*

Esta reversión, segundo o Código de augas, debe ser estipulada nas condicións das concesións, onde se determinará se procede ou non algunha indemnización. Sobre a procedencia e cálculo desta indemnización versaron diversas disposicións posteriores, resultando especialmente salientable a Lei 12.783/2013.

De forma similar, no caso das concesións de servizos públicos, o artigo 35.1 da Lei 8.987/1995 prevé que:

*Unha vez finalizada a concesión, retornan ao poder concedente todos os bens reversibles, dereitos e privilexios transferidos conforme ao previsto nos pregos e o establecido no contrato.*

En cambio, para o caso dos produtores independentes<sup>649</sup> e o dos autoprodutores débese acudir ao Decreto n.º 2.003, do 10 de setembro de 1996, que regula a produción de enerxía eléctrica por produtor independente e por autoprodutor. No artigo 20 desta norma establécese que:

---

<sup>649</sup> A figura do produtor independente defínese no artigo 11 da Lei 9.074/1995 como «a persoa xurídica ou as sociedades reunidas en consorcio que reciban unha concesión ou autorización do órgano concedente para producir electricidade para a venda de toda ou parte da enerxía producida, pola súa conta e risco».

*Rematado o prazo de concesión ou autorización, os bens e instalacións que se realicen para a xeración independente e para a autoprodución de enerxía eléctrica mediante aproveitamentos hidroeléctricos pasarán a formar parte do patrimonio da Unión, logo de indemnización polos investimentos aínda non amortizados.*

*1. Para a determinación do importe da indemnización a aboar, teranse en conta os importes dos investimentos posteriores, aprobados e realizados, non previstos no proxecto orixinal, e a amortización calculada mediante a auditoría do órgano concedente.*

Todo isto compón o marco legal en que se encadra a xeración hidroeléctrica. Pola súa parte, os principais organismos que se observan neste marco son:

- O Ministerio de Minas e Enerxía, que é o organismo do goberno federal que representa á Unión como autoridade concedente e é o responsable de levar a cabo as políticas enerxéticas do país, de acordo coas directrices definidas polo Consello Nacional de Política Enerxética.
- O Consello Nacional de Política Enerxética, que é un órgano de consulta do Presidente da República para a formulación de políticas e directrices enerxéticas.
- A Axencia Nacional da Enerxía Eléctrica, que é un organismo cun réxime especial que está vinculado ao Ministerio de Minas e Enerxía e ten como funcións regular e supervisar a xeración, o transporte, a distribución e a venda de enerxía eléctrica, aplicar as políticas e directrices do goberno federal relativas á explotación da enerxía eléctrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos, fixar tarifas, resolver controversias no ámbito administrativo entre axentes e entre estes axentes e consumidores e levar a cabo actividades de outorgamento de concesións, permisos e autorizacións de proxectos e servizos de enerxía eléctrica por delegación do Goberno federal.
- O Operador Nacional do Sistema Eléctrico, que se encarga de operar, supervisar e controlar a xeración de

electricidade e de xestionar a rede básica de transporte de electricidade no Brasil.

– O Comité de Seguimento do Sector Eléctrico, que é un organismo controlado polo Ministerio de Minas e Enerxía. A súa función é a de vixiar e avaliar permanentemente a continuidade e seguridade da subministración eléctrica en todo o territorio nacional<sup>650</sup>.

#### 4.11.3. Estrutura do mercado

Finalmente, resulta obrigado observar a estrutura do mercado de xeración eléctrica en xeral e hidroeléctrico en particular. Neles os dous ocupa un posto destacado a compañía Centrais Eléctricas Brasileiras, SA, habitualmente coñecida como Eletrobras. Esta compañía en 2020 contaba cun 29 % da potencia total de xeración eléctrica instalada no Brasil. Se centramos o foco só na hidroeléctrica, tamén en 2020, contaba con 46 258,5 MW de potencia instalada, o que supón algo máis do 42 % da potencia hidroeléctrica total do país. Para poñer en contraste este dato débese lembrar que Noruega, o país europeo con máis potencia hidroeléctrica instalada, conta con 32 995 MW en todo o país, o que é unha cifra considerablemente inferior á potencia hidroeléctrica que posúe Eletrobras no Brasil<sup>651</sup>.

Após Eletrobras existen varias empresas xeradoras cunha potencia instalada relevante. Entre estas pódense citar ENGIE Brasil, China Three Gorges Brasil, Companhia Paranaense de Energia, Companhia Energética de Minas Gerais, CPFL Energia, AES Brasil ou EDP Brasil. Pese a iso, as porcentaxes que teñen sobre o total de potencia instalada sitúanse entre o 5,2 % (ENGIE Brasil) e o 1,7 % (EDP Brasil), lonxe das magnitudes que posúe Eletrobras.

---

<sup>650</sup> WALVIS, A. e LOPES GONÇALVES, E. D., *Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia*, Serviço de publicações do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura, 2014, pp. 13-16.

<sup>651</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía no «Relatório da Administração & Demonstrações Financeiras 2020», que se atopa en: <https://ri.eletrobras.com/informacoes/central-de-resultados/> [consulta 21 de decembro de 2021].

Así pois, Eletrobras amosa un importante dominio no sector de xeración eléctrica brasileiro. Esta era unha empresa estatal, pero recentemente foi parcialmente privatizada, aínda que o Estado do Brasil segue a ser o principal accionista. Tal privatización foi prevista na Lei 14.182, do 12 de xullo de 2021. Tal e como dispuña o artigo 1.1.º desta norma, a privatización levaríase a cabo mediante a ampliación do capital social e mediante a subscrición pública de accións ordinarias con renuncia ao dereito de subscrición por parte do Goberno Federal, prevendo tamén o outorgamento de novas concesión de xeración de enerxía eléctrica. Ademais, pretendíase reestruturar a compañía para manter baixo o control directo ou indirecto do Goberno federal determinadas empresas, instalacións e intereses.

Dentro desta privatización tamén se incluía unha modificación estatutaria para «prohibir a calquera accionista ou grupo de accionistas o exercicio de votos nun número superior ao 10 % (10 por cento) do número de accións en que se divide o capital con voto de Eletrobras», evitando así pactos de accionistas para o exercicio de dereitos de voto que supere o 10 %. Por outra banda, prevíase a creación de accións preferentes de clase especial, propiedade exclusiva do Goberno federal, para outorgarlle a potestade de veto en determinadas resolucións da sociedade<sup>652</sup>. En cambio, tras a vitoria electoral de Lula da Silva existe certo debate canto a se esta privatización se vai reverter ou non, pero non se espera que o procedemento iniciado se amplíe. Ao respecto, boa parte da prensa brasileira considera que esa cuestión vai ser tratada, aínda que ven pouco probable que se produza a efectiva reversión do procedemento de privatización<sup>653</sup>.

Pola súa parte, ENGIE Brasil é unha filial da compañía francesa ENGIE, cuxa estrutura xa se analizou ao falar do sector

---

<sup>652</sup> Esta potestade de veto está prevista expresamente na lexislación brasileira para o caso das compañías públicas que son obxecto dunha privatización (artigo 17.7 da Lei 6.404, do 15 de decembro de 1976).

<sup>653</sup> Un exemplo atópase en: <https://valor.globo.com/politica/eleicoes-2022/noticia/2022/10/27/novo-congres-so-faz-pt-desistir-do-plano-de-reestatizar-a-eletrobras.ghtml> [consulta 14 de novembro de 2022].

hidroeléctrico en Francia. Esta filial posuía no Brasil con data do 30 de setembro de 2021 unha potencia hidroeléctrica instalada de 8102,3 MW (contra o 7,4 % do total do país), aínda que non todas as presas son en exclusividade da compañía, polo que ponderando este dato pola súa participación reduciríase a 6391,7 MW (un 5,85 % do total nacional)<sup>654</sup>.

Nunha posición similar atópase China Three Gorges Brasil, que tamén é filial dunha compañía estranxeira. Neste caso trátase dunha filial de China Three Gorges Project Corporation, a compañía propiedade estatal de China. No ámbito hidroeléctrico esta compañía, segundo os seus propios datos, conta cunha potencia instalada (ponderada pola porcentaxe de participación das presas que non posúe na súa totalidade) de 5597,14 MW<sup>655</sup>, o que supón un 5,12 % do total do país. Isto mesmo sucede con EDP Brasil, que é unha filial da compañía portuguesa EDP, en que á súa vez China Three Gorges é o accionista principal, con preto do 20 % das accións, tal e como se relatou ao tratar o sector hidroeléctrico portugués. Esta filial de EDP contaba a 31 de decembro de 2020, segundo datos da propia compañía, con 2150,51 MW de potencia hidroeléctrica instalada<sup>656</sup>, o que é preto do 2 % do total nacional. Por tanto, China Three Gorges, de forma directa ou indirecta, manexa máis ou menos un 7 % da potencia hidroeléctrica instalada no país.

En canto á Companhia Paranaense de Energia, cabe salientarmos que é unha empresa controlada polo Estado do Paraná. Este estado, con data do 30 de setembro de 2021, aínda que tiña un

---

<sup>654</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, na presentación de resultados que se encontra na sección de investidores, aquí: <https://www.engie.com.br/investidores/> [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>655</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, en: <https://www.ctgbr.com.br/portfolio-item/energia-hidreletrica/> [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>656</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, no relatorio anual de 2020, no enderezo: <https://brasil.edp.com/pt-br/relatorio-anual> [consulta 23 de decembro de 2021].



31,07 % do total das accións, controlaba o 69,66 % dos votos<sup>657</sup>. No tocante á súa participación no mercado hidroeléctrico, a compañía, no exercicio 2020, contaba 5128,96 MW<sup>658</sup> de potencia instalada, o que significa un 4,7 % do total do país.

Mentres, a Compañía Energética de Minas Gerais é unha compañía controlada polo Estado de Minas Gerais, que conta cun 50,97 % das accións con dereito a voto, aínda que só significan un 17,89 % do total. Esta compañía tamén está participada polo Estado brasileiro, que controla un 11,14 % das accións ordinarias<sup>659</sup>. En cambio, este control público da compañía poida que non tarde demasiado en trocar, posto que na actualidade existen plans para a súa privatización, aínda que até o momento obsérvase unha importante oposición a isto<sup>660</sup>, incluso no ámbito popular<sup>661</sup>. En canto á súa posición no sector hidroeléctrico, a compañía contaba con data do 30 de setembro de 2021 con 5462 MW de potencia instalada, o que significa un 5 % do total nacional<sup>662</sup>.

Pola súa parte, se analizamos CPFL Energia atopámonos novamente con outra empresa controlada por unha compañía ou Estado estranxeiro. Neste caso, a 30 de setembro de 2021, o

---

<sup>657</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, na seguinte ligazón: <https://ri.copel.com/governanca-corporativa/estrutura-societaria/> [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>658</sup> Esta información tamén se atopa na web da compañía, no seu relatorio anual, no enderezo: <https://ri.copel.com/publicacoes-e-documentos/relatorios-2020/> <https://ri.copel.com/governanca-corporativa/estrutura-societaria/>, [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>659</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía en <https://ri.cemig.com.br/governanca-corporativa/composicao-acionaria/> [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>660</sup> LOPES RODRIGUES, C. H. e FOLLMANN JURGENFELD, V., «O neoliberalismo no governo Itamar Franco: Uma análise de sua política de privatizações», *Revista da Sociedade Brasileira de Economia Política*, n.º 60, 2021, p. 171.

<sup>661</sup> Nunha enquisa realizada por Reuters en 2019 indicábase que o 47,7 % dos cidadáns do Estado de Minas Gerais estaba en contra da privatización, mentres que un 36,2 % se amosaba favorable e o resto non opinaba. Os resultados pódense atopar en: <https://www.reuters.com/article/energia-cemig-pesquisa-idBRKBN1X11FU-OBRBS> [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>662</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, no seu relatorio de resultados, aquí: <https://ri.cemig.com.br/divulgacao-e-resultados/central-de-resultados/> [consulta 23 de decembro de 2021].

83,71 % do capital de CPFL Energia estaba no poder de State Grid Corporation of China, que é unha empresa estatal de China<sup>663</sup>. Xa que logo, este país, a través tanto desta compañía como de China Three Gorges, controla boa parte dos recursos eléctricos brasileiros. En canto á participación de CPFL Energia no sector hidroeléctrico, esta compañía contaba a 30 de setembro de 2021 con 1973,25 MW de potencia instalada, o que significa á volta do 1,8 % do total nacional<sup>664</sup>.

Finalmente, AES Brasil é de novo unha filial dunha empresa estranxeira. Neste caso a matriz trátase da compañía AES Corporation, que é unha grande empresa privada estadounidense. A súa filial brasileira conta no país cunha potencia hidroeléctrica instalada de 1511,61 MW, o que supón sobre o 1,4 % do total do país<sup>665</sup>. Ademais, conta con participacións significativas noutras compañías de xeración.

Así pois, ao analizar varias das grandes compañías de xeración eléctrica do país obsérvase como estas ou son filiais / pertencen a compañías estranxeiras –nalgúns caso controladas por terceiros estados– ou son públicas, malia que nalgúns casos con plans para a súa privatización a curto ou a medio prazo, que dependerán da evolución política do país. Neste sector débese salientar que, despois da normativa dos anos noventa pola que se prorrogaban diversas concesións pertencentes esencialmente a empresas estatais, viviuse unha primeira privatización<sup>666</sup>. Esta

---

<sup>663</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, no seu apartado de estrutura dos accionistas e da sociedade, en: <https://cpfl.riweb.com.br/show.aspx?idCanal=s+78jgyHqZFHM4kmlz0plA==>, [consulta 23 de decembro de 2021]

<sup>664</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, no seu relatorio de resultados, no [enderezo: https://cpfl.riweb.com.br/listresultados.aspx?idCanal=UBKZ7EE26ff9gbUxPlf7PA==&Center=42oT3/ifbpalbl7BWgdJvg==](https://cpfl.riweb.com.br/listresultados.aspx?idCanal=UBKZ7EE26ff9gbUxPlf7PA==&Center=42oT3/ifbpalbl7BWgdJvg==) [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>665</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, en: <https://ri.aesbrasil.com.br/Show.aspx?IdMateria=+/U/qhjWWMMgKKwuyLEzkQ==> [consulta 23 de decembro de 2021].

<sup>666</sup> FARIA, D. M. C. D., «Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica: Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao

partiu do Plan nacional de privatización de 1990, que regulaba unhas pautas básicas para organizar a economía en todos os sectores e supuxo unha transferencia de capital estatal á esfera privada dun 48,3 %, do cal o sector eléctrico representou o 31 %<sup>667</sup>. Este proceso de privatizacións desacelerouse nas primeiras décadas do século XXI, pero desde 2016 e, especialmente, desde o goberno de Jair Bolsonaro de 2019 volveu a coller impulso, dando lugar a medidas como a comentada privatización parcial de Eletrobras<sup>668</sup>.

Por tanto, no sector hidroeléctrico brasileiro, en liñas xerais, apréciase unha ampla regulación, onde destacan os abundantes cambios producidos respecto ao vencemento e prórrogas de concesións hidroeléctricas e a existencia dun procedemento competitivo para a obtención de tales concesións. Neste contexto o país semella avanzar cara a unha maior privatización do sector, que está a ser aproveitada por empresas estranxeiras –algunhas de propiedade pública– que xa controlan boa parte da produción eléctrica do país, aínda que estas políticas poden trocar nos próximos anos debido ao recente cambio de goberno.

## 4.12. Estados Unidos

### 4.12.1. O sector eléctrico no país

Cunha potencia instalada de 102 000 MW en 2020, os Estados Unidos sitúanse como o terceiro país con maior capacidade de produción de enerxía hidroeléctrica no mundo. En cambio, este tipo de fonte de xeración no seu *mix* enerxético sitúase en quinto lugar, superada xa pola enerxía eólica, malia ser certo que historicamente tendeu a ocupar o cuarto lugar. A enerxía hidroeléctrica nas últimas décadas mantívose relativamente estable

---

modelo», tese de doutoramento, SOARES RAMOS, D. (dir.), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016, pp. 19-20.

<sup>667</sup> LUIZ PASE, H. e BASTOS MATOS, I. O., «Políticas públicas e energia: Como se forma a agenda do setor elétrico brasileiro», *7º Congreso Latinoamericano de Ciencia Política, ALACIP*, Bogotá, 2013, pp. 17-18.

<sup>668</sup> DE OLIVEIRA FILHO, L. C., «Etapas da desestatização no Brasil: 30 anos de história», *Reforma do Estado Brasileiro. Transformando a Atuação do Governo*, GIAMBIAGI, F., FERREIRA, S. e AMBRÓZIO, A. M. (coords.), GEN Atlas, Brasil, 2020.

producindo entre un 6 e un 7 % da enerxía eléctrica xerada nos EUA, aínda que non se prevé realizar moitas grandes presas novas no futuro<sup>669</sup>, centrándose o desenvolvemento do sector sobre todo na mellora das existentes, especialmente mediante o sistema de bombeo, e na pequena hidroeléctrica<sup>670</sup>. Esta enerxía hidroeléctrica concéntrase nos estados de Washington, con 21 191 MW de potencia instalada en 2019, California, con 10 107 MW e Oregon con 8448 MW. Entre estes tres estados concentran aproximadamente un 40 % da potencia instalada do país, e xa máis afastados de tales rexistros atópanse outros estados como Nova York, con 4727 MW, Alabama con 3109 MW ou os estados de Idaho, Arizona e Montana con algo máis de 2700 MW os tres<sup>671</sup>.

Canto ao resto de fontes enerxéticas do país, a produción eléctrica a través da enerxía nuclear tamén se mantivo estable en termos relativos nas últimas décadas, dado que desde os anos noventa a moveuse sempre en cifras contra o 19 % do total do país. Pola contra, as demais fontes relevantes si viviron cambios importantes. En primeiro lugar, o carbón até fai poucos anos era con diferenza a principal fonte de produción de enerxía eléctrica. En cambio, debido á necesidade ambiental da descarbonización foi substituída polo gas natural. Así, se en 1990 se xeraba o 52,8 % da enerxía eléctrica a través do carbón, en 2021 xa se encargaba só do 22,51 %, reducindo a súa participación tanto en termos relativos como en números absolutos (de 1 699 648 GWh en 1990 a 983 677 GWh en 2021). De xeito similar tamén se comportou a xeración a través do petróleo, aínda que esta nunca tivo unha gran relevancia, significando en 1990 algo máis dun 4 % do total e en 2021 xa só un 0,8 %. Estas fontes enerxéticas foron desprazadas polo gas natural, a principal fonte de xeración eléctrica do país na actualidade e que se encargou de producir o 37,21 % do total en 2021, e, en menor

---

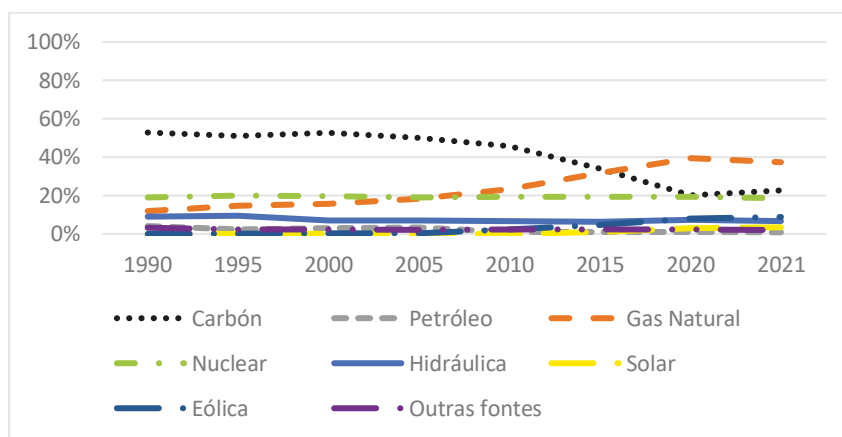
<sup>669</sup> KALEN, S., «Historical flow of hydroelectric regulation: A brief history», *Idaho Law Review*, vol. 53, 2017, pp. 2-4.

<sup>670</sup> TARLOCK, D., «Hydro law and the future of hydroelectric power generation in the United States», *Vanderbilt Law Review*, vol. 65, n.º 6, 2012, pp. 1.758-1.767.

<sup>671</sup> URÍA-MARTÍNEZ, R., JOHNSON, M. M. e SHAN, R., «U.S. Hydropower Market Report», informe elaborado para Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U. S. Department of Energy, 2021, p. 32.

medida, pola enerxía eólica e solar. Estas dúas fontes – especialmente a eólica– viviron un importante crecemento nos últimos anos, chegando a encargarse en 2021 do 8,79 % da xeración eléctrica total do país no caso da eólica e do 3,42 % no caso da solar. Estes datos pódense apreciar con maior detalle na seguinte táboa:

*Figura 34. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (EUA)*



*Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*

#### 4.12.2. Regulación hidroeléctrica

En canto ás principais normas que regulan o sector de xeración hidroeléctrica débense citar:

- O Código dos Estados Unidos, que é a compilación da lexislación federal xeral do país. Dentro deste ten especial relevancia a Lei federal da enerxía, que é unha lei que aparece no capítulo 12 do título 16 deste Código dos Estados Unidos, titulado «Regulación federal e desenvolvemento da Enerxía». De feito, esta lei naceu como a Lei federal da enerxía hidráulica o 10 de xuño de 1920, co propósito orixinario de regular os proxectos hidroeléctricos, aínda que ao longo do tempo foi ampliando o seu enfoque. Esta é a norma principal do sector e ao longo dos anos viviu diversas reformas. Entre estas cabe salientarmos as seguintes:

- A Lei de política enerxética de 1992.

- A Lei de política enerxética de 2005.
  - A Lei de infraestrutura de auga dos Estados Unidos de 2018.
- As diversas Leis de desenvolvemento de recursos hídricos, datando a última de 2016. Estas normas tamén se conteñen no Código dos Estados Unidos.

Entre esta normativa destaca a Lei federal da enerxía, que se inclúe no Código dos Estados Unidos, promulgada en 1920 para promover o desenvolvemento integral da enerxía hidroeléctrica. Na devandita lei dispúxose a creación da Comisión Federal de Enerxía, actualmente coñecida como Comisión Federal de Regulación da Enerxía (FERC polas súas iniciais en inglés, que son Federal Energy Regulatory Commission). A FERC é unha axencia federal que tiña como obxectivo controlar a regulación e os proxectos relacionados coa enerxía hidroeléctrica nas augas navegables do país. Con posterioridade, o Tribunal Supremo estadounidense interpretou dun xeito amplo o concepto de «augas navegables», polo que a práctica totalidade dos proxectos hidroeléctricos quedaron dentro das competencias da FERC<sup>672</sup>. Deste xeito, esta axencia federal encárgase de emitir permisos preliminares, licenzas ou exencións de licenzas, segundo o caso, a todos aqueles proxectos hidroeléctricos que non sexan levados a cabo polo propio Goberno federal, con independencia de quen posúa ou administre a superficie da terra circundante, xa sexa federal, estatal ou privada. Concretamente no apartado e) do punto 797, subcapítulo I, capítulo 12, título 16 do Código dos Estados Unidos dispónse:

*A Comisión<sup>673</sup> está autorizada e facultada para: [...]*

*(e) Emisión de licenzas para a construción etc., de presas, condutos, encoros etc.*

*Emitir licenzas a cidadáns dos Estados Unidos, a calquera asociación de tales cidadáns ou a calquera corporación organizada baixo as leis dos Estados Unidos ou calquera estado*

---

<sup>672</sup> OSBORNE, J. K., «California v. FERC: Federal Supremacy in Hydroelectric Power Continues», *Kentucky Law Journal*, vol. 80, n.º 1, 1991, p. 355.

<sup>673</sup> A comisión a que se refire esta normativa é a FERC.

*estadounidense ou a calquera estado ou municipio co propósito de construír, operar e manter presas, condutos de auga, encoros, centrais eléctricas, liñas de transmisión ou outros traballos de proxecto necesarios ou convenientes para o desenvolvemento e mellora da navegación e para o desenvolvemento, transmisión e uso da enerxía a través, ao longo, desde ou en calquera das correntes ou outras masas de auga sobre as cales o Congreso ten xurisdición baixo a súa autoridade para regular o comercio con nacións estranxeiras e entre varios estados, ou en calquera parte das terras e reservas públicas dos Estados Unidos (incluídos os Territorios), ou co propósito de utilizar a auga excedente ou a enerxía hidráulica de calquera encoro do goberno [...].<sup>674</sup>*

Así pois, ao igual que sucede no caso dos demais países analizados, nos Estados Unidos precísase dunha habilitación administrativa para explotar os recursos hidroeléctricos. A forma habitual de tal habilitación é a da licenza, pero tamén existen permisos preliminares que permiten ao titular do permiso ter prioridade para unha explotación hidroeléctrica sobre calquera outro solicitante durante tres anos –que se poden prorrogar outros dous– coa finalidade de realizar estudos ambientais e acerca de se a instalación é factible e consultas previas coas partes interesadas. En cambio, tamén existen algúns supostos en que a FERC pode outorgar unha exención de licenza, aínda que estes son máis illados.

Tales supostos de exención de licenza prodúcense no caso dos pequenos proxectos hidroeléctricos que teñen impactos ambientais limitados. Nestes casos os solicitantes de exención deben ter todos os dereitos de propiedade real necesarios para desenvolver e operar o proxecto, ou unha opción para obtelos ao momento de presentaren a solicitude. As dúas categorías de proxectos exentos son exencións coñecidas como de leitos ou condutos e exencións de casos específicos. As primeiras son proxectos que están situados nun leito empregado para consumo agrícola, municipal ou industrial, non son parte integral dunha presa e teñen unha capacidade de xeración instalada de 40 MW ou menos. No tocante ás segundas, son proxectos que estarían situados nunha presa non federal existente (construída antes de 1977) ou nunha

---

<sup>674</sup> A tradución da normativa estadounidense deste apartado é toda propia.

fonte de auga natural que non requiriría a construción dunha presa e ten unha capacidade de xeración de 10 MW ou menos. Finalmente, certas instalacións hidroeléctricas situadas en leitos que non son de propiedade federal non están obrigadas a obter unha licenza nin unha exención por parte da FERC. Estas instalacións coñécense como «instalacións hidroeléctricas de leitos ou condutos que cualifican» e deben estar situadas en leitos que cumpran cos mesmos criterios que as exencións de leitos, ter unha capacidade instalada máxima de 5 MW e que non puideron ser autorizadas ou exentas previamente antes do 9 de agosto de 2013<sup>675</sup>.

En canto ás licenzas, a diferenza doutros países, a súa obtención non se acada mediante unha licitación pública. Debido á maior escaseza de augas no oeste dos Estados Unidos pasou a adoptarse de forma xeral a doutrina da apropiación previa, que se basea na orde de chegada<sup>676</sup>. A única limitación existente é que o uso resulte beneficioso, o que é un concepto vagamente definido e que suscitou críticas entre a doutrina (SHEER chega a referirse a isto como a «institucionalización dos dereitos dos ocupantes ilegais [...] por orde de chegada»<sup>677</sup>).

Dentro das licenzas, a Lei federal da enerxía distingue entre o caso daquelas que se outorgan para levar a cabo un novo proxecto hidroeléctrico e as outorgadas para continuar operando un proxecto xa existente, mais do que a licenza expirou. No primeiro caso, tal e como indica o punto 799, subcapítulo I, capítulo 12, título 16 do Código dos Estados Unidos, «expediranse por un período non superior a cincuenta anos». De xeito similar, respecto á renovación de licenzas, no punto 808, subcapítulo I, capítulo 12, título 16 do Código dos Estados Unidos exprésase:

---

<sup>675</sup> OFFICE OF ENERGY PROJECTS, *Hydropower Primer: A Handbook of Hydropower Basics*, Federal Energy Regulatory Commission, 2017, p. 35

<sup>676</sup> STOLL, B., ANDRADE, J., COHEN, S., BRINKMAN, G. e BRANCUCCI MARTINEZ-ANID, C., *Hydropower Modeling Challenges*, National Renewable Energy Laboratory (U.S. Department of Energy), 2017, p. 8.

<sup>677</sup> SHEER, D. P., «Dysfunctional Water Management: Causes and Solutions», *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 136, n.º 1, 2010, p. 2.



*(a) Procedementos de renovación de licenzas; termos e condicións; emisión ao solicitante da proposta que mellor se adapte ao interese público; factores considerados*

*(1) Se os Estados Unidos, ao vencer a licenza existente, non exercen o seu dereito de facerse cargo, manter e operar calquera proxecto ou proxectos do licenciario, segundo o disposto na sección 807 deste título, a Comisión está autorizada a emitir unha nova licenza ao titular da licenza existente nos termos e condicións que poidan ser autorizados ou requiridos polas leis e regulamentos vixentes nese momento, ou para emitir unha nova licenza baixo tales termos e condicións a un novo licenciario, cuxa licenza pode cubrir calquera proxecto ou proxectos amparados pola licenza existente [...]*

*(e) Prazo da licenza tras a súa renovación*

*Excepto para unha licenza anual, calquera licenza expedida pola Comisión en virtude desta sección será por un período que a Comisión determine que é de interese público, pero non inferior a 30 anos, nin superior a 50 anos, a partir da data de emisión da licenza.*

En cambio, respecto a este prazo, a FERC, en 2017, emitiu una declaración que fixa en 40 anos a duración predeterminada para a maioría dos proxectos hidroeléctricos<sup>678</sup>.

Para obter as licenzas existen varios procedementos que foron variando co tempo: o procedemento de licenza tradicional, o procedemento de licenza alternativo, que apareceu en 1997<sup>679</sup>, e o procedemento integrado de concesión de licenzas. Este último procedemento apareceu en 2003 e desde 2005 converteuse no procedemento predeterminado, debendo ser o uso dos outros dous solicitado e aprobado pola FERC.

---

<sup>678</sup> LEVINE, A., PRACHEIL, B., CURTIS, T., SMITH, L., CRUCE, J., ALDROVANDI, M., BRELSFORD, C., BUCHANAN, H., FEKETE, E., PARISH, E., URÍA-MARTINEZ, R., JOHNSON, M. e SINGH, D., *An examination of the hydropower licensing and Federal authorization process*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (U.S. Department of Energy), 2021, p. 9.

<sup>679</sup> PAYNE, H., «A long slog: What a ten year hydroelectric relicensing process demonstrates about public participation and administrative regulation theories», *Idaho Law Review*, vol. 53, n.º 1, 2017, pp. 55-56.

Neste procedemento integrado a FERC facilita a participación das partes interesadas no inicio da fase previa á solicitude a través de canles semiinformais. Mentres, no procedemento de licenza tradicional o promotor do proxecto debe publicar avisos e escritos formais para facilitar a resolución dos distintos conflitos que poidan xurdir entre o proxecto e distintos interesados como outras axencias e tribos indíxenas<sup>680</sup>. Por último, no procedemento de licenza alternativo existe máis flexibilidade á hora de configurar mecanismos de consulta previa á presentación ao permitir que o promotor do proxecto realice as consultas previas e as revisións ambientais baixo a Lei de política ambiental nacional de 1970, que se atopa no título 42 do Código dos Estados Unidos<sup>681</sup>.

Para a obtención de licenza, máis alá das especificidades de cada procedemento en concreto, existen unha serie de pasos a seguir. Así, antes de enviar unha solicitude de licenza á FERC, os solicitantes deben pasar por un proceso de presentación previa que consiste en comunicar o proxecto proposto ás partes que poden resultar interesadas, como poden ser axencias estatais ou federais, tribos indíxenas, propietarios locais ou algunha ONG e consultar con estas para identificar e obter información en relación cos problemas que pode supor o proxecto. Para este proceso tamén se precisa unha notificación formal de intención á FERC e ás partes interesadas de que se presentará a devandita solicitude de licenza á FERC. Tal notificación formal debe acompañarse dun documento previo á solicitude que describa o proxecto proposto e os recursos ambientais susceptibles de verse afectados. No caso de licenzas para explotacións hidroeléctricas xa en activo as que lles expire o seu título, esta notificación formal e documentación previa deben

---

<sup>680</sup> As tribos poden posuír importantes intereses nas concesións hidroeléctricas, xa que, por exemplo, cando se lles outorgan terras nunha reserva enténdese implícito o acceso a reservas de auga axeitadas. Ao respecto pódese consultar: CECALA, I. e ENDRES, B., «An examination of public participation and evolving approaches to hydropower development in the United States and Brazil», *Idaho Law Review*, vol. 55, n.º 1, 2019, pp. 115-155.

<sup>681</sup> CONNOR, B., *Industry perspectives on regulatory obstacles to and policy incentives for the electrification of non-powered federal dams in the United States*, National Hydropower Association, 2021, pp. 7-8.

presentarse á FERC entre cinco anos e cinco anos e medio antes da finalización da licenza en uso.

Tras isto, o interesado presenta a súa solicitude de licenza á FERC seguindo os trámites correspondentes en función do tipo de procedemento que se aplique. Unha vez presentada tal solicitude, a FERC debe comprobar se contén todos os elementos necesarios para a súa tramitación. Logo da comprobación, dáse traslado aos interesados para que manifesten as alegacións que consideren oportunas e, posteriormente, realízase un estudo de impacto ambiental. Despois, dáse traslado novamente aos interesados a través dunha consulta pública para que volvan realizar as alegacións que consideren. Partindo de toda esta información reunida no expediente, o persoal da FERC analiza os efectos da proposta de proxecto e as alternativas, así como as alegacións presentadas e emite un informe sobre se o proxecto debe ser ou non licenciado. Finalmente a FERC decide se se autoriza ou non o proxecto. En caso afirmativo inclúense na licenza as medidas que se consideren necesarias para a súa explotación e protección do medio ambiente, así como os termos e condicións obrigatorias que presenten as axencias implicadas na tramitación<sup>682</sup>.

En canto ás condicións mínimas que se deben recoller nas licenzas, no punto 803, subcapítulo I, capítulo 12, título 16 do Código dos Estados Unidos indícase que todas as licenzas se outorgarán coas seguintes condicións:

- O proxecto aprobado será o que mellor se adapte a un plan integral de mellora ou desenvolvemento dunha vía navegable para o uso ou beneficio do comercio interestatal ou estranxeiro, para a mellora e utilización do desenvolvemento da enerxía hidroeléctrica, para a adecuada protección, mitigación e mellora dos peixes e da vida salvaxe e para outros usos públicos beneficiosos, incluíndo rega, control de inundacións, abastecemento de auga e recreación.

---

<sup>682</sup> OFFICE OF ENERGY PROJECTS, *Hydropower Primer: A Handbook of Hydropower Basics*, op. cit., pp. 30-33.

- Salvo en casos de emerxencia, non se poden facer modificacións substanciais que non se axusten aos planos aprobados en ningún encoro ou outras obras do proxecto construídas a continuación sen a aprobación previa da FERC.
- O titular da licenza debe manter as obras do proxecto en condicións de reparación axeitadas para a navegación e para o funcionamento eficiente de tales obras na produción e o transporte de enerxía; é a súa obriga o realizar todas as renovacións e actuacións necesarias.
- O titular da licenza é responsable de todos os danos causados á propiedade allea pola construción, mantemento ou explotación das obras do proxecto ou das obras anexas ou accesorios a este, construídas baixo a licenza, sen que os Estados Unidos sexan responsables en ningún caso.
- O titular da licenza debe constituír determinadas reservas de amortización.
- Débense pagar determinadas taxas anuais.
- En caso de que o titular da licenza se beneficie directamente dos traballos de construción doutro titular de licenza ou de permiso, dos propios Estados Unidos ou doutras melloras río arriba esixiráselle o pagamento anual da parte que se considere equitativa para facer fronte a xuros, mantemento e amortización de tales obras.
- Prohíbense expresamente as condutas e acordos, xa sexan expresos ou implícitos, que busquen limitar a produción de enerxía eléctrica, restrinxir o seu comercio ou fixar, manter ou aumentar os prezos, ou calquera outra vulneración da normativa antimonopolio que non estea xustificada polo interese público.
- Na licenza débense incluír condicións para a protección dos peixes e a fauna afectada pola explotación e sobre a mitigación dos efectos sobre esta.
- A normativa tamén inclúe unha sorte de cláusula aberta en que se indica que se poden incluír outras condicións a criterio da FERC «que non sexan incompatibles co disposto neste capítulo».

– Finalmente, prevese a posibilidade de eximir destas condicións, a discreción da FERC, en licenzas «para unha parte menor dun proxecto completo ou para un proxecto completo de non máis de dous mil cabalos de potencia instalada». En cambio, esta exención non permite que se supere o prazo máximo de cincuenta anos das licenzas e tampouco se aplicará aos cargos anuais que se cobren polo uso de terreos dentro de reservas indíxenas.

Unha vez rematado o prazo destas licenzas ou vencendo por calquera outra causa o país pode decidir xestionar directamente o aproveitamento hidroeléctrico. Isto prevese no punto 807, subcapítulo I, capítulo 12, título 16 do Código dos Estados Unidos, onde se expresa que para iso tense que remitir un aviso ao titular da licenza con polo menos dous anos de antelación. Ademais, os Estados Unidos teñen dereito a obter todos os bens que posúa o titular da licenza para a xeración, o transporte e a distribución de enerxía de que dependa a utilidade da continuación da licenza, xunto coas esclusas e outras axudas á navegación que constrúese o titular da licenza. Para iso, a Administración aboará o investimento neto que fixo este titular da licenza. En caso de que non se opte por esa opción, o titular da licenza pode solicitar unha nova licenza seguindo o procedemento xa descrito.

Estes procedementos de obtención de licenza están sometidos a certo debate entre a doutrina estadounidense. As críticas máis frecuentes versan sobre a ampla duración e discrecionalidade do procedemento<sup>683</sup>, así como a falta de planificación coordinada no tocante á xeración de enerxía e os recursos hídricos entre os distintos axentes implicados (a FERC, os estados, as distintas axencias etc.)<sup>684</sup> o que podería motivar cambios na regulación nun futuro.

---

<sup>683</sup> Mostra diso pódese atopar, por exemplo, en: KAVULLA, T. e FARKAS, L., «Streamlining the production of clean energy: Proposals to reform the hydroelectricity licensing process», *Public Land & Resources Law Review*, vol. 39, 2018, pp. 123-163.

<sup>684</sup> Exemplo diso atópase en: ANDERSEN, G., CLEVELAND, M. e SHEA, D., «Water for energy: Addressing the nexus between electricity generation and water resources», *National Conference of State Legislatures*, 2019.

### 4.12.3. Estrutura do mercado

Tras observar a regulación que existe no sector resulta obrigado detallar tamén a composición do mercado. Até a década dos noventa, debido ao marco legal existente, o sector eléctrico estadounidense estaba dominado por compañías integradas verticalmente que posuían servizos de xeración, transmisión e distribución. A propiedade destas compañías podía ser privada ou pública, e nesta última destacan tanto organizacións no ámbito federal –especialmente no ámbito hidroeléctrico– como máis local ou de condado ou dos distintos estados. Nalgúns destes estados o devandito modelo continúa, mentres que noutros reestruturouse o sector e apareceron novas compañías enerxéticas xeradoras con distinto réxime xurídico, de propiedade esencialmente privada<sup>685</sup>.

Seguindo estas diferenzas na estrutura da propiedade das compañías xeradoras de electricidade, tradicionalmente faise a distinción entre o que se coñece como *investor-owned utilities* (compañías de servizos públicos propiedade de investidores) e *consumer-owned utilities* (compañías de servizos públicos propiedade de consumidores). No primeiro caso trátase de empresas privadas, suxeitas á regulación estatal e financiadas por unha combinación de capital social e débeda de bonos. Estas tenden a ser compañías dun importante tamaño e, conxuntamente, son os principais produtores de enerxía eléctrica do país. Pola súa parte, as chamadas compañías de servizos públicos de propiedade dos consumidores (que se encargan da electricidade consumida por preto do 25 % da poboación do país) inclúen:

- Compañías de titularidade municipal ou dunha cidade, que son manexadas polo concello ou outra comisión electa.
- Compañías públicas de servizos públicos dos distritos, que son axencias gobernamentais só de servizos públicos, gobernadas por unha xunta elixida polos electores do territorio do servizo.

---

<sup>685</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Energy policies of IEA countries. United States, 2019 Review*, 2019, pp. 191-192.

- Entidades de propiedade federal, que son especialmente relevantes no ámbito hidroeléctrico.
- Cooperativas que operan esencialmente en zonas rurais e son entidades privadas sen ánimo de lucro rexidas por un consello elixido polos propios membros da cooperativa (que á súa vez son os clientes).
- Outros tipos de entidades como poden ser asociacións de tribos nativas americanas, distritos de irrigación etc<sup>686</sup>.

En consonancia con isto, este sector de produción eléctrica estadounidense atópase máis atomizado que o visto noutros países, aínda que a isto tamén axuda o tamaño e estrutura do país. Así, resulta significativo que en 2019 non existía ningunha compañía que xerara por si mesma máis do 5 % do total nacional (4 366 467 GWh segundo os datos da IEA). De feito, nese ano só houbo 10 compañías ou entidades que produciron máis de 100 000 GWh de enerxía eléctrica. Estas foron, por orde de produción, Duke Energy, NextEra Energy, Exelon Corporation, Southern Company, Vistra Energy, a Autoridade do Val de Tennessee, Entergy Corporation, Dominion Energy, Berkshire Hathaway Energy e Energy Capital Partners. Estas produciron cada unha entre o 2 e o 5 % do total da enerxía eléctrica xerada no país<sup>687</sup>.

En cambio, se centramos a análise só no sector de produción hidroeléctrica si existe unha maior concentración da propiedade. Da potencia hidroeléctrica instalada total, as axencias federais, entre as que cabe salientarmos o Corpo de Enxeñeiros do Exército dos Estados Unidos, a Oficina de Recuperación (*Bureau of Reclamation*) e a Autoridade do Val de Tennessee, posúen, de xeito aproximado, o 49 % do total. Pola súa parte, outras entidades públicas ou propiedade dos consumidores como son os distintos estados, os distritos de rega ou cooperativas rurais contan co 24 %

---

<sup>686</sup> LAZAR, J., «Electricity Regulation In the US: A Guide. Second Edition», *Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project*, 2016, pp. 11-12.

<sup>687</sup> VAN ATTEN, C., SAHA, A., HELLGREN, L. e LANGLOIS, T., «Benchmarking Air Emissions of the 100 Largest Electric Power Producers in the United States», informe realizado por M. J. Bradley & Associates LLC, 2021, p. 9.

da capacidade instalada. Finalmente, as compañías privadas controlan o 27 % restante da potencia instalada<sup>688</sup>.

Dentro de todos estes operadores, como se adiantou, destaca especialmente o Corpo de Enxeñeiros do Exército dos Estados Unidos, que en 2020 contaba cunha potencia instalada de 22 781 MW segundo o propio corpo<sup>689</sup>, o que significa case unha cuarta parte do total nacional, aínda que moitas das súas infraestruturas contan cunha antigüidade considerable, o que implica que na actualidade exista certa preocupación neste órgano pola súa renovación<sup>690</sup>. Dentro tamén do ámbito público, a Oficina de Recuperación posuía en 2019, segundo os seus propios datos, 14 730 MW de potencia hidroeléctrica instalada<sup>691</sup>. Isto converte a este organismo no segundo maior produtor hidroeléctrico do país. Pola súa parte, a Autoridade do Val de Tennessee tamén é unha entidade que cómpre ter en conta, posto que, segundo o seu informe de sustentabilidade de 2019, posuía nese ano 5400 MW de potencia hidroeléctrica<sup>692</sup>.

No ámbito privado, entre as principais compañías produtoras do país que xa se citaron, teñen relevancia no apartado hidroeléctrico, esencialmente, Duke Energy, Dominion Energy, Southern Company, Exelon Corporation e Berkshire Hathaway Energy.

---

<sup>688</sup> SENSIBA, C. R., SWIGER, M. A. e WHITE, S. L., «Deep decarbonization and hydropower», *Environmental Law Reporter, News & Analysis*, vol. 48, 2018, p. 10.312.

<sup>689</sup> Esta información pódese atopar nos informes que publica o Corpo na súa propia web. Por exemplo, no informe *Value to the nation fast facts: USACE hydropower 2020 national report*, dispoñible no enderezo web: <https://usace.contentdm.oclc.org/digital/collection/p16021coll2/id/7008> [consulta 15 de xaneiro de 2022]

<sup>690</sup> BRACMORT, K., VANN, A. e STERN, C. V., «Hydropower: Federal and nonfederal investment», *Congressional Research Service. Report prepared for Members and Committees of Congress*, 2015, pp. 7-8.

<sup>691</sup> Esta información pódese atopar na web da Oficina de Recuperación, en: <https://www.usbr.gov/power/who/who.html> [consulta 15 de xaneiro de 2022].

<sup>692</sup> Pódese atopar en liña no enderezo web: [https://www.responsibilityreports.com/HostedData/ResponsibilityReports/PDF/NYSE\\_TVE\\_2019.pdf](https://www.responsibilityreports.com/HostedData/ResponsibilityReports/PDF/NYSE_TVE_2019.pdf) [consulta 15 de xaneiro de 2022].



Duke Energy , segundo o seu informe anual de 2020, contaba nese exercicio cunha flota hidroeléctrica de 3577 MW, o que supón sobre o 3,5 % do total nacional<sup>693</sup>. Esta é unha compañía privada en que non hai unha participación demasiado elevada dun só accionista, ocupando os primeiros postos grandes fondos de investimento como Vanguard Group (cun 9 %), Blackrock ou State Street Global Advisors (cun 5 % cada un)<sup>694</sup>.

No tocante a Dominion Energy, posúe unha estrutura de capital moi similar á vista en Duke Energy, onde non salienta especialmente un só investidor, e os que máis porcentaxe de capital reúnen son de novo os fondos de investimento Vanguard Group (con algo máis do 8 %), Blackrock e State Street Global Advisors (cunha participación próxima ao 5 % cada un). Canto á súa situación no ámbito hidroeléctrico, posuía unha potencia instalada de 2908 MW no exercicio 2020, segundo o seu informe anual dese ano, o que significa aproximadamente un 2,85 % do total do país<sup>695</sup>.

A seguinte das compañías citadas con maior participación no sector hidroeléctrico é Southern Company con 2800 MW de potencia instalada ao cerre do exercicio 2020, tal e como se reflicte no seu informe anual de 2020, o que a sitúa nunha posición moi similar a Dominion Energy<sup>696</sup>. Ao igual que esta e ca Duke Energy, tamén presenta unha estrutura de capital onde os principais investidores son os fondos Vanguard Group, Blackrock e State Street Global Advisors con participación moi semellantes ás anteriores.

---

<sup>693</sup> Este informe pódese atopar en liña na propia páxina web de Duke Energy, en concreto aquí: <https://www.duke-energy.com/annual-report> [consulta 15 de xaneiro de 2022].

<sup>694</sup> Esta información tamén se pode atopar en liña na propia páxina web de Duke Energy, en concreto en: <https://www.duke-energy.com/our-company/investors/stock/ownership-profile>, [consulta 15 de xaneiro de 2022].

<sup>695</sup> Esta información pódese atopar en liña na propia páxina web de Dominion Energy, en concreto en: <https://investors.dominionenergy.com/financials-and-reports/annual-materials/default.aspx> [consulta 15 de xaneiro de 2022].

<sup>696</sup> Esta información pódese atopar en liña na propia páxina web de Southern Company, en concreto aquí: <https://investor.southerncompany.com/financials-and-sec-filings/annual-reports/default.aspx>, [consulta 15 de xaneiro de 2022].

En seguinte lugar, cunha potencia hidroeléctrica instalada menos relevante, atópase Exelon Corporation. Esta contaba a cerce do exercicio 2020 con 1642 MW de potencia instalada de tal fonte enerxética, o que supón á volta do 1,6 % do total nacional<sup>697</sup>. No relativo a súa estrutura de capital, tamén presenta unha composición moi similar a das empresas anteriores, onde o principal accionista é o fondo Vanguard Group con contra o 8 % do capital. O seguintes accionistas máis relevantes tamén son outros fondos de investimento, aínda que neste caso non se trata de Blackrock e State Street Global Advisors (que tamén están presentes na compañía), senón que de Wellington Management (con algo máis dun 7 %) e Capital Research & Management (cunha participación sobre o 6 % do capital).

Finalmente, a última destas compañías, Berkshire Hathaway Energy, contaba ao fin do exercicio 2020 con 1149 MW de potencia instalada de carácter hidroeléctrico<sup>698</sup>. Tal cifra apenas supón un 1,1 % do total nacional. Esta compañía é unha sociedade filial de Berkshire Hathaway e esta última amosa unha estrutura de capital moi similar á das demais compañías analizadas. Nesta, os fondos de investimento que teñen unha posición predominante son novamente Vanguard Group (con algo máis dun 9 % do capital social), Blackrock e State Street Global Advisors (ambas con algo máis dun 5 % do capital social), malia que esta sociedade é coñecida por ser presidida polo famoso investidor Warren Buffett.

Así pois, o sector hidroeléctrico estadounidense amosa certas diferenzas de calado en relación co visto nos países europeos. Nel chama especialmente a atención o réxime de licenzas existente para poder explotar o recurso. Este non conta cun procedemento competitivo regrado como pode ser unha licitación pública. En cambio, tamén se observa que boa parte da flota hidroeléctrica do

---

<sup>697</sup> Esta información pódese atopar no informe anual de 2020 da compañía, que se encontra en liña na propia páxina web de Exelon Corporation. Véxase: <https://investors.exeloncorp.com/sec-filings> [consulta 15 de xaneiro de 2022].

<sup>698</sup> Esta información pódese atopar no informe anual de 2020 da compañía, que se encontra en liña na propia páxina web de Berkshire Hathaway Energy. Véxase: <https://www.brkenergy.com/investors/finacial-filings.aspx> [consulta 15 de xaneiro de 2022].

país se move á marxe deste sistema, posto que non afecta aos proxectos federais como son, por exemplo, os do Corpo de Enxeñeiros do Exército dos Estados Unidos ou os da Oficina de Recuperación, que son os dous maiores actores no ámbito da xeración hidroeléctrica. Isto está en consonancia co feito de que case tres cuartas partes da enerxía hidroeléctrica do país está controlada por compañías, axencias ou outras entidades de carácter público (ou no seu caso dentro do concepto de *consumer-owned utilities*).

Mentres, o ámbito privado controla algo máis da cuarta parte restante. Neste ámbito obsérvase que o sector está máis atomizado que noutros países e que non hai ningunha empresa cunha gran carteira hidroeléctrica. En cambio, as compañías con maior relevancia no sector presentan a particularidade de que os seus principais investidores son en todos os casos fondos de investimento que tenden a coincidir a ser os mesmos na maioría de compañías e até na porcentaxe total aproximado de participación.

## **4.13. Canadá**

### **4.13.1. O sector eléctrico no país**

O último dos países analizados neste apartado é o Canadá. Este país ocupa o posto número catro en potencia hidroeléctrica instalada no ámbito mundial, contado cuns 82.000 MW en 2020, segundo a de International Energy Agency. Ademais, ao igual que sucedía no caso doutros países xa estudados, a hidráulica é a principal fonte de xeración de enerxía eléctrica do país. Esta mantívose estable nas últimas décadas, producindo arredor do 60 % da enerxía eléctrica total xerada no Canadá. Así e todo, nas primeiras décadas do século XX producíase case o 100 % da enerxía eléctrica do país a través desta fonte<sup>699</sup>.

No caso canadense non se esperan uns aumentos significativos na produción de enerxía hidroeléctrica nas próximas décadas, aínda que as proxeccións que recolle o Canada Energy Regulator ou Régie de l'énergie du Canada –a axencia do Goberno

---

<sup>699</sup> MACFARLANE, D. e WATSON, A., «Hydro democracy: Water power and political power in Ontario», *Scientia Canadensis*, vol. 40, n.º 1, 2018, pp. 4-7.

do Canadá que manexa estes recursos– indican que esta fonte enerxética seguirá a ser a principal do país e aumentará levemente a súa produción até 2050<sup>700</sup>. De feito, existen previsións de que neste 2050 o 92 % da electricidade sexa xerada por fontes renovables, enerxía nuclear e grandes centrais hidroeléctricas, a pesar da existencia dunha cada vez maior oposición popular a estas dúas últimas formas de xeración<sup>701</sup>.

Por outra parte, a distribución deste recurso dentro do país é bastante dispar. Así, as provincias do Quebec, a Columbia Británica, Manitoba, Ontario e Terranova e Labrador concentran máis do 95 % da xeración hidroeléctrica total do Canadá. Dentro destas, destacan especialmente o Quebec, que posúe contra o 50 % da potencia instalada do país e se encarga de cerca do 60 % da produción hidroeléctrica; e a Columbia Británica, con preto do 20 % da potencia instalada e o 15 % da produción<sup>702</sup>.

As fontes enerxéticas que si viviron cambios, en consonancia co observado noutros países, foron o carbón e o petróleo. Estas industrias viron reducida a súa participación na xeración eléctrica en favor, esencialmente, do gas natural e da enerxía eólica, que incrementaron a súa importancia nos últimos anos. No tocante á enerxía nuclear obsérvase unha consolidación como a segunda fonte enerxética máis importante do país, ocupándose da xeración eléctrica de aproximadamente o 15 % do total en 2021. Isto pódese observar con máis detalle na seguinte gráfica:

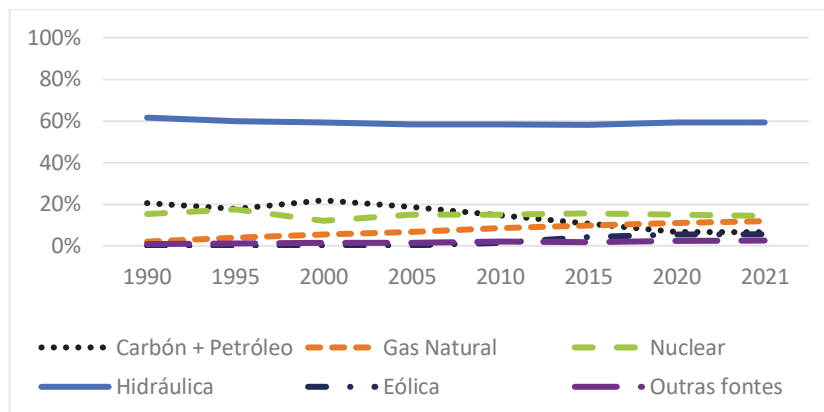
---

<sup>700</sup> VAN SLUYS, B., HANSEN, M., OSLANSKI A., HANSEN, L., BUDGELL, P., MOSS, G., STOGRAN, M., NADEW, M., HUNDAL, M., HOYLE, A. e JOHNSON M., «Canada's Energy Future 2020», informe de Canada Energy Regulator, VAN SLUYS, B., HANSEN, M. e OSLANSKI A. (dirs.), 2020, pp. 55-59.

<sup>701</sup> HUGHES, J. D., *Canada's Energy Sector. Status, evolution, revenue, employment, production forecasts, emissions and implications for emissions reduction*, Canadian Centre for Policy Alternatives, BC Office, 2021, pp. 16 e 34-35.

<sup>702</sup> CANADIAN HYDROPOWER ASSOCIATION, «Hydropower and the Canadian economy: Jobs and investment in Canada's largest electricity source», *2015 Forum on Hydropower*, 2015, pp. 6-7.

Figura 35. Xeración de electricidade por fonte en porcentaxe de achega ao total (Canadá)



Fonte: elaboración propia a partir de datos da INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

#### 4.13.2. Regulación hidroeléctrica

En canto ás principais normas que regulan o sector de xeración hidroeléctrica no país obsérvase, en primeiro lugar, que ademais de normativa de carácter federal, as distintas provincias presentan importantes competencias. De feito, as principais funcións legislativas da normativa federal no ámbito do dereito de augas restrínxense a temas de pesca e navegación, obras e compromisos internacionais, interprovinciais ou que sexan proxectos federais, melloras de canles, portos, ríos e lagos e as normas relativas ás tribos indíxenas e ás súas reservas<sup>703</sup>. Estas tribos aborixes sufriron, sobre todo na primeira metade do século XX, o impacto dos grandes proxectos hidroeléctricos, até o punto de que algúns autores falan de «imperialismo hidráulico»<sup>704</sup>, polo que os procedementos actuais buscan darlles a oportunidade de participar neles.

<sup>703</sup> NOWLAN, L., «Customary Water Laws and Practices in Canada», informe realizado para a Organización das Nacións Unidas para a Alimentación e a Agricultura, 2004, p. 11.

<sup>704</sup> BEHN, C. e BAKKER, K. «Rendering Technical, Rendering Sacred: The Politics of Hydroelectric Development on British Columbia's Saaghii Naachii/Peace River», *Global Environmental Politics*, vol. 19, n.º 3, 2019, p. 102.

Así pois, no ámbito hidroeléctrico as provincias contan cunha grande autonomía. Centrándonos na localización dos recursos hidroeléctricos, prestarase especial atención á normativa federal e á das provincias do Quebec e a Columbia Británica. Partindo desta base, en primeiro lugar, dentro da normativa federal cómpre citarmos as seguintes normas:

- A Lei de augas do Canadá de 1970, onde se especifica o marco para a cooperación entre o Estado e as distintas provincias e territorios no desenvolvemento e uso dos recursos hídricos.
- Diversa normativa de carácter medioambiental, entre a que cabe citar a Lei de avaliación ambiental de 2012 e a súa versión anterior, xa derogada, de 1992, a Lei de avaliación de impacto de 2019, a Lei de vida silvestre de 1973, a Lei da convención de aves migratorias de 1917 (e actualizada de xeito importante en 1994), a Lei de especies en risco de 2002 ou a Lei de pesca de 1985.
- A Lei de augas navegables do Canadá, xa que os proxectos hidroeléctricos poden afectar a augas que resulten aptas para a navegación.

Dentro das normas propias da provincia do Quebec destacan estas:

- A Lei de cursos de auga de 1964.
- A Lei de Hydro-Québec, de 1964, aínda que reformada en diversas ocasións. Esta é a norma que regula a compañía pública Hydro-Québec, que é a que explota a maior parte do potencial hidroeléctrico da provincia.
- A Lei relativa ás terras dominio do Estado de 1987.
- A Lei de calidade ambiental de 1972.
- O Regulamento relativo ao arrendamento de terreos de dominio do Estado para a construción, operación e mantemento por produtores privados de centrais hidroeléctricas de capacidade igual ou inferior a 25 MW de 1990.
- O Regulamento respecto á propiedade da auga no dominio do Estado de 2003.

Por último, en canto á normativa da Columbia Británica, ademais da súa normativa medioambiental propia, débese citar a seguinte:

- A Lei de sustentabilidade da auga de 2016 e o seu regulamento, tamén de 2016.
- A Lei de terras de 1976.
- A Lei da autoridade hidroeléctrica e da enerxía de 1979, aínda que emendada en diversas ocasións.
- A Lei de enerxías limpas de 2010.

Tendo en conta esta normativa, o primeiro que cómpre salientarmos é que as 10 provincias do Canadá, así como algún territorio como o de Yukon, contan con competencias lexislativas no ámbito do desenvolvemento da enerxía hidroeléctrica dentro das súas xurisdicións. Dentro da normativa estatal destaca sobre todo a de carácter medioambiental. Así, aínda que a maioría das provincias e territorios teñen tamén a súa propia normativa medioambiental, desde 2019 os proxectos hidroeléctricos poden estar suxeitos a un procedemento federal de avaliación ambiental a través da Lei de avaliación de impacto<sup>705</sup>.

Atendendo ás provincias en concreto, como se dicía con anterioridade, máis da metade da xeración hidroeléctrica do país concéntrase no Quebec. Pese a isto, esta provincia non conta cun procedemento específico para a obtención da habilitación administrativa necesaria para desenvolver un proxecto hidroeléctrico. Este ten moito que ver co feito de que a compañía pública Hydro-Québec conte cunha posición case de monopolio na rexión. De feito, esta empresa conta cunha lei propia que regula a súa actividade. A pesar diso, existe a posibilidade de que outros actores participen no sector de xeración hidroeléctrica, aínda que se introduce a modo de excepción. Así, por exemplo, o artigo 3 da Lei de cursos de auga do Quebec expresa:

---

<sup>705</sup> LEVINE, A., PRACHEIL, B., CURTIS, T., SMITH, L., CRUCE, J., ALDROVANDI, M., BRELSFORD, C., BUCHANAN, H., FEKETE, E., PARISH, E., URÍA-MARTINEZ, R., JOHNSON, M. e SINGH, D., «An examination of the hydropower licensing and Federal authorization process», *op. cit.*, pp. 146-150.

*A transferencia de enerxía hidráulica en dominio do Estado está prohibida de acordo co artigo 32 da Lei de Hydro-Québec (capítulo H-5).*

*O arrendamento de enerxía hidráulica de dominio do Estado só está permitido*

*1) Cando a potencia hidráulica sexa necesaria para a explotación, nun lugar determinado dun curso de auga, dunha central hidroeléctrica de máis de 50 megavatios atribuídos ao dominio do Estado, estando autorizado tal arrendamento, en todo caso, por lei;*

*2) Cando a enerxía hidráulica sexa necesaria para a explotación, nun lugar determinado dun curso de auga, dunha central hidroeléctrica de 50 megavatios de potencia atribuídos ao dominio do Estado ou menos, ou cando o arrendatario sexa un municipio, sendo este arrendamento autorizado polo Goberno e suxeito ás condicións que este determine.*

*Antes de recomendarlle ao Goberno o arrendamento de enerxía hidráulica segundo o número 2 do parágrafo segundo, o ministro poderá consultar co concello comarcal as implicacións dun proxecto hidroeléctrico no seu territorio.*

*O arrendatario aboará ao Fondo das Xeracións calquera aluguer e outras taxas ou cargos a pagar en virtude do parágrafo 2 do segundo parágrafo.*

*A titularidade da enerxía hidráulica no dominio do Estado está e estivo sempre ligada á propiedade do leito dos cursos de auga do dominio do Estado. Este parágrafo é declarativo.<sup>706</sup>.*

Na práctica, tal e como recoñece o Canada Energy Regulator, os produtores de enerxía independentes distintos de Hydro-Québec encárganse esencialmente de operar varias plantas hidroeléctricas pequenas<sup>707</sup>. De feito, o Regulamento relativo ao arrendamento de terreos de dominio do Estado para a construción,

---

<sup>706</sup> A tradución da normativa canadense deste apartado é toda propia a partir da versión en inglés.

<sup>707</sup> Esta información atópase publicada na propia páxina de Canada Energy Regulator, en: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-quebec.html>, [consulta 30 de xaneiro de 2022].



operación e mantemento por produtores privados de centrais hidroeléctricas de capacidade igual ou inferior a 25 MW de 1990 refírese a este tipo de centrais, regulando esencialmente as taxas e rendas a pagar á Administración.

Para a instalación destas centrais é preciso realizar unha serie de trámites, posto que, en xeral, a provincia do Quebec é propietaria dos cursos de auga navegables e das bacías dos ríos e tamén dos ríos e lagos non navegables, salvo que a terra que os bordea fose transferida a un particular antes de 1918<sup>708</sup>. En primeiro lugar, necesítase solicitar ao órgano competente (na actualidade o Ministerio de Enerxía e Recursos Naturais do Quebec) unha declaración previa sobre se o proxecto é compatible cos usos do solo no territorio.

O Ministerio na súa avaliación do proxecto debe ter en conta a propiedade da terra e da auga, as consecuencias para a fauna e o medio ambiente, as implicacións patrimoniais e culturais e as preocupacións que as tribos aborixes amosaran en caso de que se visen afectadas, a elección do emprazamento, o cumprimento do plan de asignación do territorio público, a optimización do uso das enerxías hidráulicas e da xestión das bacías hidrográficas e o potencial de desenvolvemento hidroeléctrico e compatibilidade coa infraestrutura actual e futura de Hydro-Québec e a súa xestión. Por tanto, con esta última precisión vólvese constatar a situación de total preponderancia de Hydro-Québec no sector.

Após isto, se se obtén unha declaración favorable, débese remitir o que se coñece como anuncio de proxecto ao Ministerio de Medio Ambiente e Loita contra o Cambio Climático do Quebec. Este anuncio de proxecto é unha declaración do promotor en que manifesta a súa intención de desenvolver a central hidroeléctrica e onde se describen as súas características xerais. Ademais, débese enviar unha copia desta declaración ao Ministerio de Enerxía e Recursos Naturais do Quebec e un escrito solicitando a concesión de potencias hidráulicas en que se indique a localización dos terreos

---

<sup>708</sup> CUMYN, M. C., «Recent developments to the law applicable to water in Québec», *Vermont Law Review*, vol. 34, 2010, pp. 860-861.

do dominio do Estado cuxo uso tamén se solicitará de seren precisos.

Con isto comézase o procedemento de avaliación ambiental previsto nos artigos 31.1 e ss. da Lei de calidade ambiental do Quebec e, logo de obter o visto e praxe neste procedemento, débese presentar unha solicitude de certificado de autorización ante a delegación territorial do Ministerio de Medio Ambiente e Loita contra o Cambio Climático do Quebec, de acordo co artigo 22 da propia Lei de calidade ambiental do Quebec. Ademais, se o proxecto inclúe a creación ou modificación dunha presa tamén debe obter a autorización do Centro de Expertos Hídricos do Quebec, segundo a Lei de seguridade de presas.

Á vista do anuncio de proxecto o Ministerio de Enerxía e Recursos Naturais do Quebec informa ao promotor (sempre e cando considere tal solicitude correcta) da súa intención de recomendar ao Goberno do Quebec que efectúe a concesión das potencias hidráulicas e dos terreos necesarios para esta no dominio do Estado. Do mesmo xeito, tamén esixe a presentación dun estudo por parte de Hydro-Québec sobre os custos de conexión á rede eléctrica.

Unha vez obtidos todos os permisos pódese proceder a formalizar o arrendamento de enerxías hidráulicas e terreos de dominio do Estado necesarios para desenvolver e explotar unha destas pequenas centrais hidroeléctricas. Na guía elaborada polo Ministerio de Recursos Naturais e da Fauna do Quebec –actual Ministerio de Enerxía e Recursos Naturais–, titulada *Granting of Waterpowers in the Domain of the State for Power Stations of 50 MW and Less. Reference Guide for Local and Aboriginal communities*, inclúese un anexo coas condicións típicas destes arrendamentos, entre as cales se dispón período de arrendamento de 20 anos, coa posibilidade de ser prorrogado por outros 20, malia que o regulamento respecto á propiedade da auga no dominio do Estado fala dun prazo máximo de 25 anos (artigo 21).

En cambio, como se indicou, no Quebec a gran maioría da enerxía hidroeléctrica é explotada por Hydro-Québec. Esta compañía pública regúlase por unha norma propia: a Lei de Hydro-Québec. Esta norma outorga a Hydro-Québec unhas moi amplas competencias no ámbito enerxético, pero necesita de permiso do

Goberno en determinados aspectos. Dentro destas competencias o artigo 29 da Lei de Hydro-Québec faculta á compañía para «xerar, adquirir, vender, transmitir e distribuír enerxía», para o cal pode «construír, comprar ou arrendar calquera tipo de inmobles, construcións ou aparatos necesarios» así como bens mobles. Con todo, no caso de construción de inmobles para a produción de enerxía eléctrica, como poden ser as presas, a norma esixe unha autorización previa do Goberno, aínda que non detalla as súas condicións.

Máis sorprendentes resultan as potestades que lle outorga o artigo 33.3 desta norma, posto que nel indícase:

*Con autorización do Goberno, a Sociedade poderá: [...]*

*( 3 ) adquirir por expropiación:*

*( a ) calquera forza hidráulica non desenvolvida;*

*( b ) calquera inmovible, servidume ou construción necesaria para a explotación de enerxías hidráulicas en poder da Compañía ou para a xeración, transmisión ou distribución de enerxía;*

*( c ) calquera inmovible requirido para a construción de camiños para dar acceso ás plantas da Compañía ou para substituír os camiños inservibles polas súas obras.*

*Requírese a autorización do Parlamento para a expropiación dunha potencia hidráulica desenvolvida de máis de douscentos cabalos de forza e dos inmobles necesarios para o seu funcionamento e para a xeración, transmisión ou distribución da enerxía así desenvolvida.*

Isto complementábase co artigo 36, en que se di:

*A Compañía pode, coa autorización do Goberno, comprar, arrendar ou adquirir calquera outra forma de enerxía hidráulica, bens inmobles ou dereitos reais situados en parte no Quebec e en parte nunha provincia limítrofe, ou totalmente situados nunha provincia contigua, pero nas inmediacións da fronteira que separa o Quebec da provincia lindeira e realiza nela todas as*

*obras autorizadas por esta división<sup>709</sup>, e para tal efecto subscribir o contrato que estime conveniente.*

Así como polo artigo 38:

*As facultades de expropiación que lle confire esta lei poderán exercerse con respecto a calquera ben aínda que este sexa de uso público e nin sequera sexa obxecto de expropiación por razón de calquera lei xeral ou especial que non sexa o capítulo 20 dos estatutos de 1943.*

Xa que logo, con tales prerrogativas, que inclúen até a posibilidade de expropiar centrais hidroeléctricas alleas, concédeselle á compañía unha posición de case monopolio no sector, actuando máis como un axente do Goberno que como unha empresa. En última instancia o Ministerio de Enerxía e Recursos Naturais do Quebec pode ditar directivas sobre a dirección e obxectivos xerais que deba perseguir Hydro-Québec (artigo 61.1 da Lei de Hydro-Québec), aínda que deben ser ratificadas polo Goberno. Tal Ministro é o encargado de velar polo cumprimento da Lei de Hydro-Québec e polo menos cada 10 anos debe informar ao Goberno sobre tal cumprimento.

Pola súa parte, na Columbia Británica sucede algo semellante ao visto no Quebec, posto que tamén hai unha compañía cunha normativa propia que ocupa unha posición hexemónica no mercado. Neste caso é a British Columbia Hydro and Power Authority, máis coñecida como BC Hydro. O resto de compañías que queiran operar como xeradores no sector de hidroelectricidade nesta provincia deben, en primeiro lugar, ser cidadáns canadenses de máis de dezanove anos no caso de actuar como persoas físicas ou, no máis frecuente caso de actuar como sociedades, deben estar rexistrados na provincia da Columbia Británica.

Ademais diso, tamén é necesario obter as preceptivas licenzas ou aprobacións, posto que a Lei de sustentabilidade da auga da Columbia Británica establece que a propiedade e o dereito de uso das augas son do Goberno, polo que para poder obter tal uso precísase destes títulos administrativos. Para o caso da enerxía

---

<sup>709</sup> Así se coñecen os distintos apartados das normas canadenses.

hidroeléctrica o título indicado é a licenza, xa que as coñecidas como aprobacións (*approvals*) concédense por un prazo non maior a 24 meses (artigo 10 da Lei de sustentabilidade da auga da Columbia Británica), polo que non sería viable acometer un investimento a longo prazo cun horizonte temporal tan curto.

En canto ás licenzas, segundo artigo 7.1 da Lei de sustentabilidade da auga da Columbia Británica, dan dereito a: a) desviar e utilizar para beneficio propio a cantidade de auga especificada no título; b) construír, manter e operar as obras autorizadas polo título e as obras conexas necesarias para o axeitado desvío ou uso da auga ou da enerxía producida a partir da auga; c) facer cambios arredor dun curso de auga ou no propio curso necesarios para a construción, mantemento ou operación das obras citadas anteriormente ou para facilitar o desvío autorizado; e d) construír valos, pantallas e protectores de peixes ou fauna ao longo dos cursos de auga co fin de conservar estes peixes e a vida silvestre.

A Lei de sustentabilidade da auga da Columbia Británica tamén define quen pode recibir estas licenzas. Así, segundo o seu artigo 9, poden ser emitidas para:

- O propietario dun terreo ou dunha mina.
- O titular dun certificado de conveniencia e necesidade pública emitido baixo a Lei de servizos públicos da Columbia Británica.
- Un municipio, un distrito comarcal, un distrito de melloramento, un distrito de desenvolvemento ou unha comunidade de usuarios de auga.
- O Goberno da Columbia Británica ou do Canadá.
- Unha comisión, xunta ou persoa a cargo da administración de terras da Corona ou unha mina ou unha compañía en terras da Coroa, administrada pola Columbia Británica ou polo Canadá.
- O Greater Vancouver Water District ou calquera outro distrito de augas habilitado por unha lei.
- BC Hydro.

O artigo 19 desta norma, facendo referencia expresa ás licenzas para uso enerxético, indica que estas non poden ser concedidas por un período superior aos 40 anos, malia que tras a conclusión dese período pódese renovar a licenza. Este uso enerxético, segundo o artigo 22.7, atópase no oitavo posto no rango de prioridade na lei, por detrás dos usos domésticos, de fornecemento, irrigación, augas minerais, minería, industria e petróleo e gas. Polo tanto, só se atopa por diante dos usos de almacenamento, conservación e mellora da terra. Pese a esta clasificación, o propio artigo 22 establece o principio «primeiro no tempo, primeiro en dereito» (*a first in time, first in right*), polo que os usos de auga obtidos con anterioridade teñen prioridade sobre os obtidos posteriormente.

Para poder operar no sector hidroeléctrico é necesario enviar unha solicitude de licenza de auga a FrontCounter BC. Débese sinalar que FrontCounter BC ofrece un servizo de punto único de contacto para facilitar a tramitación de licenzas, permisos, rexistros e outras autorizacións necesarias para empregar os recursos naturais da provincia, aínda que o Ministerio de Bosques, Terras, Operacións de Recursos Naturais e Desenvolvemento Rural é a principal axencia responsable dos proxectos hidroeléctricos de menos de 50 MW, mentres que a Oficina de Avaliación Ambiental encárgase dos que superan eses 50 MW.

Ademais, para solicitar a licenza de augas é necesario ter interese no terreo anexo, xa que, como se viu, só determinadas persoas e entidades cualificadas poden acceder á licenza. Na maioría dos casos, para obter esta condición de cualificados, os interesados deben ser propietarios de terreos ou ter un interese substancial neles no momento da emisión da licenza. Isto pode implicar a necesidade de ser propietario privado do terreo en que se localizará a central hidroeléctrica ou, no caso das terras provinciais da Coroa, adquirir un título de tenencia dos terreos. Por iso, neste último caso, tamén sería necesario obter licenza de tenencia de terras da Coroa. Para estes supostos, na etapa inicial pódese solicitar unha licenza de investigación do sitio para obter información necesaria para desenvolver o proxecto, cunha duración limitada a 10 anos. Estas normas relativas ás terras resultan tamén

importantes, xa que as licenzas de auga están ligadas ao terreo en que se atopa a central eléctrica. De feito, a cesión do terreo desencadea a transferencia da licenza de auga ao novo propietario.

Unha vez presentada a solicitude de licenza de augas comprobarase que cumpra todos os requisitos esixidos. En caso contrario, requirirase aos promotores para que emenden os erros descubertos, podendo ser denegada a licenza en caso de non facelo. Logo, en función do proxecto e da súa localización, as solicitudes poden ser remitidas a outras axencias reguladoras provinciais e federais para que realicen os comentarios e alegacións que resulten precisos. Do mesmo xeito, tamén se dá traslado do proxecto a tribos indíxenas, a outros usuarios de auga e, en xeral, a todas aquelas persoas ou entidades que se poidan ver afectadas polo proxecto. Tanto as administracións como estas persoas e entidades poden facer chegar os seus comentarios e alegacións a FrontCounter BC e tras isto levarase a cabo un procedemento de revisión técnica, en que incluso poida que se esixa información adicional ao promotor. Unha vez feita esta revisión, faise unha recomendación ao órgano encargado da toma de decisións respecto da licenza e, despois de ponderar tal información este órgano decidirá se outorgala ou non<sup>710</sup>.

Así pois, como se pode observar, na Columbia Británica, ao igual que sucedía no Quebec –e en xeral en todo o Canadá–, tampouco dispón dun procedemento competitivo para os proxectos hidroeléctricos. Ademais, como se explicou, existe un operador moi importante no mercado como é BC Hydro. Este é considerado un axente do goberno de Columbia Británica e conta coa súa propia norma: A Lei da autoridade hidroeléctrica e da enerxía. No artigo 12.1.1 desta norma indícase:

*1.1 Os fins da autoridade son:*

---

<sup>710</sup> GOVERNMENT OF BRITISH COLUMBIA, *Clean Energy Production in B.C. An Inter-Agency Guidebook for Project Development*, 2016, pp. 35-57, en liña, [https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-resource-use/land-water-use/crown-land/land-use-plans-and-objectives/natural-resource-major-projects/major-projects-office/guidebooks/clean-energy-projects/clean\\_energy\\_guidebook.pdf](https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-resource-use/land-water-use/crown-land/land-use-plans-and-objectives/natural-resource-major-projects/major-projects-office/guidebooks/clean-energy-projects/clean_energy_guidebook.pdf).

*a) Xerar, fabricar, conservar, subministrar, adquirir e dispor de enerxía e produtos relacionados,*

*b) Proporcionar e comprar servizos relacionados con calquera cuestión do parágrafo (a), e*

*c) Para facer outras actividades segundo o prescrito.*

Ademais, entre as súas prerrogativas, o artigo 16 da citada norma dispón que BC Hydro, para calquera fin relacionado co exercicio das súas competencias, pode:

- Expropiar calquera propiedade, instalación eléctrica, proxecto eléctrico ou central eléctrica
- Entrar, permanecer, tomar posesión e usar calquera propiedade.
- Nos terreos que expropie pode construír calquera estrutura, instalación, escavación ou central eléctrica que considere e realizar inundacións e desbordamentos, así como acumular e almacenar auga.
- Obrigar a unha persoa ou entidade que xere ou subministre enerxía a subscribir un acordo para subministrarlle a BC Hydro a cantidade de enerxía que requira.

Estas prerrogativas, ao igual que sucedía no caso de Hydro-Québec, sitúan a BC Hydro nunha posición privilexiada dentro do sector hidroeléctrico da Columbia Británica. Por iso, á hora de analizar o mercado hidroeléctrico canadense débense ter en conta estas particularidades.

### **4.13.3. Estrutura do mercado**

Con base no anterior, ao analizar o mercado hidroeléctrico canadense hai que ter en conta que, tal e como se dispón na Constitución do Canadá, cada provincia controla a xeración, a transmisión entre provincias, a distribución e a estrutura do mercado eléctrico dentro das súas fronteiras. Así, na provincia de Alberta existe un mercado aberto á competencia. A iso tamén tende Ontario, onde, malia o seu mercado se definir como aberto á competencia, o certo é que a empresa pública Ontario Power Generation controla máis do 40 % da produción eléctrica e o 80 %



da potencia instalada hidroeléctrica<sup>711</sup>. Ademais, en Ontario a outra gran compañía que opera é Hydro One, que ten como principal accionista (aínda que con menos do 50 % do capital social) novamente á provincia de Ontario. Entre ela e Ontario Power Generation dominan a maior parte da xeración eléctrica na provincia<sup>712</sup>. Esta competencia limitada tamén se atopa en Nova Escocia, na Illa do Príncipe Eduardo ou en Yukón. En moitos destes casos tratouse de efectuar unha privatización de gran tamaño, baseada nas doutrinas neoliberais, que se quedou a medio camiño nun réxime híbrido<sup>713</sup>.

Nas provincias e territorios restantes non existe un mercado competitivo e en moitas delas contan cunha gran compañía pública que mantén unha posición preto do monopolio<sup>714</sup>. Por tanto, estamos ante mercados claramente diferenciados en que o goberno federal non ten unhas competencias moi amplas e que están restrinxidas esencialmente a regular determinadas cuestións referentes a substancias tóxicas, ao sector nuclear e á transmisión eléctrica entre provincias e internacional.

A pesar desta disparidade, é común que en moitas das provincias e territorios canadenses a maior parte dos servizos de xeración, transmisión e distribución estean moi concentrados en poucas empresas, na maioría dos casos compañías públicas. Aínda

---

<sup>711</sup> Este dato pódese atopar na páxina web do Canada Energy Regulator, concretamente en: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-ontario.html> [consulta 17 de febreiro de 2022].

<sup>712</sup> CHRISTIAN, J., SHIPLEY, L. e LUNDELL, L., «Electricity regulation in Canada: Overview», *The Energy and Natural Resources Global Guide 2016/17*, Thomson Reuters Practical Law, 2016, p. 2.

<sup>713</sup> NETHERTON, A., «The Political Economy of Canadian Hydro-Electricity: Between Old «Provincial Hydros» and Neoliberal Regional Energy Regimes», *Canadian Political Science Review*, vol. 1, n.º 1, 2007, p. 117.

<sup>714</sup> CAMERON, B., CARLSON, R. e COONS, J. *Canada's energy transformation – Evolution or revolution? A Discussion Paper for Canadian Policymakers, Utilities, Regulators and Key Stakeholders on Managing Risk and Creating Opportunities as We Build Low-emission Energy Systems*, QUEST-Quality Urban Energy Systems of Tomorrow and Pollution Probe Foundation, 2019, p. 22.

que algúns destes servizos son de propiedade privada, a maioría son corporacións da Coroa propiedade dos gobernos provinciais<sup>715</sup>.

No caso do Quebec débese salientar, en primeiro lugar, que se trata dunha provincia cuns moi importantes recursos hídricos que lle permiten ser non só un importante xerador no país, senón que tamén converten ao territorio no principal exportador de enerxía eléctrica<sup>716</sup>. Nel, como xa se anticipou, Hydro-Québec ten unha posición predominante no sector. Non só se encarga da maior parte da xeración eléctrica da provincia, senón que tamén é responsable da transmisión e distribución desa enerxía; mesmo está obrigada por lei a fornecer de enerxía até unha determinada cantidade os clientes da provincia do Quebec a un prezo establecido tamén pola normativa. Pese a esta posición preponderante, no ámbito hidroeléctrico, tal e como se apuntou tamén, Hydro-Québec centrouse esencialmente en desenvolver as grandes presas, deixando as de menos de 50 MW para os operadores privados. Segundo o seu informe anual de 2020, a compañía contaba cunha potencia hidroeléctrica instalada de 36 687 MW<sup>717</sup> sobre un total de 40 853 MW da provincia<sup>718</sup>. Isto é, Hydro-Québec controla máis ou menos o 90 % da potencia hidroeléctrica instalada da provincia do Quebec e cerca do 45 % total do país, o que o converte no operador máis importante do Canadá. En canto á composición da empresa o seu único accionista é o Goberno do Quebec, polo que é unha compañía enteiramente pública.

Pola súa parte, en canto á Columbia Británica, sucede algo similar ao visto no Quebec. Aquí unha soa compañía tamén ocupa unha posición de dominio no mercado de xeración eléctrica. Esta é

---

<sup>715</sup> INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Canada 2022. Energy Policy Review*, 2022, pp. 155-156 e pp. 177-179.

<sup>716</sup> AARONS, K. e VINE, D., *Canadian hydropower and the clean power plan*, Center for Climate and Energy Solutions, 2015, pp. 9-10.

<sup>717</sup> O informe anual de 2020 onde aparecen estes datos pódese atopar na web da compañía, concretamente en: <https://www.hydroquebec.com/about/financial-results/annual-report.html> [consulta 17 de febreiro de 2022].

<sup>718</sup> Este dato pódese atopar na páxina web do Canada Energy Regulator, concretamente en: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-quebec.html> [consulta 17 de febreiro de 2022].

BC Hydro, a que nos referimos en liñas anteriores, e que tamén se encarga do fornecemento de enerxía eléctrica da maioría dos clientes residenciais e comerciais da provincia. Esta compañía, con data do 31 de marzo de 2021 (cando presentou o informe anual 2020/21), contaba cunha potencia instalada no ámbito hidroeléctrico de 12 027 MW<sup>719</sup>. Mentres, a potencia instalada total da provincia, segundo o Canada Energy Regulator, ascende a 15 955 MW<sup>720</sup>, polo que BC Hydro posúe contra o 75 % da capacidade hidroeléctrica instalada na Columbia Británica e que significa cerca dun 15 % do total instalado no país. Novamente, igual ao que se observaba no caso de Hydro-Québec, estamos ante unha compañía totalmente pública, que neste caso é propiedade da provincia da Columbia Británica e, de feito, ten atribucións como axente do goberno provincial.

Outro actor importante no ámbito da xeración hidroeléctrica canadense é a compañía Ontario Power Generation. Esta, con data do 30 de setembro de 2021, contaba cunha potencia hidroeléctrica instalada 7478 MW, o que significa algo máis do 9 % do total nacional<sup>721</sup>. Ontario Power Generation tamén é unha compañía pública, posto que é integramente propiedade da provincia de Ontario. En cambio, a diferenza do que sucedía con Hydro-Québec e BC Hydro, ten menores competencias posto que o mercado eléctrico na provincia de Ontario ten unha maior apertura á competencia.

Cun perfil similar ás anteriores tamén cómpre citar a compañía Manitoba Hydro. Esta, en 2021, contaba cunha

---

<sup>719</sup> O informe anual de 2020-2021 onde aparecen estes datos pódese atopar na web da compañía, concretamente na seguinte ligazón: [https://www.bchydro.com/toolbar/about/accountability\\_reports/financial\\_reports/annual\\_reports.html#past](https://www.bchydro.com/toolbar/about/accountability_reports/financial_reports/annual_reports.html#past) [consulta 17 de febreiro de 2022].

<sup>720</sup> Este dato tamén se atopa na páxina web do Canada Energy Regulator, concretamente en: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-british-columbia.html> [consulta 17 de febreiro de 2022].

<sup>721</sup> Esta información pódese atopar na web da compañía, no enderezo <https://www.opg.com/powering-ontario/our-generation/hydro/> [consulta 17 de febreiro de 2022].

capacidade instalada de 5234 MW<sup>722</sup>, o que supón algo máis do 6 % do total nacional. Tal compañía, na provincia de Manitoba, funciona de xeito semellante a Hydro-Québec e a BC Hydro nas súas respectivas provincias, contando cunha posición preto do monopolio e operando na maioría dos segmentos do sector, non só o de xeración. Esta compañía, novamente, é de propiedade pública, tendo como único accionista á provincia de Manitoba.

Por último, tamén se debe falar de Nalcor Energy, a empresa pública propiedade da provincia de Terranova e Labrador. No ámbito hidroeléctrico, esta compañía conta con tres importantes proxectos: Newfoundland and Labrador Hydro, a planta hidroeléctrica de Churchill Falls e The Lower Churchill Project. En primeiro lugar, Newfoundland and Labrador Hydro é unha compañía subsidiaria de Nalcor Energy que se encarga de máis do 80 % da xeración e distribución da enerxía eléctrica de Terranova e Labrador. No ámbito hidroeléctrico conta cunha potencia instalada de 956 MW, sen incluír o proxecto de Churchill Falls en que participa. Este proxecto de Churchill Falls é unha gran central hidroeléctrica de 5428 MW da cal Nalcor Energy, a través da propia Newfoundland and Labrador Hydro, controla o 65,8 %; a parte restante é de Hydro-Québec. Por último, The Lower Churchill Project é un proxecto para instalar uns 3000 MW de potencia hidroeléctrica ao longo do río Churchill, malia que aínda non se atopa operativo<sup>723</sup>. Por tanto, valorando a porcentaxe de participación en Churchill Falls, Nalcor Energy controla 4527,62 MW de potencia hidroeléctrica instalada, o que supón algo máis do 5,5 % do total nacional.

En conclusión, tras esta análise do sector hidroeléctrico canadense obsérvase como este posúe unhas características específicas e diferenciadas do resto dos países estudados. Nel

---

<sup>722</sup> O informe anual de 2020-2021 onde aparecen estes datos pódese atopar na web da compañía, concretamente en: <https://www.hydro.mb.ca/corporate/ar/> [consulta 17 de febreiro de 2022].

<sup>723</sup> A información destes tres proxectos pódese atopar na web da compañía, nos correspondentes informes anuais. En concreto véxase: <https://nalcenergy.com/about/transparency-accountability/reports/annual-quarterly-reports/2020-business-and-financial-report/> [consulta 18 de febreiro de 2022].

destaca especialmente a grande autonomía que teñen as distintas provincias, que actúan cada unha cun sistema eléctrico propio. Dentro destas, as maiores produtoras de enerxía hidroeléctrica (Quebec e Columbia Británica especialmente, e, en menor medida, Manitoba, Ontario e Terranova e Labrador) contan cunha empresa pública de propiedade integramente da provincia en cuestión que ocupa posicións que se acercan ao monopolio no ámbito da xeración hidroeléctrica. Nalgúns casos, como poden ser os de Hydro-Québec ou BC Hydro, as potestades destas compañías van máis alá do mero aspecto da xeración, pois constitúen o eixe fundamental do sector eléctrico nas súas respectivas provincias. Isto ten unha clara influencia no réxime xurídico de explotación do recurso. Así, neste, como sucedía no caso dos Estados Unidos, non existe un procedemento de concorrencia para o acceso aos aproveitamentos, senón que existe un réxime de licenzas que, dependendo da provincia, incluso se aprecia como pode non ter un procedemento específico para a súa obtención. Xa que logo, obsérvase aquí, nun país en que a enerxía hidroeléctrica é a principal fonte de xeración de electricidade, un réxime de explotación moi distinto ao existente en Europa en xeral e en España en particular.



## CAPÍTULO V. As posibles formas de explotación das concesións hidroeléctricas

### 5.1. Introducción. Diferentes formas de explotación

Durante desta tese de doutoramento amosouse que a forma de explotación tradicional da enerxía hidroeléctrica en España foi a través da figura da concesión, existindo operadores tanto públicos como privados ao longo da nosa historia, aínda que na actualidade estas concesións están esencialmente en mans de operadores privados. En cambio, noutros países observouse como contan coas súas propias particularidades e réximes xurídicos. Na seguinte táboa apréciase un resumo destas distintas particularidades por países:

*Figura 36. Cadro resumo da forma de explotación dos aproveitamentos hidroeléctricos por países*

País	Título legal de explotación	Procedemento de concorrencia	Duración máxima	Estrutura de propiedade das compañías
Noruega	Licenzas	Non	Sen límite	Esencialmente pública
Francia	Concesións e autorizacións	Si	75 anos	Mixta con predominio público
Italia	Concesión	Si	40 anos + posible prórroga de 10 anos	Mixta con predominio privado
<b>España</b>	<b>Concesións</b>	<b>Si</b>	<b>75 anos</b>	<b>Esencialmente privada</b>
Suíza	Concesións	Non	80 anos	Mixta con predominio público
Suecia	Concesións	Non	Sen límite	Esencialmente pública
Austria	Autorizacións	Non	90 anos (o frecuente é que se concedan	Mixta con predominio público

			entre 20 e 75 anos)	
Alemaña	Permisos e licenzas	Non	30 anos	Existen empresas privadas e mixtas (incluso públicas, pero estranxeiras)
Portugal	Concesión	Si	75 anos	Esencialmente privada
China	Licenzas	Non	10 anos	Esencialmente pública
Brasil	Autorizacións e concesións	Si	35 anos prorrogables 20 anos	Existen empresas privadas e mixtas (incluso públicas, pero estranxeiras)
Estados Unidos	Licenzas	Non	50 anos (unha declaración da FERC indica que a duración normal serán 40 anos)	O sector máis importante é o público a través de axencias federais, pero existen tamén empresas privadas
Canadá	Cambia entre provincias. Xeralmente licenza, pero non para algúns operadores	Nas provincias máis relevantes non	Cambia entre provincias. Na Columbia Británica 40 anos. No Quebec, Hydro-Québec non ten prazo	Esencialmente pública

*Fonte: elaboración propia*

Tal e como se indicaba, e se deriva tamén da táboa, en España as concesións hidroeléctricas actuais están esencialmente en mans do sector privado e, en xeral, nas grandes compañías que conforman o oligopolio eléctrico. En cambio, como expuxemos noutros apartados, non sempre foi así.



De feito até a liberalización do sistema eléctrico culminada coa LSE de 1997 boa parte das empresas que operaban no sector eran de propiedade pública. Esta participación pública séguese a manter na maior parte de países da nosa contorna. Así, en Noruega, Suecia, a China e o Canadá o sector hidroeléctrico é operado principalmente por empresas públicas.

En contraposición a isto, noutras nacións que tamén son das principais produtoras de hidroelectricidade no ámbito europeo ou mundial, tales como Francia, Suíza, Austria e os Estados Unidos, malia que o sector está operado tanto por compañías públicas como por privadas, existe un maior predominio do sector público. Isto está máis equilibrado en países como Italia, Alemaña ou o Brasil, onde conviven empresas públicas, privadas e capital mixto cun peso máis similar no mercado.

Así pois, a estrutura do mercado español, en que as empresas privadas controlen por enteiro os recursos hidroeléctricos é unha rareza que, entre os países analizados, só compartimos con Portugal, nación onde tales recursos están en mans dun só operador (EDP), que no seu día foi público, pero que se decidiu privatizar. Tendo en conta isto, resulta obrigado estudar as vantaxes e inconvenientes de continuar a actividade de produción hidroeléctrica dun xeito privado e os cambios que se consideran oportunos para a mellora deste tipo de explotación, así como a posibilidade dunha explotación pública do recurso ou dun réxime mixto. Respecto a estas dúas últimas tamén se tratarán distintas formas de articularlas xuridicamente. Para realizar tal estudo débese observar, con carácter previo, os argumentos a favor e en contra de continuar coa explotación das instalacións hidroeléctricas unha vez rematen as concesións, xa que existen voces que piden a demolición das presas e que se abandone, polo menos nalgúns casos, esta forma de obtención de enerxía eléctrica.

## **5.2. Debemos continuar coa explotación dos recursos hidroeléctricos?**

### **5.2.1. Argumentos en contra**

#### **5.2.1.1. Efectos da construción na contorna e problemas ambientais e climáticos**

Un dos principais argumentos que tradicionalmente se usou en contra da enerxía hidroeléctrica é o relativo aos grandes efectos que esta ten na contorna ambiental, especialmente se implica a construción de presas. Eses efectos son de carácter tanto social (desprazamento de poboacións) como de carácter ambiental (alteración do hábitat de especies e do ecosistema fluvial).

O primeiro destes problemas consiste na necesidade de desprazar poboacións para efectuar os encoros precisos para os aproveitamentos hidroeléctricos. En cambio, isto ten escasa relevancia no momento actual. Ao respecto, moitos dos emprazamentos axeitados para a produción de enerxía hidroeléctrica en España xa se atopan ocupados polo que, a diferenza do que sucede noutros países –en especial en países en vías de desenvolvemento– non se esperan importantes construcións de novas presas<sup>724</sup>, malia existir unha certa marxe para novas explotacións<sup>725</sup> e algunhas das existentes poderían transformarse en centrais de bombeo, o que tampouco precisaría de desprazamentos de poboacións.

Así pois, coa continuación ou transformación da explotación dos aproveitamentos existentes logo da súa correspondente reversión non existiría este problema de desprazamento de poboacións. Do mesmo xeito, aínda que non se continuase coa explotación do recurso e se derruísen os encoros correspondentes, resulta moi pouco probable que as poboacións

---

<sup>724</sup> ZARFL, C., LUMSDON, A. E., BERLEKAMP, J., TYDECKS, L. e TOCKNER, K., «A global boom in hydropower dam construction», *Aquatic Sciences*, vol. 77, n.º 1, 2015, p. 165.

<sup>725</sup> ENERGÍA Y SOCIEDAD, *Manual de la energía. Electricidad*, 2021, p. 49, en liña, <https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.pdf> [consulta 17 de xuño de 2022].

desprazadas no seu día desexen retornar a eses antigos núcleos que foran anegados. Por tanto, neste caso atopámonos ante custos afundidos que non cabe valorar na análise relativa á continuidade da explotación das concesións hidroeléctricas.

Pola súa parte, as alteracións de carácter ambiental que produce a construción dun encoro e as explotacións hidroeléctricas semella que si poden ser revertidas –ou polo menos parcialmente– retirando tales instalacións. Ao respecto cómpre sinalar que, aínda que non existen moitos estudos, para estes resulta determinante o tipo de río, de presa, o tempo que esta se mantivo e as especies involucradas. Segundo RODELES, GALICIA e MIRANDA<sup>726</sup>, doutrina especializada nestas cuestións de carácter biolóxico, na península ibérica retiráronse máis de 150 presas –moitas delas sen instalacións para a produción de hidroelectricidade– no marco da Estratexia Nacional para a Restauración Fluvial e outros proxectos, aínda que na maioría de casos non se revisa a situación posterior dos ecosistemas.

Ademais, segundo estes autores, en moitos dos ríos españois, ao ter unha lonxitude para volver a conectarse moi curta, os beneficios para os ecosistemas son máis limitados e tende a ser máis custoso prescindir destas presas que os beneficios ecolóxicos que isto pode fornecer. De feito, incluso existen estudos en que se indica que a eliminación de presas pode provocar tanto efectos positivos para algunha fauna fluvial como negativos para outra xa adaptada a ese ecosistema<sup>727</sup>.

Mentres, en estudos realizados en California chegouse á conclusión de que, malia que a eliminación de presas pode mellorar o ecosistema fluvial, é pouco probable que o restaure ás súas condicións previas, xa que os efectos das presas habitualmente levan producíndose durante unha importante cantidade de anos, que

---

<sup>726</sup> RODELES, A. A., GALICIA, D. e MIRANDA, R. «Barriers to longitudinal river connectivity: review of impacts, study methods and management for Iberian fish conservation», *Limnetica*, vol. 39, n.º 2, 2020, pp. 608-610.

<sup>727</sup> ISHIYAMA, N., RYO, M., KATAOKA, T., NAGAYAMA, S., SUEYOSHI, M., TERUI, A., MORI, T., AKASAKA, T. e NAKAMURA, F., «Predicting the ecological impacts of large-dam removals on a river network based on habitat-network structure and flow regimes», *Conservation Biology*, vol. 32, n.º 6, 2018, p. 1410.

amplifica os seus efectos<sup>728</sup>. Entre estes efectos salientan os relacionados coas alteracións no ecosistema dos peixes migratorios, que poden ver dificultada ou imposibilitada a súa migración polas presas e, ademais, as turbinas pódenos por en risco<sup>729</sup>.

Outros problemas atópanse en cuestións tales como o respecto polos caudais ecolóxicos, os efectos no ecosistema fluvial, o tratamento de residuos e, en xeral, a protección do medio ligado á explotación. Ademais, tamén resulta problemática a identificación dos factores ambientais relevantes e a implantación e vixilancia das medidas aplicadas<sup>730</sup>. Por outra banda, nas centrais hidroeléctricas que precisan de encoro foron detectados procesos de eutrofización que xeran problemas no ecosistema<sup>731</sup>, así como a produción de gases de efecto invernadoiro, como por exemplo o metano e o dióxido de carbono, xa que ao inundar a presa a vexetación existente que queda baixo a auga descomponse e, nese proceso, xera tales gases<sup>732</sup>. Pese a iso, a pegada de carbono, salvo en casos puntuais esencialmente situados en zona tropicais –o que non é o caso español–, resulta inferior a dos combustibles fósiles de forma significativa<sup>733</sup>.

---

<sup>728</sup> QUINONES, R. M., GRANTHAM, T. E., HARVEY, B. N., KIERNAN, J. D., KLASSON, M., WINTZER, A. P. e MOYLE, P. B., «Dam removal and anadromous salmonid (*Oncorhynchus* spp.) conservation in California», *Reviews in Fish Biology and Fisheries*, vol. 25, n.º 1, 2015, pp. 199-200.

<sup>729</sup> MOREIRA MENDES, L. M., RIBEIRO SOUZA, G. A. e ANDRADE SANTOS, H., «Downstream alterations on hydrodynamic fields by hydropower plant operations: implications for upstream fish migration», *Hydrobiologia*, n.º 849, 2022, p. 304.

<sup>730</sup> ZHANG, Y., TANG, W., DUFFIELD, C. F., ZHANG, L. e HUI, F. K. P., «Environment Management of Hydropower Development: A Case Study», *Energies*, vol. 14, n.º 7, 2021, p. 10.

<sup>731</sup> DEEMER, B. R., HARRISON, J. A., LI, S., BEAULIEU, J. J., DELSONTRO, T., BARROS, N., BEZERRA-NETO, J. F., POWERS, S. M., DOS SANTOS, M. A. e VONK, J. A., «Greenhouse gas emissions from reservoir water surfaces: a new global synthesis», *BioScience*, vol. 66, n.º 11, 2016, p. 961.

<sup>732</sup> UDDIN, K., «Hydropower Dams, Environment and Politics», *Journal of International Affairs*, vol. 2, n.º 1, 2018, pp. 6-7.

<sup>733</sup> SOVACOOOL, B. K. e WALTER, G., «Internationalizing the political economy of hydroelectricity: security, development and sustainability in hydropower states», *Review of International Political Economy*, vol. 26, n.º 1, 2019, p. 59.

Así pois, semella claro que as centrais hidroeléctricas xeran problemas no medio ambiente e en especial no caso daquelas centrais que precisan dun encoro. Para tratar de paliar isto, como se observaba no capítulo segundo desta tese, o artigo 98 do TRLA esixe que para a explotación de concesións de augas se adopten «as medidas necesarias para facer compatible o aproveitamento co respecto do medio ambiente e garantir os caudais ecolóxicos ou demandas ambientais previstas na planificación hidrolóxica». Neste precepto, tal e como se indicaba, destacan especialmente os caudais ecolóxicos.

Pese a esta regulación, o certo é que en casos recentes como os producidos no verán de 2021, en plena escalada dos prezos da electricidade, observouse como varios concesionarios baleiraron diversos encoros e o Ministerio de Transición Ecolóxica admitiu que iso non incumpriía a normativa aplicable. Pola súa parte, a Xunta si sancionou este comportamento, ascendendo as sancións polo baleirado de catro presas (Belesar, As Portas, Salas e Cenza) a un total de 200 000 €, dos cales 100 000 € se impuxeron á Confederación Hidrográfica do Miño-Sil. Por tanto, para as concesionarias a sanción ascendeu a 25 000 € por central hidroeléctrica.

Para contextualizar os datos hai que ter en conta que, por exemplo, Belesar conta cuns 300 MW de potencia instalada e nas datas en que sucedeu o incidente o prezo da electricidade movíase á volta dos 100 €/MWh. Un cálculo rápido indica que en sete horas producindo a máxima potencia xeraría enerxía eléctrica por un valor superior aos 200 000 € de todas as sancións. De feito, a sanción relativa a esta concesión só ascendía a 50 000 €, dos cales a metade recaeron na Confederación Hidrográfica do Miño-Sil, polo que en menos de dúas horas o valor da enerxía producida xa era superior a eses 50 000 € e en menos de unha aos 25 000 € que recaeron sobre a concesionaria<sup>734</sup>.

---

<sup>734</sup> Os datos das sancións que se mencionan pódense atopar na prensa desas datas. Un exemplo témolo en: <https://www.iagua.es/noticias/europa-press/xunta-multa-200000-euros-chms-naturgy-e-iberdrola-vaciado-embalses>.

Xa que logo, obsérvase como o respecto ambiental nestas explotacións resulta un tanto relativo en diversas ocasións. En cambio, a diferenza doutros efectos ambientais observados aquí, isto é algo que resulta posible corrixir de cara á continuación coa explotación do recurso. Por iso, á hora de decidir tal continuidade débense suavizar os custos ambientais máis dificilmente evitables e reducir no posible os evitables, ponderando iso cos beneficios que proporciona esta industria.

De feito, un dos principios que se emprega na actualidade para levar a cabo investimentos é o de non causar un dano ambiental significativo. Este principio aparece descrito no artigo 17 do Regulamento (UE) 2020/852 do Parlamento Europeo e do Consello, do 18 de xuño de 2020, relativo ao establecemento dun marco para facilitar os investimentos sostibles, que no punto primeiro sinala:

*1. Para os efectos do artigo 3, letra b), tendo en conta o ciclo de vida dos produtos subministrados e os servizos prestados por unha actividade económica, en particular probas extraídas das avaliacións do ciclo de vida existentes, considerarase que unha actividade económica causa un prexuízo significativo: [...]*

***c) a unha utilización e protección sostibles dos recursos hídricos e mariños, cando a actividade vaia en detrimento:***

***i) do bo estado ou do bo potencial ecolóxico das masas de auga, incluídas as superficiais e subterráneas [...].***<sup>735</sup>

Este principio está presente xa no Regulamento (UE) 2021/241, do 12 de febreiro de 2021, polo que se establece o mecanismo de recuperación e resiliencia, e no dereito interno obsérvase na Orde HFP 1030/2021, do 29 de setembro, pola que se configura o sistema de xestión do plan de recuperación, transformación e resiliencia; ademais, é previsible que a súa importancia tenda a aumentar de cara ao futuro<sup>736</sup>. Por tanto, na

---

<sup>735</sup> O resaltado é propio.

<sup>736</sup> Sobre a utilización que se está a facer deste principio pódese consultar: PERNAS GARCÍA, J., «El principio de no causar un perjuicio significativo al medio ambiente (conocido como «DNSH») y su impacto en la gestión contractual de los fondos Next Generation», *Observatorio de Contratación Pública*, 21/10/2021, en liña, <https://www.obcp.es/opiniones/el-principio-de-no-causar-un-perjuicio->

decisión sobre a continuación dos aproveitamentos hidroeléctricos (así como a eventual construción de novos proxectos) non se poden obviar estas cuestións.

### **5.2.1.2. Necesidade de desenvolvemento de infraestruturas**

Outro problema das centrais hidroeléctricas que habitualmente se sinala é o da necesidade de cuantiosos desembolsos en infraestruturas. Estas atópanse tanto na propia explotación hidroeléctrica, en especial se esta precisa de presa, como nas instalacións que conectan a central coa rede. Ademais, en moitas ocasións, as centrais atópanse en zonas afastadas de centros de consumo, en especial no caso daquelas instaladas en lugares montañosos para aproveitar o desnivel natural.

En cambio, estes investimentos xa foron acometidos na maior parte dos casos, xa que, lembremos, en España a gran maioría de lugares axeitados para os aproveitamentos hidroeléctricos está xa a ser usada e non se prevé un grande aumento no sector. Por tanto, as infraestruturas xa se atopan desenvolvidas e neste momento tan só procede realizar o seu mantemento. En relación con isto, o artigo 89.4 do RDPH recolle que a Administración hidráulica pode esixir a reversión do aproveitamento en condicións de explotación, polo que, de solicitarse a súa aplicación, incluso os gastos de mantemento poderían ser baixos.

Isto tan só sería un factor relevante para ter en conta no caso de que se necesite actualizar e modernizar de xeito importante as centrais hidroeléctricas, que nas reversións sucedidas até o momento non foi algo demasiado frecuente. Tamén pode acontecer se se trata de variar o tipo de central, o que sería o caso en centrais de encoro que se queiran transformar total ou parcialmente en centrais de bombeo. Nese suposto, xa estaríamos ante unha nova

---

significativo-al-medio-ambien

te-conocido-como-dnsh. Tamén VICENTE DAVILA, F., «El principio de no causar un perjuicio significativo al medio ambiente (DNSH) como mecanismo de evaluación ambiental de las actuaciones del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia: a propósito de la Orden HFP/1030/2021, del 29 de septiembre por la que se configura el sistema de gestión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia», *Actualidad Jurídica Ambiental*, 2022, n.º 119, pp. 10-37.

central hidroeléctrica, afastándose así do suposto aquí tratado que non é outro máis que o das centrais que se atopan en funcionamento e rematan a súa concesión.

### **5.2.1.3. Problemas de fornecemento de auga e de produción polas condición climáticas**

Outra desvantaxe dos aproveitamentos hidroeléctricos que se sinala en ocasións é o relativo aos problemas de fornecemento de augas e regas en determinadas zonas e a variación da produción por cuestións climáticas. En determinadas rexións de España, en especial no sur do país, o certo é que existen relevantes problemas de secas que poden provocar dificultades no fornecemento de auga e, no ámbito hidroeléctrico, menor dispoñibilidade do recurso para a xeración de enerxía eléctrica. De feito, xa se observou en capítulos anteriores como a produción hidroeléctrica flutuou ao longo dos anos en boa parte por factores climáticos.

Respecto a convivencia da industria hidroeléctrica con outros usos cómpre recordar que a o artigo 60.3 do TRLA coloca os usos hidroeléctricos en terceiro lugar, por detrás do fornecemento de auga a poboacións e os usos de regadíos e agrarios. En cambio, os eventuais problemas co fornecemento de augas e cos regadíos non deberían implicar a non continuación coas centrais hidroeléctricas, xa que a auga utilizada para xerar electricidade non se consome, polo que non implica o esgotamento do recurso e incluso a creación de encoros pode facilitar estes primeiros usos. Ademais, como se sinalaba, o TRLA indica que estes dous usos son prioritarios, polo que o uso hidroeléctrico só se debe autorizar tras atender previamente aos anteriores.

No relativo ás importantes flutuacións na produción hidroeléctrica por cuestións climatolóxicas é un dato que resulta historicamente certo. Por exemplo, segundo a Axencia Estatal de Meteoroloxía, nos últimos anos o dato máis baixo de pluviosidade en España foi o de 2017, con 474 litros por metro cadrado<sup>737</sup>. Ese mesmo ano tamén se rexistrou, segundo a Rede Eléctrica de

---

<sup>737</sup> Estes datos pódense atopar en aberto na páxina da Axencia Estatal de Meteoroloxía, co seguinte enderezo web: <http://www.aemet.es> [consulta 6 de xuño de 2022].



España, a menor produción de hidroelectricidade dos últimos anos con 18.451 GWh (excluíndo o xerado mediante bombeo)<sup>738</sup>. Para poñer en contexto estes datos pódense comparar cos de 2018, un dos anos máis chuviosos do último lustro, onde a pluviosidade ascendeu a 808 litros por metro cadrado e a produción hidroeléctrica a 34.117 GWh<sup>739</sup>. Do resto de anos tamén se desprende esta correlación entre a pluviosidade e a produción do recurso. Tal relación resulta natural toda vez que a maiores precipitacións maior dispoñibilidade de recursos hídricos e, xa que logo, maior dispoñibilidade da materia prima empregada polas centrais hidroeléctricas. Estas variacións están intimamente relacionadas co cambio climático, polo que non se trata de meras cuestións puntuais, senón que isto pode manter unha afectación negativa para a industria no futuro<sup>740</sup>.

Esta realidade foi recoñecida na exposición de motivos do Real decreto lei 17/2021, do 14 de setembro, de medidas urxentes para mitigar o impacto da escalada de prezos do gas natural nos mercados retalistas de gas e electricidade, onde se expresa:

*A realidade do cambio climático, o aumento das temperaturas, a alteración dos padróns de chuvia e, en suma, a menor dispoñibilidade de auga que auguran todos os escenarios a medio e longo prazo, afectará aos usos da auga nas distintas bacías hidrográficas e, loxicamente, debe repercutir sobre as condicións que delimitan o exercicio dos dereitos de explotación e de aproveitamento dun recurso cada vez máis escaso, dereitos que teñen un réxime xurídico propio e específico derivado da súa natureza demanial.*

Esta situación, pode determinar a non viabilidade no futuro de diversos aproveitamentos hidroeléctricos por falta de

---

<sup>738</sup> Estes datos pódense atopar en aberto na páxina da Rede Eléctrica de España: [www.ree.es](http://www.ree.es) [consulta 6 de xuño de 2022].

<sup>739</sup> A fonte dos datos é a mesma que no caso anterior.

<sup>740</sup> Os efectos do cambio climático no sector hidroeléctrico atópanse amplamente estudados pola doutrina científica. Un exemplo diso atópase en: CARVAJAL, P. E., LI, F. G., SORIA, R., CRONIN, J., ANANDARAJAH, G. e MULUGETTA, Y., «Large hydropower, decarbonisation and climate change uncertainty: Modelling power sector pathways for Ecuador», *Energy Strategy Reviews*, vol. 23, 2019, pp. 86-99.

dispoñibilidade do recurso hídrico. En cambio, non se debe esquecer que a variación da produción por mor das condicións climáticas non é un problema que afecte só á hidroeléctrica, senón que outras fontes de xeración tamén presentan problemas similares. Por exemplo, a enerxía solar non pode producir polas noites e as condicións climáticas polo día varían o seu rendemento. Algo similar sucede coa eólica, que dependen do comportamento do vento. Pese a que isto é unha desvantaxe destes tipos de fontes de xeración eléctrica non xustifica por si a non continuación coa explotación do recurso, xa que as súas variacións poden ser compensadas con outro tipo de fontes enerxéticas.

A isto únese a que a relevancia da hidroeléctrica en España desde fai xa un certo tempo non radica tanto no total de electricidade producida se non na facilidade que ten para inxectarse dentro do sistema en pouco tempo, permitindo outorgar flexibilidade ante subas na demanda. Esta flexibilidade ben é certo que se atopa nas centrais hidroeléctricas que contan cun encoro ou son de bombeo, e non así (ou moita menor medida) nas centrais de auga fluente. Esta característica tamén se atopa no ciclo combinado de gas natural, aínda que nese caso depéndese dun recurso (o gas) que, ademais de ser un combustible fósil cun significativo impacto ambiental, xeralmente se lle compra a países que polas súas características presentan importantes riscos xeopolíticos. Isto acreditouse perfectamente no caso do conflito de Ucraína, que implicou unhas elevadas subidas no prezo do gas e, por tanto, da enerxía eléctrica. Xa que logo, esta alternativa resulta máis contaminante e tamén máis perigosa para a seguridade do fornecemento.

Así pois, estes argumentos, malia acreditar unha debilidade da enerxía hidroeléctrica, non semella que determinen unha debilidade relevante para os efectos de decidir se se continúa ou non coa explotación do recurso. En cambio, tamén se debe constatar que por mor do cambio climático algunhas centrais poden ver alterada a súa produtividade e, derivado diso, a súa rendibilidade. Tal cuestión si debe ser estudada ao decidir ao tempo da reversión do aproveitamento se resulta economicamente rendible o continuar ou non coa explotación do recurso.

#### 5.2.1.4. Falta de rendibilidade

Por outra banda, existen diversos estudos que cuestionan a rendibilidade dos proxectos hidroeléctricos<sup>741</sup>. En cambio, estas críticas céntranse esencialmente en proxectos novos e, dentro destes, poñen especial atención en macro presas e en centrais hidroeléctricas de moi pequeno tamaño, pero non tanto naquelas de tamaño medio que en España se aprecian con frecuencia. Ademais, non se observan estudos que se fixesen para presas españolas, polo que o traslado de tales análises ao caso de España non pode ser en ningún caso pleno. Por outra banda, tal e como se expuxo no capítulo primeiro desta tese, a situación macroeconómica actual implicou un grande aumento do prezo da enerxía que pode facer que todos estes estudos deixen de ter vixencia por basearse en premisas que, polo lado do prezo da enerxía eléctrica, xa non se cumprirían e pode tardar tempo en volver aos niveis previos (se é que volvese).

Ante isto, no ámbito hidroeléctrico, tivo especial incidencia o Real decreto lei 17/2021, do 14 de setembro, de medidas urxentes para mitigar o impacto da escalada de prezos do gas natural nos mercados retallistas de gas e electricidade. Este, no seu artigo 4, dispuxo que desde a súa entrada en vigor e até o 31 de decembro de

---

<sup>741</sup> Por citar algúns deles, poderíanse indicar os seguintes:

CALLEGARI, C., SZKLO, A. e SCHAEFFER, R., «Cost overruns and delays in energy megaprojects: How big is big enough?», *Energy Policy*, vol. 114, 2018, pp. 211-220.

PETHERAM, C. e MCMAHON, T. A., «Dams, dam costs and damnable cost overruns», *Journal of Hydrology X*, 2019, vol. 3, 100026.

DOG MUS, Ö. C. e NIELSEN, J. Ø., «Is the hydropower boom actually taking place? A case study of a South East European country, Bosnia and Herzegovina», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, 2019, pp. 278-289.

ANSAR, A., FLYVBJERG, B., BUDZIER, A. e LUNN, D., «Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development», *Energy policy*, 2014, vol. 69, pp. 43-56.

ARBUCKLE, E. J., BINSTED, M., DAVIES, E. G. R., CHIAPPORI, D. V., BERGERO, C., SIDDIQUI, M. S., RONEY, C., MCJEON, H. C., ZHOU, Y. e MACALUSO, N., «Insights for Canadian electricity generation planning from an integrated assessment model: Should we be more cautious about hydropower cost overruns?», *Energy Policy*, vol. 150, 2021, p. 112138.

2023<sup>742</sup> «minorarase a retribución da actividade de produción de enerxía eléctrica das instalacións de produción de tecnoloxías non emisoras de gases de efecto invernadoiro, nunha contía proporcional ao maior ingreso obtido por estas instalacións como consecuencia da incorporación aos prezos da electricidade no mercado ao por maior do valor do prezo do gas natural por parte das tecnoloxías emisoras marxinais», aínda que esta mesma norma indica no seu artigo 5 que queda excluídas desta minoración «as instalacións de produción de potencia neta igual ou inferior a 10 MW», así como as que teñan recoñecido un marco retributivo do artigo 14 da LSE (esencialmente enerxía renovables, coxeración de alta eficiencia e residuos), isto é, quedan exentas da súa aplicación as centrais hidroeléctricas de pequeno tamaño.

Esta norma, aínda que afecta aos aproveitamentos hidroeléctricos, ou a unha parte deles polo menos, ten unha vixencia limitada. Neste momento descoñécese se tal vixencia será novamente prorrogada e até cando, pero unha vez terminados os seus efectos, de manterse estes prezos, a rendibilidade dos aproveitamentos hidroeléctricos variaríase moito. Mentres, en caso de volver aos prezos anteriores a esta crise enerxética, cómpre indicar

---

<sup>742</sup> A primeira redacción do artigo indicaba até o 31 de marzo de 2022, pero tal prazo foi ampliado pola disposición final 34.1 do Real decreto lei 6/2022, do 29 de marzo, polo que se adoptan medidas urxentes no marco do Plan nacional de resposta ás consecuencias económicas e sociais da guerra en Ucraína, até o 30 de xuño de 2022. Posteriormente, foi ampliado até o 31 de decembro do 2022 a través do Real decreto lei 11/2022, do 25 de xuño, polo que se adoptan e se prorrogan determinadas medidas para responder ás consecuencias económicas e sociais da guerra en Ucraína, para facer fronte a situacións de vulnerabilidade social e económica, e para a recuperación económica e social da illa da Palma.

Finalmente, a disposición adicional quinta do Real decreto lei 18/2022, do 18 de outubro, polo que se aproban medidas de reforzo da protección dos consumidores de enerxía e de contribución á redución do consumo de gas natural en aplicación do «Plan + seguridade para tu enerxía (+SE)», así como medidas en materia de retribucións do persoal ao servizo do sector público e de protección das persoas traballadoras agrarias eventuais afectadas pola seca, aínda que non modifica o artigo 4 citado, expresa: «prorrógase até o 31 de decembro de 2023, o mecanismo de minoración do exceso de retribución do mercado eléctrico causado polo elevado prezo de cotización do gas natural nos mercados internacionais, regulado no título III do Real decreto lei 17/2021, do 14 de setembro, de medidas urxentes para mitigar o impacto da escalada de prezos do gas natural nos mercados retalistas de gas e electricidade».

que tampouco era un sector caracterizado por sufrir problemas económicos no relativo á rendibilidade. Así e todo, os datos internos da explotación das presas non se amosan ao público polas concesionarias o certo é que, das contas anuais en que se agrupan globalmente os aproveitamentos hidroeléctricas das empresas extráese que estamos ante un sector rendible. Os problemas neste aspecto, no caso español, onde a maior parte das infraestruturas se atopa xa construída, está moi localizado en determinadas presas, esencialmente de pequeno tamaño. Ademais, tamén pode producirse debido a novas esixencias ambientais que se impoñan para volver a explotar o recurso. En cambio, a un nivel global do sector estes problemas só se observan con carácter residual, polo que non é unha variante significativa a ter en conta.

Por outra banda, este tipo de cuestións deben incluírse no informe do servizo xurídico que se cita no artigo 165 *bis* do RDPH, en que se indica que tal informe inclúe unha proposta razoada sobre o futuro do aproveitamento que reverta á Administración, en que se inclúan recomendacións sobre a continuidade da explotación. Estas recomendacións dificilmente se poderían realizar se non existe un estudo da viabilidade económica do aproveitamento. A pesar do disposto no RDPH, na práctica estanse a observar casos en que este tipo de estudos se está a levar a cabo a través de contratistas externos. Isto pódese apreciar, por exemplo, na Confederación Hidrográfica do Miño-Sil, en que se atopan as centrais hidroeléctricas máis importantes de Galicia.

Neste organismo subscribíronse contratos públicos en 2017 e 2019 titulados «Servizos de asistencia técnica para a realización de estudos de viabilidade e pregos de concurso de expedientes de extinción e reversión de concesións de augas de aproveitamentos para uso hidroeléctrico nas bacías dos ríos da parte española da Demarcación Hidrográfica do Miño-Sil» e «Servizos de asistencia técnica para tramitación de expedientes relativos a aproveitamentos hidroeléctricos nas bacías dos ríos da parte española da Demarcación Hidrográfica do Miño-Sil», respectivamente. A través de tales contratos practicáronse diversos estudos sobre a viabilidade para a súa explotación futura de varias centrais hidroeléctricas tales como a central de Enviande no municipio de

Chantada, a de Vilasouto en O Incio, a de Castadón-Hervedoiro en Pereiro de Aguiar, a de A Bomba en Ramirás e Cartelle, a de Castro Caldelas en A Teixeira, a de Fuente del Azufre en Ponferrada, a de El Pelgo en Toral de los Vados-Villadecanes e as de Corbera e San Juan de Boeza en Folgoso de la Ribera. Estes aproveitamentos hidroeléctricos versan sobre pequenas centrais e recoméndase con menores ou maiores condicionantes a continuación da explotación en todos eles agás nos dous últimos. En cambio, nestes dous últimos o que se indica é que non se da alcanzado unha rendibilidade razoable, partindo de que esta é aquela que ofrece unha TIR de polo menos un 7,09 %, pero en ambos os casos estímase a obtención dunha TIR positiva e, en función dos supostos tomados, podendo chegar a superar incluso o 6 %<sup>743</sup>.

#### **5.2.1.5. Existencia de riscos**

O último dos problemas máis significativos que se tende a salientar das centrais hidroeléctricas son os riscos inherentes a elas. Dentro destes, destácase a posibilidade de rotura da presa no caso de centrais que contén cun encoro. Hai que ter en conta que as presas (a obra civil) tamén ten unha vida finita e o envellecemento dos materiais é un factor a que debe ser valorado especialmente no ámbito da seguridade<sup>744</sup>.

Estes riscos na explotación do recurso non son un suposto que lle sexa alleo á historia hidroeléctrica española, posto que en 1959 produciuse unha rotura dunha presa que provocou a morte de 144 persoas en Ribadelago. Outro exemplo disto produciuse en 1982 cando rompeu a presa de Tous e provocou 8 falecidos. A raíz da primeira das roturas de presa creouse a Comisión de Normas para Grandes Presas, que elaborou en 1960 as Normas transitorias para grandes Presas e que, tal e como indica a exposición de motivos do Real decreto 264/2021, no ano 1962 se transformaron

---

<sup>743</sup> Estes estudos atópanse publicados pola propia Confederación Hidrográfica, en: <https://www.chminosil.es/es/chms/informacion-de-interes/aprovechamientos-hidroelectricos-reversion> [consulta 6 de xuño de 2022].

<sup>744</sup> MORAN, E. F., LOPEZ, M. C., MOORE, N., MÜLLER, N. e HYNDMAN, D. W., «Sustainable hydropower in the 21st century», *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 115, n.º 47, 2018, p. 11893.

na Instrución para o proxecto, construción e explotación de grandes presas, que sería finalmente aprobada pola Orde do Ministerio de Obras Públicas do 31 de marzo de 1967. Mentres, despois da rotura da presa de Tous púxose en marcha un programa de seguridade e explotación das presas do Estado<sup>745</sup>.

Con carácter posterior, aprobouse a Orde do Ministerio de Obras Públicas, Transportes e Medio Ambiente do 12 de marzo de 1996, a través da cal se publicou o Regulamento técnico sobre seguridade de presas e encoros. Esta norma foi derogada polo actual Real decreto 264/2021, do 13 de abril, polo que se aproban as normas técnicas de seguridade para as presas e os seus encoros. Esta normativa complementábase no ámbito de protección civil pola Lei 2/1985, do 21 de xaneiro, de protección civil (e máis a normativa que a desenvolve). Ademais destas normas, tamén existen recomendacións en guías tales como a *Guía técnica para a elaboración dos plans de emerxencia* ou a *Guía para a implantación do plan de emerxencia da presa*.

Do mesmo xeito, a normativa de augas tamén fai referencia á seguridade das presas. Así, o artigo 123 *bis* do TRLA impón a obriga ao Goberno de regular mediante real decreto «establecendo as obrigas e responsabilidades dos seus titulares, os procedementos de control da seguridade, e as funcións que corresponden á Administración pública». Pola súa parte, no RDPH todo o título VII da norma, introducido a través do Real decreto 9/2008, regula con detalle a seguridade nas presas.

Se atendemos á norma máis recente, da exposición de motivos do Real decreto 264/2021 despréndese que o lexislador é consciente da situación actual do sector, posto que expresa que «se ven producindo na actualidade a terminación dos prazos das concesións establecidos a partir de 1921 e con eles a extinción do dereito ao aproveitamento, principalmente no sector hidroeléctrico, por parte dos seus titulares. É necesario recordar que estes aproveitamentos soen estar ligados a unha presa e ao seu encoro

---

<sup>745</sup> RUBÍN DE CÉLIX CABALLERO, M. «Seguridade de presas: Pasado, presente y futuro», *Revista del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos*, vol. 62, 2003, pp. 13-14.

polo que é preciso prestar atención á seguridade desas infraestruturas». Así pois, este é un aspecto relevante para a continuación da explotación das centrais hidroeléctricas ligadas a unha presa. Ao respecto hai que advertir que as esixencias normativas de seguridade son superiores a cando sucederon os accidentes de Ribadelago e de Tous, pero tamén é un feito que o tempo segue a pasar polas infraestruturas hidroeléctricas, co lóxico desgaste que iso implica<sup>746</sup>.

Isto teno en conta o propio Real decreto 264/2021, que no seu artigo 9.2 expresa que «co fin de garantir que a reversión gratuíta e libre de cargas das instalacións ao Estado<sup>747</sup> se produce en condicións de seguridade óptimas, estarán obrigados a presentar ante a administración competente en materia de seguridade de presas e encoros, un ano antes da data en que se vaia producir a extinción do seu dereito, a documentación acreditativa da realización da revisión xeral de seguridade de presa e encoro prevista nos apartados 27, 29, 30, 31, 32 e 33 da «Norma Técnica de Seguridade para a explotación, revisións de seguridade e posta en fóra de servizo das presas e os seus encoros»». Coa mesma finalidade, o punto terceiro deste precepto noveno engade que «a administración competente en materia de seguridade de presas e encoros tendo en conta a documentación achegada, imporá ao titular as condicións e esixencias que foran precisas en orde a garantir que se cumpran as esixencias de seguridade da presa e encoro no momento de extinguirse a concesión».

Por tanto, a través destes preceptos debese garantir a seguridade dos aproveitamentos hidroeléctricos que contén con

---

<sup>746</sup> Existen estudos noutros países en relación a como a obsolescencia afecta ás presas. Ao respecto, pódese citar: NAGEL, A. C. e PTAK, T., «Approaching obsolescence? A multi-criteria analysis of high-risk dams in the United States Pacific Northwest», *International Journal of Water Resources Development*, vol. 38, n.º 2, 2022, pp. 217-241

<sup>747</sup> Chama a atención que a norma volva indicar que a reversión se produce ao Estado cando, como se viu noutros capítulos, a Sentenza do Tribunal Constitucional 227/1988, do 29 de novembro e, posteriormente, a Lei 46/1999 aclararon que a reversión se produce á «administración competente», que non necesariamente é o Estado.



presas que vaian revertendo á Administración. Así pois, aínda que o risco sempre vai existir, obsérvase como a normativa actual busca minoralo dentro do posible.

## **5.2.2. Argumentos a favor**

### **5.2.2.1. Producción de electricidade renovable**

Indicábase noutros capítulos que a enerxía hidroeléctrica supón unha parte relevante do *mix* de xeración do país. Na data da redacción destas liñas (abril de 2023) en España existe unha potencia instalada de 119 716 MW, dos cales 17 097 MW son de hidroeléctrica ordinaria e 3331 MW de centrais de bombeo<sup>748</sup>. É dicir, algo máis do 17 % da potencia instalada do país é hidroeléctrica (incluíndo o bombeo). Se se decidise non continuar co aproveitamento deste recurso, existiría un problema importante, debido que tampouco pode ser plenamente substituído por outras enerxías renovables, xa que as máis relevantes destas en canto á xeración, que son con diferenza a eólica e a solar, presentan importantes problemas de dispoñibilidade do recurso que utilizan, polo que non poden producir de forma continua posto que os recursos usados (sol e vento) non se atopan sempre dispoñibles.

Dado que o sistema de xeración eléctrica necesita esa dispoñibilidade, a alternativa máis viable á enerxía hidroeléctrica serían os ciclos combinados e a coxeración. Tamén poderían desempeñar esa función outros combustibles fósiles, pero presentan problemas máis graves de contaminación. Neste contexto cabería pensar que a enerxía nuclear tamén sería unha alternativa, pero, ademais doutro tipo de cuestións relativas ao posible perigo do recurso, esta enerxía non resulta flexible para atender aos picos de demanda, polo que presentaría outros problemas como substitutivo.

No tocante aos ciclos combinados e coxeración, que se sinalaban como o posible mellor substitutivo do recurso, aínda que desde un punto de vista técnico si o poderían ser, presentan outros condicionantes relevantes. Ao respecto resulta necesario indicar que o custo e posibilidade de produción destas tecnoloxías depende

---

<sup>748</sup> Estes datos pódense atopar en aberto na páxina da Rede Eléctrica de España: [www.ree.es](http://www.ree.es) [consulta 14 de abril de 2022].

do gas natural. Ao tempo de escribir estas liñas (abril de 2023), o lado da oferta no mercado deste recurso está vivindo unha forte tensión por mor, sobre todo, de cuestións xeopolíticas derivadas dos conflitos de Rusia con Ucraína e, en menor medida, das tensións de España con Alxeria.

Por tanto, obsérvase que o gas natural, en primeiro lugar, ten importantes problemas de acceso pola dependencia de países con que non existe unha boa relación diplomática. Ademais, debido a esas tensións xeopolíticas non só existe o risco de non poder acceder ao recurso, senón que tamén provoca o seu encarecemento e, consecuentemente, como se leva observando desde o verán de 2021, o encarecemento da electricidade. A isto débese sumar que o gas natural é un combustible fósil –e, xa que logo, un recurso limitado– e o seu uso, se non resulta tan contaminante como outros combustibles fósiles, ten tamén unha pegada de carbono relevante. Mentres, malia que existen casos de centrais hidroeléctricas con significativas emisións de gases de efecto invernadoiro pola descomposición de vexetais, estes son casos illados e na maioría das centrais as emisións deses gases son moi pouco relevantes se se comparan con centrais que utilicen combustibles fósiles. Ademais, a longo prazo as emisións que poden producir as centrais hidroeléctricas, ao derivarse en boa parte da descomposición da vexetación que quedou mergullada debido á construción do encoro, tende a reducirse<sup>749</sup>.

Así pois, a enerxía hidroeléctrica preséntase como unha fonte renovable que se encargada dunha parte importante da xeración eléctrica do país. Mentres, as posibilidades de substituíla tamén presentan problemas e converterían nunha decisión pouco prudente a relativa ao abandono do recurso.

#### **5.2.2.2. Flexibilidade e estabilidade na produción**

O carácter renovable da enerxía hidroeléctrica e a importante potencia instalada que existe en España non son as únicas vantaxes do recurso. Este tamén presenta gran flexibilidade

---

<sup>749</sup> BILGILI, F., LORENTE, D. B., KUŞKAYA, S., ÜNLÜ, F., GENÇOĞLU, P. e ROSHA, P., «The role of hydropower energy in the level of CO2 emissions: An application of continuous wavelet transform», *Renewable Energy*, vol. 178, 2021, p. 291.

na súa produción, entendendo como tal os medios capaces de equilibrar a oferta e a demanda de electricidade, posto que resulta sinxelo e rápido aumentar ou diminuír a súa produción en función da demanda existente. Así pois, para engadir unha central hidroeléctrica á rede non se necesita dun proceso longo (pódese facer en apenas uns minutos) nin implica un consumo enerxético relevante. O mesmo sucede no caso de paradas na produción destas centrais. Isto contribúe á súa vez a integrar no sistema a outras fontes de enerxías renovables, como a eólica e a solar, que non contan con tal flexibilidade<sup>750</sup>. Ademais, en diversos estudos, de cara á redución dos gases de efecto invernadoiro, apóstase pola combinación entre solar ou eólica con hidroeléctrica, en que esta última sería necesaria xa non só polo seu carácter renovable, senón pola súa fácil adaptabilidade na produción<sup>751</sup>.

No mesmo sentido, a Axencia Internacional de Enerxías Renovables (Irena, polo seu acrónimo en inglés) indica que a enerxía hidroeléctrica, xunto con xeradores térmicos – esencialmente xeración que provén de combustibles fósiles–, permite equilibrar as fluctuacións da demanda e proporcionar reservas operativas. Dentro da hidroeléctrica, destacan especialmente neste papel as centrais por bombeo, pola súa importante capacidade de almacenamento<sup>752</sup>. Á mesma conclusión chegou un informe financiado con fondos europeos do Programa de investigación e innovación Horizonte 2020, sinalando que a enerxía hidroeléctrica, especialmente a de bombeo, presenta unhas moi amplas vantaxes para poder afrontar os desafíos de flexibilidade

---

<sup>750</sup> BETTI, A., CRISOSTOMI, E., PAOLINELLI, G., PIAZZI, A., RUFFINI, F. e TUCCI, M., «Condition monitoring and early diagnostics methodologies for hydropower plants», *preprint arXiv:1911.06242*, 2019, p. 1.

<sup>751</sup> Un exemplo disto pódese atopar en: SOLARIN, S. A., BELLO, M. O. e BEKUN, F. V., «Sustainable electricity generation: the possibility of substituting fossil fuels for hydropower and solar energy in Italy», *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, vol. 28, n.º 5, 2021, pp. 429-439.

<sup>752</sup> IRENA, «Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers», International Renewable Energy Agency, Abu Dabi, 2018.

que se requiren debido ao aumento na utilización de fontes renovables<sup>753</sup>.

Por outra banda, a diferenza destas outras enerxías renovables, a hidroeléctrica conta cunha produción estable, en especial no caso das centrais en que existen un encoro. Esta estabilidade derívase de que é posible producir hidroelectricidade tanto de día como de noite e con independencia das condicións atmosféricas, o que non sucede nos casos da enerxía solar e eólica, atopándose as súas limitación só en épocas de secas prolongadas no tempo ou de moi fortes precipitacións que fagan pouco prudente o uso do recurso ou limiten a cantidade que se poida empregar.

Tales características implican que esta enerxía resulte chave para o sistema eléctrico, xa que, tendo en conta que o almacenamento masivo de electricidade está moi pouco desenvolvido, para atender as necesidades que xorden polo lado da demanda, a produción debe ser realizada tamén no momento. Por tanto, a importancia do sector hidroeléctrico non radica tanto na capacidade de produción total –que tamén é relevante– se non en que é capaz de producir esa enerxía eléctrica no momento exacto en que o sistema a necesita. Como se indicaba, esta característica é compartida en especial con sistemas térmicos, entre os cales son os máis relevantes os que proceden de combustibles fósiles, que presentan importantes problemas canto aos seus efectos ambientais, á dispoñibilidade da materia prima –España non conta cunha produción propia relevante de combustibles fósiles que se poidan utilizar para a produción de electricidade– e, en vista da situación xeopolítica actual, tamén existen importantes problemas en relación co seu encarecemento.

### **5.2.2.3. Recurso non dependente de terceiros países**

Tendo en conta que a sociedade actual está cada vez máis electrificada a seguridade do fornecemento é un aspecto chave, xa que os problemas nel presentan uns elevados custos económicos e

---

<sup>753</sup> SIEMONSMEIER, M., BAUMANN, P., VAN BRACHT, N., SCHÖNEFELD, M., SCHÖNBAUER, A., MOSER, A., DAHLHAUG, O. e HEIDENREICH, S., «Hydropower Providing Flexibility for a Renewable Energy System: Three European Energy Scenarios», informe de HydroFlex, Trondheim, 2018, p. 65.

sociais. Para esta seguridade, un aspecto fundamental é o minimizar no posible a dependencia a terceiros estados, en especial a países afastados política e diplomaticamente.

Ante isto, a enerxía hidroeléctrica resalta como un medio de produción de electricidade que o país produce cos seus recursos propios (a auga dos ríos), polo que non depende doutros eventuais socios comerciais de terceiros países. Ademais, no caso de España dáse a peculiaridade de que a gran maioría de ríos españoles nacen no territorio nacional sen que exista a posibilidade de que un terceiro estado augas arriba puidese condicionar a seu aproveitamento<sup>754</sup>.

Isto resulta especialmente relevante posto que España, segundo CARBAJO JOSA<sup>755</sup>, importa un 80 % das súas necesidades de enerxía primaria, cando a media europea se atopa arredor do 55 %. Tal dato está directamente relacionado coa ausencia de produción relevante de combustibles fósiles no país.

A importancia xeopolítica dos recursos enerxéticos volveuse a pór de manifesto de xeito dramático a raíz do conflito de Ucraína. Este está tendo derivacións nos mercados enerxéticos de todo o mundo xa que Rusia é un dos grandes produtores de gas natural e de petróleo. De feito, até o conflito era o principal subministrador destes recursos en boa parte de Europa e continúa a selo nalgúns casos a pesar de que se estean tratando de romper relacións comerciais. O encarecemento destes recursos, derivado en boa parte por tratar de prescindir de Rusia como produtor, implicou consecuentemente o incremento dos prezos no mercado primario de electricidade.

Outro exemplo recente atópase no caso español. No noso país, como se comentou, os combustibles fósiles proceden de terceiros estados. Un dos máis importantes socios comerciais no ámbito do gas é Alxeria. En cambio, na actualidade existen fortes tensións diplomáticas con este país debido á crise do Sáhara orixinada a raíz do cambio de postura española sucedida na primeira

---

<sup>754</sup> Esta práctica resulta contraria ao dereito internacional, pero houbo casos en que sucedeu. O exemplo recente máis coñecido é o de Ucraína e Crimea.

<sup>755</sup> CARBAJO JOSA, A., «La seguridad de los sistemas eléctricos europeos», *Energía y Geoestrategia 2020*, Ministerio de Defensa, 2020, p. 189.

metade do ano 2022. Así, España pasou a aceptar as pretensións de Marrocos en contra do defendido por Alxeria, aliñada con posturas contrarias. Por iso, non sería descartable un contexto en que o país africano reducise ou cesase as súas exportacións de gas natural a España.

Por estes motivos, as fontes enerxéticas nacionais como o é a hidroeléctrica ou as enerxías renovables, entre as cales salientan a solar e a eólica, teñen un importante valor, posto que poden evitar complicadas negociacións e cesións políticas a países que, en moitos casos, teñen uns réximes políticos afastados do existente en España.

#### **5.2.2.4. Custos de funcionamento baixos**

Os aproveitamentos hidroeléctricos caracterízanse por uns altos custos de instalación, pero unha vez feito o investimento inicial os custos de explotación son moi baixos. Só no caso das centrais de bombeo resultan relevantes, xa que nestas centrais consómese electricidade para volver subir a auga á primeira presa tras a produción<sup>756</sup>, polo que resulta que globalmente consomen máis electricidade da que producen<sup>757</sup>.

Estes baixos custos de funcionamento son recoñecidos polos propios operadores económicos. Por exemplo, a compañía Enel Green Power sinala isto:

*Aínda que o investimento inicial para a construción dunha central é esixente e custoso, en xeral a enerxía da auga é a menos cara en termos absolutos a mediano e longo prazo. Unha vez realizadas as presas, construídas as instalacións e instaladas as turbinas, o mantemento que se necesita é mínimo con respecto ao investimento inicial. E aínda que a dixitalización determina un gasto adicional, o prezo da innovación compénsase coas*

---

<sup>756</sup> ENERGÍA Y SOCIEDAD, *Manual de la energía. Electricidad, op. cit.*, pp. 48-49.

<sup>757</sup> A pesar diso, a súa existencia ten sentido, posto que consomen enerxía aproveitando os momentos en que a demanda é moi baixa, mentres que a producen nos momentos en que esta é alta ou se deben cubrir déficits de oferta.

*melloras na eficiencia e coas novas vantaxes que se obteñen ao reducir os desperdicios*<sup>758</sup>.

Mentres, Iberdrola indica:

*Aínda que o investimento necesario para a posta en marcha dunha central hidroeléctrica é alta –o seu desenvolvemento implica a construción de pantanos, presas, canles etc. –, os custos de explotación son baixos*<sup>759</sup>.

Pola súa banda, Endesa afirma:

*Unha vez amortizados os custos de construción das centrais, a electricidade producida a partir de enerxía hidráulica ten un custo moi económico*<sup>760</sup>.

Neste punto débese ter en conta que se está a tratar de aproveitamentos que reverteron á Administración tras a finalización da súa concesión. Por tanto, os investimentos custosos, que son as obras iniciais, xa se atopan amortizadas. Así pois, os novos investimentos que se poidan facer, como poden ser os tendentes á dixitalización do aproveitamento, non significan grandes custos e, como admitía Enel Green Power, compénsase coa mellora na eficiencia da presa. Pese a todo, esta premisa non sempre se cumpre, xa que en aproveitamentos minihidráulicos os custos de mantemento, unidos a programas medioambientais e de control de calidade das augas poden resultar máis elevados en comparación co investimento inicial necesario<sup>761</sup>. Aínda así, con carácter xeral

---

<sup>758</sup> Isto pódese atopar en liña na páxina web da propia compañía, en: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/ventajas> [consulta 17 de xuño de 2022].

<sup>759</sup> Novamente, esta información é extraída da páxina web da compañía: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-hidroelectrica> [consulta 17 de xuño de 2022].

<sup>760</sup> Esta información tamén se atopa na páxina web da empresa. Neste caso, no enderezo: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/sostenibilidad/energia-hidraulica> [consulta 17 de xuño de 2022].

<sup>761</sup> Un exemplo disto pódese atopar nos citados estudos sobre a viabilidade na continuidade da explotación das centrais de Enviande, Vilasouto, Castadón-Hervedoiro, A Bomba, Castro Caldelas, Corbera, San Juan de Boeza e El Pelgo realizados por solicitude da Confederación Hidrográfica do Miño-Sil, xa que todas son pequenas centrais.

estamos ante explotacións que na maior parte dos casos presentan uns custos baixos para poder continuar coa súa explotación<sup>762</sup>.

#### **5.2.2.5. As presas son compatibles con outras utilidades**

O último argumento a favor da hidroeléctrica que se tende a usar é a posibilidade de compatibilizar este aproveitamento con outros usos. Ao respecto, hai que recordar que o artigo 60.3 do TRLA establece que os usos hidroeléctricos se atopan en terceiro lugar, logo do fornecemento a poboacións e os usos agrarios e de regas. En cambio, os usos hidroeléctricos poden ser compatibles con estes primeiros. Ao respecto, a memoria do Plan sectorial hidroeléctrico das bacías hidrográficas de Galicia-Costa admite esa compatibilidade, e indica que en ocasións as centrais pódense situar nunha presa construída para outros usos, aproveitando o desnivel creado pola propia presa e utilizando os caudais excedentes. De feito, este mesmo documento reconece no seu punto «3.3.3. Servizos» do apartado «III. Estudo de incidencia territorial» que «Convén resaltar que existen experiencias onde a instalación de minicentrais provocou a mellora de abastecementos de auga municipais ou construción de equipamentos, sendo normal o uso no verán dos pequenos encoros para tomar auga vehículos terrestres e incluso medios aéreos para combater os incendios forestais».

Xa que logo, o emprego de recursos hídricos para a xeración hidroeléctrica, dado que non esgota tales recursos, pódese compatibilizar con outros usos, xa sexan estes máis prioritarios, como os comentados, ou teñan unha prioridade menor no TRLA. Ademais, no caso de centrais que utilicen un encoro (a pé de presa ou de bombeo) este incluso pode favorecer outras actividades. Estas, ademais das descritas na memoria do Plan sectorial hidroeléctrico das bacías hidrográficas de Galicia-Costa, poden ser outras de tal relevancia como o control de inundacións. Isto, en determinadas zonas da xeografía española é algo moi relevante, posto que é relativamente frecuente que se produzan fenómenos tales como chuvias moi intensas, que deriven en fortes incrementos

---

<sup>762</sup> Cuestión distinta sería no caso da caducidade da concesión por non proceder á construción da presa. En cambio, estes son supostos residuais, polo que non se consideran na análise.



repentinos do caudal dos ríos. Ademais, no ámbito de produción de electricidade, a disposición final sexta do Real decreto lei 6/2022, do 29 de marzo, polo que se adoptan medidas urxentes no marco do Plan nacional de resposta ás consecuencias económicas e sociais da guerra en Ucraína, introduciu un novo artigo 77 *bis* no TRLA polo que se posibilita a instalación de plantas fotovoltaicas flotantes nos encoros.

### **5.2.3. Conclusión: continuación, pero non sempre**

Á vista dos argumentos existentes a favor e en contra dos aproveitamentos hidroeléctricos, unha vez rematen as concesións hidroeléctricas non semella prudente abandonar a explotación deste recurso. Pese a isto, esta continuación na utilización das centrais hidroeléctricas existentes non é incondicional, senón que cada caso debe ser analizado por separado.

Así, en primeiro lugar, débese estudar se a continuación do proxecto é viable desde o punto de vista ambiental, adaptándose aos novos requirimentos normativos que procedan, incluída a compatibilidade coa planificación hidrolóxica. Por outro lado, tamén se debe estudar a existencia de contestación social contra o aproveitamento. Pese a todo, con este último aspecto cómpre cautela, debido a que esta contestación pode ser contra o aproveitamento en si, pero tamén contra o modo en que se explota, a través, na maioría de casos, dun concesionario que en moitas ocasións resulta ser unha grande empresa totalmente allea á contorna próxima á central e sen que a maior parte dos beneficios que xera repercutan nesa contorna.

Ademais disto, débese valorar a viabilidade económica do aproveitamento. Na maioría de casos, e tendo en conta a subida de prezos vivida no mercado eléctrico –aínda que a medio prazo tales prezos non semellan sostibles– estaremos ante proxectos economicamente viables a pesar da posible existencia de medidas como as indicadas que se introduciron co Real decreto lei 17/2021, do 14 de setembro, de medidas urxentes para mitigar o impacto da escalada de prezos do gas natural nos mercados retalistas de gas e electricidade. En cambio, nos sucesivos aproveitamentos tras a reversión débense ter en conta as novas esixencias normativas que

poden supoñer un maior custo. Entre estas destacan as de carácter ambiental, como poden ser aquelas orientadas á franqueabilidade da presa por parte da fauna acuática ou a incorporación de equipos tendentes a que esta fauna non alcance as turbinas.

Outro aspecto relevante que se debería valorar globalmente se se introduce algunha política común sobre a xestión do recurso (sexa no ámbito estatal, autonómico ou de demarcación) é a existencia de substitutivos para os aproveitamentos hidroeléctricos. Como se indicou, a importancia da enerxía hidroeléctrica non radica tanto na cantidade de electricidade que se produce a través dela, senón na flexibilidade que lle outorga ao sistema para equilibrar a oferta e a demanda e na estabilidade da súa produción. Por iso, o resto de enerxías renovables relevantes (solar e eólica) non son un bo substitutivo para a enerxía hidroeléctrica, posto que non contan con suficiente estabilidade na produción, mentres que outras enerxías como a nuclear non presentan a suficiente flexibilidade, aínda que as novas centrais están mellorando ao respecto. Por tanto, o substitutivo lóxico para a hidroeléctrica, en caso de abandonarse, serían as enerxías fósiles e, especialmente, o gas natural. Como se explicou, esa fonte presente diversos problemas ambientais, económicos e xeopolíticos. Xa que logo, a ausencia dos recursos hidroeléctricos non podería ser facilmente substituíble.

Por iso, conclúese que semella pouco prudente o abandono da enerxía hidroeléctrica despois de finalizar as concesións. Porén, como se apuntaba, débese analizar igualmente cada explotación de xeito individualizado posto que existen algunhas en que os efectos negativos son moito máis elevados que os efectos positivos.

Partindo da premisa da continuidade dos aproveitamentos hidroeléctricos, analizaremos a continuación as vantaxes e os inconvenientes dunha explotación do recurso enteiramente realizada por operadores privados, por operadores públicos ou de xeito mixto. Ademais, tamén se indicarán os cambios normativos que serían precisos para levar a cabo melloras no sistema actual, así como modelos alternativos a este.

## **5.3. Explotación privada**

### **5.3.1. Razóns para a explotación privada do recurso**

#### **5.3.1.1. A xustificación da liberalización e privatización do sector**

Noutros capítulos desta tese indicouse que a través da LSE de 1997 se liberalizou o sector, especialmente no ámbito de xeración que aquí nos ocupa, e na propia década dos noventa procedeuse tamén á súa privatización. Con carácter previo a esta norma, en 1994 aprobouse a LOSEN, que pretendía, segundo a súa exposición de motivos, a «introdución de elementos de concorrencia e competitividade na implantación de novas instalacións eléctricas» e prevía a «esixencia de separación xurídica das actividades de xeración das do resto». Así e todo, a raíz da normativa europea, dentro da cal salienta a Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeo e do Consello, do 19 de decembro de 1996, sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade, observouse a necesidade dunha maior reforma do sector. Pese a que nas datas en que foi promulgada a Directiva xa comezara o proceso de privatización do sector –no cal destacou o caso de Endesa–, a norma non o esixía, aínda que si unha liberalización que abrise tal sector ao mercado. De feito, esta directiva no seu artigo 19 dispuña que «Os estados membros adoptarán as medidas necesarias para garantir unha apertura dos seus mercados de electricidade».

A liberalización levada a cabo LSE de 1997 en resposta ao mandato europeo xustificouse na súa exposición de motivos indicando que buscaba «o triplo e tradicional obxectivo de garantir o fornecemento eléctrico, garantir a calidade de tal fornecemento e garantir que se realice ao menor custo posible, todo iso sen esquecer a protección do medio ambiente, aspecto que adquire especial relevancia dadas as características deste sector económico. En cambio, a diferenza de regulacións anteriores, esta lei aséntase no convencemento de que garantir o fornecemento eléctrico, a súa calidade e o seu custo non require de máis intervención estatal que a que a propia regulación específica supón. Non se considera necesario que o Estado se reserve para si o exercicio de ningunha das actividades que integran o fornecemento eléctrico. Así,

abandónase a noción de servizo público, tradicional no noso ordenamento pese á súa progresiva perda de transcendencia na práctica, substituíndoa pola expresa garantía do fornecemento a todos os consumidores demandantes do servizo dentro do territorio nacional. [...] Na xeración de enerxía eléctrica, recoñécese o dereito á libre instalación e organízase o seu funcionamento baixo o principio de libre concorrencia».

Isto pon de manifesto o cambio na idea de como se debía configurar a actividade do Estado no sector. Deste xeito, pásase dun Estado prestador de servizos a un Estado regulador ou garante. Así, en palabras de ARIÑO ORTIZ e DE LA CUÉTARA<sup>763</sup>, a teoría do servizo público pásase a formular dun xeito compatible co mercado, xa que ese servizo público deixa de ser titularidade estatal exclusiva e excluínse, e o papel do Estado pasa a ser o de impor diversas cargas desde o punto de vista da regulación e especialmente orientadas a garantir o «servizo universal», isto é, un conxunto de prestacións mínimas que se lle debe ofrecer á cidadanía a un prezo razoable. Este novo rol do Estado defíneo ESTEVE PARDO<sup>764</sup> como unha regulación en competencia «que trata de recrear o mercado alí onde non existe e de recompor no seu caso a posición dos operadores para que poidan competir entre eles de maneira efectiva».

Así pois, tal liberalización produciuse á par dunha privatización do sector, que tamén se levou a cabo en datas semellantes a través de, por exemplo, diversas vendas de Endesa. Este cambio de paradigma, como apuntaba a exposición de motivos da LSE de 1997, baseouse en que para garantir o fornecemento eléctrico, a súa calidade e facelo ao menor custo non se precisaba da intervención estatal directa. De feito, foi no ámbito dos custos onde se fixaron os principais argumentos a favor da privatización, posto que se considerou que a empresa privada resultaba máis

---

<sup>763</sup> ARIÑO ORTIZ, G. e DE LA CUÉTARA, J. M., «Algunas ideas básicas sobre regulación de sectores estratégicos», *Cuadernos de Derecho Público*, n.º 9, 2000, pp. 17-23.

<sup>764</sup> ESTEVE PARDO, J., «Perspectiva e impacto de la crisis desde la nueva correlación entre Estado y sociedad», *Documentación Administrativa*, n.º 1, 2014, pp. 10-13

eficiente no tráfico xurídico mercantil. Deste xeito, en abril de 1997, pouco antes da LSE de 1997, o por aquelas presidente do SEPI, Pedro Ferreras, afirmaba que «o Estado non debe ser empresario, xa que ten outras funcións que facer, [...] [nin] dedicarse á xestión estritamente mercantil, [en] que se demostrou pouco competente, pouco eficiente»<sup>765</sup>.

Aínda que a liberalización e privatización do sector eléctrico produciuse con dous gobernos de distinto signo político que estiveron no poder durante a segunda metade da década dos oitenta e en toda a década dos noventa, este tipo de consideracións sobre a mellor operativa da empresa privada sobre a pública acentuouse especialmente na última etapa de privatizacións baixo o goberno do Partido Popular, que comezou no ano 1996.

Esta conclusión extráese ao analizar as declaracións dos gobernantes da época e as afirmacións que as normas conteñen. Así, por exemplo, Josep Piqué, o Ministro de Industria e Enerxía entre os anos 1996 e 2000, afirmaba que «as privatizacións non se fan para obter caixa, non teñen motivos de recadación, senón que se basean na busca da eficiencia e da mellora da competitividade do conxunto da nosa economía»<sup>766</sup>. De xeito similar, nas Bases do programa de modernización do sector público empresarial do Estado, aprobado mediante o Acordo do Consello de Ministros do 28 de xuño de 1996, fixébase que o obxectivo deste acordo era a reforma e modernización xeral do sector público, o fortalecemento da economía de mercado, o aumento da eficiencia e da competitividade global da economía, a liberalización e a creación de emprego<sup>767</sup>. Estes argumentos resultaban especialmente atractivos para a clase política, xa que con eles combinaban a promesa de contribuír a dinamizar a economía do país e, ademais, no caso do sector eléctrico tamén se engadía que isto implicaría

---

<sup>765</sup> *Diario de Sesións do Congreso*, Comisión de Industria, Enerxía e Turismo, n.º 184 (VI Lexislatura), 9 de abril de 1997, pp. 5122-5123.

<sup>766</sup> *Diario de Sesións do Congreso*, Comisión de Industria, Enerxía e Turismo, n.º 20 (VI Lexislatura), 5 de xuño de 1996, p. 179.

<sup>767</sup> GONZÁLEZ-VARAS IBÁÑEZ, S., «El concepto y las formas de privatización», *Revista española de control Externo*, vol. 3, n.º 7, 2001, pp. 4-5.

rebaixas importantes do prezo dun ben básico como é a electricidade<sup>768</sup>.

A pesar de tales afirmacións, o certo é que desde a doutrina si se apuntou a estes motivos de recadación como os principais argumentos da privatización. De feito, considerouse que unha das razóns máis importantes da privatización tanto do sector eléctrico como doutros sectores foron as presións fiscais existentes para cumprir en Europa cos requisitos da terceira fase da Unión Económica e Monetaria. Isto despréndese de que os ingresos procedentes das privatizacións se dedicaron en boa parte á redución do déficit público<sup>769</sup>.

No mesmo sentido, nas Bases do Programa de Modernización do Sector Público Empresarial do Estado recoñeciase esta situación e afirmábase que «igualmente, tanto directamente a través do incremento de ingresos que o Tesouro experimentará como consecuencia das vendas planificadas, como indirectamente mediante a mellora dos programas de ingresos e gastos públicos que a nova estrutura do Sector Público estatal comportará, contribúese, a través do proceso de privatizacións, a reducir os desequilibrios fiscais, débeda pública e déficit público, que nestes momentos separan a España dos criterios de política económica da Unión Europea».

Pese a isto, existe doutrina<sup>770</sup> que sostén que a privatización non foi unha política da UE, senón que se tratou dunha consecuencia non intencionada do seu proceso de integración. Isto xustifícase sobre a base de que as esixencias europeas radicaban na liberalización e desregulación de diversos sectores, pero non na súa privatización, que foi usada como un instrumento acelerador do procedemento de liberalización.

---

<sup>768</sup> NUÑEZ FERNÁNDEZ, A., «Regulación vs Liberalización: Evaluación de la Transición a la Competencia en el Sector Eléctrico. Aplicación práctica al caso español», tese de doutoramento, PÉREZ ARRIAGA, I. (dir.), Universidade Pontificia Comillas de Madrid, Madrid, 2010, pp. 7-8.

<sup>769</sup> BEL, G. e COSTAS, A., «La privatización y sus motivaciones en España: de instrumento a política», *op. cit.*, pp. 105-132.

<sup>770</sup> CLIFTON, J., COMÍN COMÍN, F. e DÍAZ FUENTES, D. «La privatización de empresas públicas en la UE: ¿ la vía británica o la senda europea?», *Revista de Economía Mundial*, n.º 15, 2006, pp. 148-149.

Ademais, no sector eléctrico tamén se argumentou a liberalización e privatización en cuestións tales como a sobre capacidade de xeración, que era algo xeral na maioría de países de Europa, a existencia de custos excesivos debidos a investimentos pasados en xeración (por exemplo, no caso español existiu certa polémica cos investimentos en centrais nucleares) ou a aparición da tecnoloxía do ciclo combinado de gas, que presentaba claras vantaxes de custo fronte ás tecnoloxías tradicionais e que contribuían a unha percepción de que o prezo final da electricidade era elevado<sup>771</sup>. Por iso, un dos razoamentos para xustificar as privatizacións dos anos noventa, incluídas as do sector eléctrico, foi o de reducir os custos derivados de empresas públicas, algunhas delas deficitarias e inviables a longo prazo por cuestións tales como a obsolescencia tecnolóxica e a excesiva dimensión laboral.

En cambio, débese sinalar que boa parte deses estudos procedían da contorna das propias compañías eléctricas<sup>772</sup> ou das esferas políticas que apoiaban esa postura<sup>773</sup>. Ademais, no sector eléctrico non se aprecia especialmente a existencia de compañías públicas deficitarias. Neste sector a principal empresa pública era Endesa. De feito, pouco antes da súa privatización, esta compañía fixérase co control doutras importantes empresas do sector como eran Eléctrica de Viesgo, Fecsa ou Sevillana de Electricidad. Analizando as contas anuais da compañía obsérvase que non estamos ante unha empresa que resultase deficitaria. Ao contrario, estaba a obter anualmente beneficios, que tras a súa privatización continuou obtendo, como se aprecia na seguinte gráfica:

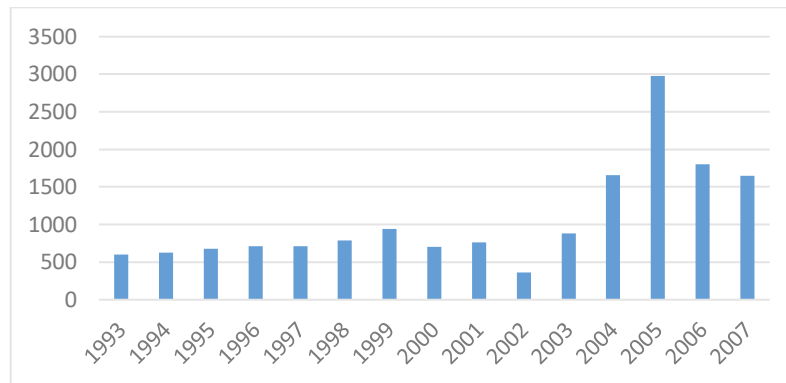
---

<sup>771</sup> NUÑEZ FERNÁNDEZ, A., «Regulación vs liberalización: evaluación de la transición a la competencia en el Sector Eléctrico. Aplicación práctica al caso español», *op. cit.*, p. 7.

<sup>772</sup> Por exemplo, varias das obras citadas ao respecto recoñecen que foron financiadas por entidades tales como Unesa ou algunha compañía eléctrica como Endesa

<sup>773</sup> Así, por exemplo, o profesor Gaspar Ariño Ortiz, un dos autores que máis escribiu sobre estas cuestións na época, foi deputado polo Partido Popular durante a IV lexislatura. Outro exemplo atópase en Juan Miguel de la Cúetara, que era socio do despacho do propio Gaspar Ariño.

Figura 37. Beneficios de Endesa en millóns de euros entre 1993 e 2007



Fonte: elaboración propia a partir das contas anuais de ENDESA<sup>774</sup>

Por tanto, neste caso non se pode argumentar a inviabilidade económica do sector. En cambio, si que existen estudos que argumentan a maior eficiencia deste. Ao respecto, segundo MUR SANGRÁ<sup>775</sup>, no caso de Endesa observouse como logo da privatización se incrementou o volume de vendas por empregado e a eficiencia das vendas, cun crecemento destas amplamente superior ás do resto da industria. En cambio, baixou levemente a rendibilidade da compañía e as variacións en investimentos en capital non presentaron variacións significativas. Ademais, segundo VERGÉS-JAIME<sup>776</sup>, a porcentaxe de marxe sobre as vendas tamén se viu reducida tras a privatización da compañía. En cambio, estes estudos deben ser sempre tomados con cautela posto que a

<sup>774</sup> Decidiuse comezar a gráfica no ano 1993 debido a que é o primeiro ano do que a CNMV ofrece datos, malia ser certo que en 1988 xa se realizara unha oferta pública de venda que reducira a participación pública da compañía ao 75,6 % (aínda amplamente maioritario). Posteriormente, en 1994 reduciuse esta participación ao 66,89 %. Foi privatizada nos anos 1997 e 1998.

Respecto da gráfica débese advertir que non serve para sacar demasiadas conclusións máis alá da total viabilidade da compañía, posto que neses anos o seu negocio evolucionou bastante, o que fai complicada a comparativa duns anos a outros se nos fixamos só nos beneficios.

<sup>775</sup> MUR SANGRÁ, M., «Privatización y eficiencia: el caso de Endesa», *VIII Encuentro de Economía Aplicada*, Murcia, 2005, p. 25.

<sup>776</sup> VERGÉS-JAIME, J., *Las privatizaciones de empresas públicas en España*, 5.<sup>a</sup> edición, Universidade Autónoma de Barcelona, Barcelona, 2013, p. 33, en liña, <https://ddd.uab.cat/record/130250> [consulta 26 de xullo 2022].



LSE de 1997 supuxo cambios moi relevantes na estrutura do sector eléctrico que complica as comparacións entre a situación anterior e posterior á finalización da privatización de Endesa.

Ademais, tal e como explican BEL e COSTAS<sup>777</sup>, resulta difícil soste que a privatización do sector eléctrico buscarse mellorar a súa eficiencia, posto que de ser ese o caso, antes de proceder con ela, debíase reestruturar a industria para facilitar a introdución da competencia. Ao non o facer deste xeito estes autores conclúen que se converteu un monopolio público nun monopolio privado –aínda que sería máis correcto falar dun oligopolio–, en lugar de introducir competencia no sector. De xeito similar, AGOSTI *et al.*<sup>778</sup> consideran que, debido a que os operadores do mercado de produción eléctrica tiñan a capacidade e os incentivos para fixar prezos, a liberalización non desembocou nun mercado competitivo que implicase por si mesmo un aumento da eficiencia.

De feito, un dos problemas que presentou a nova configuración do sector foi o do pequeno número de xeradores, e o gran peso que entre estes tiñan Endesa e Iberdrola. A pesar de que se cría que despois da liberalización do sector isto variaría –e de feito nunha pequena parte si o fixo–, estas empresas continuaron contando cun importante poder de mercado. A isto sumábaselle o escaso grao de conexión entre as redes eléctricas españolas e o do resto de Europa, o cal tampouco fomentaba os intercambios comerciais de enerxía, así como que, a pesar da separación xurídica que se impuña, continuaban existindo lazos entre as compañías de xeración e de distribución que dificultaban a plena apertura do sector ao mercado.

Ademais, o protocolo entre as empresas do sector e o Goberno de decembro de 1996, a través do cal se lle garantían a estas compañías por un período de 10 anos os custos derivados do cambio de paradigma do sector (custos de transición á

---

<sup>777</sup> BEL, G. e COSTAS, A., «La privatización y sus motivaciones en España: de instrumento a política», *op. cit.*, p. 124.

<sup>778</sup> AGOSTI, L., PADILLA, A. J. e REQUEJO, A., «El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados», *Economía industrial*, vol. 364, 2007, p. 31.

concorrenca), tampouco contribuíu a iso<sup>779</sup>. A pesar diso, diversos autores que defendían a liberalización<sup>780</sup> do sector sobre argumentos tales como esa suposta maior concorrencia que se ía a introducir tamén defenderon estes custos de transición á concorrencia que o que na realidade permitiron foi a obtención dunhas maiores ganancias por parte das grandes empresas do sector, así como unha barreira de entrada.

Por outra banda, tamén se observa como para a súa privatización se tratou de forma homoxénea a todo o sector de produción eléctrica. Isto tampouco semella apropiado xa que as distintas tecnoloxías presentan condicións de mercado dispares. De feito, no caso da produción hidroeléctrica, por propia natureza do recurso, é difícil que poida ser un sector en que exista unha competencia real, en tanto que as localizacións idóneas para situar as centrais son limitadas e unha vez obtido o título que habilita para a explotación (a concesión), este prolóngase de forma duradeira no tempo permitindo ao operador a súa explotación exclusiva.

Ademais, a súa importancia no *mix* de xeración tamén é distinta, posto que, como se explicou en anteriores apartados, a enerxía hidroeléctrica ten unha grande importancia no relativo á seguridade do sistema debido á súa estabilidade e flexibilidade. Esta análise diferenciada por fonte de xeración non existiu nas privatizacións levadas a cabo en España, a pesar de que si se observa noutros casos en dereito comparado. Así, por exemplo, no capítulo anterior detallábase como en Francia, no *projet Hercule* pensado para privatizar EDF, aínda que se abandonase, se prevía un tratamento distinto precisamente á enerxía hidroeléctrica, que quedaría nunha sociedade propia chamada «Azur» e non sería privatizada, debido a que se considerou que este recurso era

---

<sup>779</sup> CONSELLO ECONÓMICO E SOCIAL DE ESPAÑA, *Informe 04/2017. El sector eléctrico en España*, Consello Económico e Social, Departamento de Publicacións, 2017, p. 26. Este informe foi elaborado por iniciativa propia do Consello Económico e Social de España.

<sup>780</sup> Por exemplo, véxase: ARIÑO ORTIZ, G. e VELASCO, F., «Los costes de transición a la competencia: perspectiva jurídica», *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico*, 1ª edición, Civitas, Madrid, 1998, pp. 149-192.

fundamental para o equilibrio do sistema eléctrico francés e tamén moi sensible en termos de seguridade<sup>781</sup>.

Aos argumentos a favor da privatización tamén se uniron consideracións políticas tales como a procura da debilitación de determinados sectores como poderían ser os dos sindicatos ou as crecentes ideoloxías de corte neoliberal que, tras o caso británico de Margaret Thatcher, salientaban o valor do individualismo e a propiedade privada, tratando de reducir o peso das administracións públicas<sup>782</sup>.

En cambio, as principais razóns da privatización do sector eléctrico en España foron de carácter económico e financeiro, buscando reducir gastos públicos e obter importantes ingresos a través desas privatizacións. A pesar diso, a tales motivacións no ámbito político non se lle concedeu demasiada importancia, xustificando a privatización en argumentos relacionados coa presunta maior eficiencia do sector privado e coa necesidade de introducir criterios de concorrència no sector. Así, estes argumentos concluían que a presunta maior eficiencia do sector privado debería traer consigo uns menores custos e, por tanto, unha rebaixa dos prezos que os consumidores e usuarios finais debían asumir<sup>783</sup>, tal e como se recollía na exposición de motivos da LSE de 1997.

En resumidas contas, tal e como expresa LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO<sup>784</sup>, a liberalización e privatización do sector eléctrico xustificouse en razóns ideolóxicas, xurídicas e económicas. As primeiras consistían na maior confianza que existía no mercado libre e a súa asignación de recursos respecto da regulación. As razóns xurídicas derivaban da Directiva 96/92/CE e da súa esixencia de estruturar un mercado interior de electricidade. Por último, nas razóns económicas, esta autora só fala da busca

---

<sup>781</sup> DEBREGES, A. e PLIHON, D., «L'impasse de la libéralisation du marché de l'électricité et du projet Hercule», *op. cit.*, p. 8.

<sup>782</sup> CUERVO GARCÍA, Á., «La privatización de la empresa pública: la nueva desamortización», *Papeles de Economía Española*, n.º 27, 1986, p. 333.

<sup>783</sup> MELLE HERNÁNDEZ, M., «Las privatizaciones en España: objetivos y algunos efectos», *Cuadernos de Información económica*, n.º 158, 2000, pp. 77-87.

<sup>784</sup> LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., «La nueva configuración jurídica del sector eléctrico tras la Ley 54/1997», *Documentación Administrativa*, n.º 256, 2000, pp. 13-14.

dunha maior eficiencia no sector a través da súa apertura á competencia, pero a isto deberíase sumar a obtención de ingresos públicos a través da privatización de empresas, que se observou como unha das principais razóns para levar a cabo esa actuación e que diversos autores consideran como a maior motivación existente.

Por último, débese sinalar que existe unha parte da doutrina moi crítica coas privatizacións levadas a cabo, chegando a referirse a elas como unha privatización das ganancias das empresas públicas e unha socialización das perdas<sup>785</sup>. Tal razoamento baséase no feito de que boa parte das privatizacións levadas a cabo, entre elas as de Endesa e REE, foron executadas mediante a venda das accións das empresas por etapas, cando tales empresas tiñan unha alta rendibilidade.

Por iso, os grupos financeiros españois e estranxeiros tiveron un grande interese en participar nesas operacións. Ao respecto, as vendas en bloque a un só comprador, esencialmente de empresas públicas industriais, foron precedidas de importantes negociacións e, frecuentemente, do saneamento económico e financeiro previo desas empresas por parte do Estado. Xa que logo, a Administración pública convertía, segundo as palabras de Pedro Ferreras, o presidente do SEPI do momento, empresas que estaban a producir perdas en viables e rendibles<sup>786</sup>, para posteriormente privatizalas. Isto puña en causa o argumento da privatización de que se realizaba porque tales empresas non eran viables e non era posible que o fosen a través da explotación pública. Así, continúa VERGÉS-JAIME, a Administración resultaba suficientemente capaz e eficaz como para reestruturar e modernizar esas empresas, transformándoas en viables e rendibles, pero non se consideraba capaz para algo en principio máis sinxelo como sería seguir controlando e supervisando que esas empresas continuasen sendo rendibles.

---

<sup>785</sup> VERGÉS-JAIME, J., *Las privatizaciones de empresas públicas en España*, *op. cit.*, pp. 42-44.

<sup>786</sup> FERRERAS, P. «Situación actual y futura de la industria pública», *Economía Industrial*, nº 328, 1999, pp. 19-27.

Por outra banda, este mesmo autor tamén critica que en moitos casos as privatizacións permitiron que as que foran as grandes empresas públicas nacionais pasasen a estar controladas por grupos estranxeiros e, nalgúns casos, como é o de Endesa, por empresas públicas ou parcialmente públicas de terceiros países.

Nun sentido semellante, o proxecto «Privatisation of Public Services and the Impact on Quality, Employment and Productivity» (PIQUE) financiado pola UE tamén se amosou crítico con este proceso. Ao respecto, destacou que a través da liberalización e privatización non deron lugar a unha estrutura de mercado competitivo e que non existían evidencias dunha maior produtividade do sector. Ademais, tamén sinalaba os importantes custos sociais que se derivaron do proceso, un deles, a perda de empregos, e que os empregos creados polas compañías privadas o fosen en moitas ocasións a tempo parcial e cunha importante precariedade<sup>787</sup>.

### **5.3.1.2. As razón actuais para manter a explotación privada do recurso**

Como se observou, no seu momento a razón que posiblemente tivese máis peso para privatizar o sector de produción eléctrica, no cal non se diferenciou entre a hidroeléctrica e o resto de tecnoloxías, foi a necesidade de obter ingresos públicos a través desas vendas para reducir o déficit público e cumprir así cos obxectivos marcados desde a UE. Na actualidade, sendo xa privadas as compañías de xeración de hidroelectricidade, ese argumento non ten vixencia. En cambio, para soste este tipo de réxime de explotación adóitanse a dar outros argumentos. Estes pódense sintetizar nos seguintes:

---

<sup>787</sup> FLECKER, J. HERMANN, C., VERHOEST, K., VAN GYES, G., VAEL, T., VANDEKERCKHOVE, S., JEFFERYS, S., POND, R., KILICASLAN, Y., CEVAT TASIRAN, A., KOZEK, W., RADZKA, B., BRANDT, T. e SCHULTEN, T., *Privatisation of Public Services and the Impact on Quality, Employment and Productivity*, PIQUE, Viena, 2009, pp. 71-72.

### **a) Inercia de continuar co mesmo modelo e o custo de nacionalizar o sector**

Un primeiro razoamento que se tende a dar para continuar cun concreto modelo é a propia inercia de facelo, que sempre resulta máis simple que cambiar o modelo. A favor deste argumento de «comodidade» tamén se atopa o coñecemento dos actuais concesionarios na xestión das presas, que, en ocasións, a Administración non posúe. Ao respecto, Dona María Dolores Pascual Vallés, a presidenta da Confederación Hidrográfica do Ebro, afirmaba nas Xornadas Internacionais dos Problemas Xurídicos e Técnicos do Binomio Auga e Enerxía, que tiveron lugar no mes de maio de 2022 na Universidade de Granada<sup>788</sup>, que despois das primeiras reversións que esa confederación hidrográfica recibiu xestionaron directamente diversos aproveitamentos en tanto que non se decidise como continuar coa súa explotación futura, pero que nun principio resultou complicado debido ao descoñecemento que a Confederación tiña sobre o funcionamento dos aproveitamentos e a que en diversos casos a finalización da concesión non foi pacífica polo que o operador privado actuou de forma pouco colaboradora coa Administración.

A pesar diso, a curva de aprendizaxe para a xestión das presas non resulta demasiado elevada, polo que a Administración pode ser coñecedora do funcionamento das instalacións nun período de tempo non moi amplo. De feito, a propia presidenta da Confederación Hidrográfica do Ebro, na mesma comunicación, indicaba que en ocasións se apoiaban nas compañías que lle facían o mantemento á propia concesionaria saínte para obter o coñecemento acerca do estado e funcionamento das instalacións.

Estes cambios, ademais, tamén teñen unha clara vertente política. A enerxía hidroeléctrica presenta unha importante contestación social, polo que calquera cambio que se produza no sector, sexa nun sentido ou noutro, vai ter transcendencia na opinión pública. Por iso, a excepción de que o partido no Goberno estea

---

<sup>788</sup> As comunicacións realizadas nestas xornadas non foron posteriormente convertidas nun documento público. Por tanto, o coñecemento que o autor desta tese ten delas provén de que el mesmo participou nesas xornadas.

fortemente aliñado con políticas de explotación pública, que non é o caso dos dous partidos maioritarios en España, desde o punto de vista da comodidade política pode non resultar atractivo modificar a forma de explotar os recursos hidroeléctricos se non sucede ningún evento significativo que predispoña á opinión pública xeral a favorecer ese cambio.

Desde esa perspectiva a crise enerxética da actualidade semellaría unha ocasión ao respecto. Outra ocasión neste sentido sería a reversión das distintas presas á Administración, xa que cambiar a forma de xestión nese momento sería percibido de forma moi distinta a, por exemplo, unha nacionalización do sector. De feito, esta última podería xerar problemas de inseguridade xurídica e influír na percepción do risco país que puideran ter os diversos investidores interesados xa non só no sector hidroeléctrico senón que noutros sectores económicos. Por tanto, aínda que o argumento da inercia en continuar coa mesma forma de explotación ten certa relevancia obsérvase que debido á situación do sector este resulta rebatible.

Ademais, tal e como indicaba SANZ<sup>789</sup> ao recompilar os argumentos fornecidos tradicionalmente para as privatizacións, existe a crenza de que o estado natural e lóxico da maior parte das actividades que se realizan na sociedade é o mercado. Así, boa parte tanto da sociedade como dos partidos gobernantes consideran que o mercado proporciona xustiza distributiva debido a que, ao actuar nun réxime de competencia, cada un recibe en función do seu esforzo. Por tanto, os debates en relación coa falta de equidade do mercado ou coa desigual distribución das rendas que implica non xeran un grande interese na sociedade. Isto que afirmaba SANZ fai máis de 20 anos continúa plenamente vixente na actualidade, onde algunhas destas cuestións incluso se agravaron. Por iso, outro argumento a favor da explotación privada do recurso atópase neste certo consenso social, a pesar de que as conclusións obtidas en tal consenso non se baseen na evidencia empírica.

---

<sup>789</sup> SANZ, A., «Las privatizaciones. Algunos aspectos generales», *Cuadernos de relaciones laborales*, vol. 13, 1998, pp. 38-39.

Por outra parte, tendo en conta que se sinalaba que un dos motivos da privatización do sector foi a necesidade de ingresos para combater o déficit público poderíase entender que a volta á explotación pública dos activos hidroeléctricos implicase que a Administración debe desembolsar cantidades aos operadores actuais. Este argumento non se inclúe nesta análise, posto que nos estamos a referir a aquelas concesións que finalizan e, consecuentemente, reverten á Administración correspondente. Xa que logo, non existiría ningún tipo de nacionalización nin de procedemento de expropiación, polo que non correspondería ningunha indemnización.

### **b) Maior eficiencia**

Máis relevancia que os anteriores teñen os argumentos clásicos respecto a maior eficiencia da empresa privada fronte a xestión pública. Os estudos existentes sobre a comparación da eficiencia das empresas públicas e privadas tenden a distinguir dous tipos de eficiencia. Por un lado, a eficiencia técnica ou produtiva e, por outro, a eficiencia de asignación ou de prezos. Por eficiencia técnica ou produtiva enténdese á capacidade de transformar uns determinados inputs na maior cantidade de outputs posible. É dicir, que se maximiza cando non se pode producir máis dun ben sen aumentar os factores empregados. Mentres, a eficiencia de asignación ou de prezos dáse naquelas empresas que, sendo tecnicamente eficientes, minimizan os custos de produción ou maximizan o seu beneficio. Tendo en conta esta diferenza, para valorar a posible maior eficiencia dunha empresas respecto doutras téndese a utilizar o concepto de eficiencia técnica ou produtiva<sup>790</sup>.

Desde o punto de vista teórico esta suposta maior eficiencia encádrase dentro da denominada «teoría da axencia», que analiza a relación que xorde entre dúas persoas: o principal e o axente. Nesta teoría o principal é quen encarga a toma de decisións ou a realización dunha tarefa en nome e beneficio seu ao axente, que efectúa tal tarefa e recibe a cambio unha remuneración ou outras

---

<sup>790</sup> ARGIMÓN, I., ARTOLA, C. e GONZÁLEZ-PÁRAMO, J. M., «Empresa pública y empresa privada: titularidad y eficiencia relativa», Banco de España, documento de traballo n.º 9723, 1997, pp. 15-17.



contrapartidas e é dotado de capacidade de decisión para o efecto<sup>791</sup>. Dentro desa relación xorden os coñecidos como problemas de axencia, derivados da separación –no caso de compañías como nos ocupa– entre os propietarios (principais) e os directivos (axentes) e de que ambas as partes procuran obxectivos que non teñen por que ser coincidentes entre eles.

Esta diferenza de intereses entre principal e axente dá lugar a problemas de axencia debido á asimetría de información xa que o principal non pode coñecer en todo momento cal é o proceder do axente respecto da tarefa encomendada e, por tanto, descoñece (ou coñéceo máis tarde no tempo o só de forma parcial) se o proceder do axente foi o axeitado. En sentido contrario, o axente, ao ser consciente deste descoñecemento ou coñecemento parcial do principal, pode actuar da forma que resulte máis apropiada para a consecución dos seus propios beneficios, aínda que iso poida provocar un prexuízo ao principal<sup>792</sup>.

Pola súa parte, a coñecida teoría dos dereitos de propiedade de COASE<sup>793</sup>, considera que a orixe dos problemas de axencia derivan da imposibilidade que teñen os principais de subscribir contratos completos cos seus axentes que sexan capaces de cubrir todas as contingencias posibles, así como poder controlar e facer cumprir eses contratos. En relación con isto, cando as accións do axente resulten observables pódese inferir que este axente tomou ou non as decisións axeitadas e realizou o esforzo necesario, pero tamén se debe ter en conta a existencia de factores externos que o axente non pode controlar e que o principal descoñece. Estes poden

---

<sup>791</sup> JENSEN, M. C. e MECKLING, W. H., «Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs, and ownership structure», *Journal of Financial Economics*, vol. 3, n.º 4, 1976, pp. 309-311.

<sup>792</sup> Como obra de referencia respecto estas teorías débese salientar a seguinte: JENSEN, M. C., *Foundations of Organizational Strategy*, Harvard University Press, Cambridge, 1998.

<sup>793</sup> COASE, R., «The problem of social cost», *Journal of Law and Economics*, n.º 3, 1960, pp. 1-44.

Outras importantes contribucións a esta teoría atópanse en: WILLIAMSON, O., *The economic institutions of capitalism*, Free Press, Nova York, 1985; e GROSSMAN, S. J. e HART, O. D., «The costs and benefits of ownership: A theory of vertical and lateral integration», *Journal of political economy*, vol. 94, n.º 4, 1986, pp. 691-719.

implicar que o axente busque xustificar a súa actuación neses factores esóxenos cando resulten negativos ou que os presente como unha boa xestión cando resulten positivos<sup>794</sup>.

As teorías que defenden a maior eficiencia das compañías privadas respecto das públicas sinalan que as empresas públicas presentan unha serie de problemas de axencia en relación coas privadas. En ambos os casos temos un principal que é o accionista –xa sexa un accionista privado ou unha administración pública– e un axente que é o directivo. Ao respecto, HERNÁNDEZ DE COS<sup>795</sup>, que na actualidade, ao tempo de escribir estas liñas (abril de 2023), é o gobernador do Banco de España, sostén que a existencia de obxectivos distintos pode ser problemática. Así, mentres a empresa pública ten uns obxectivos de carácter político e de obtención do benestar social a empresa privada só ten como obxectivo principal a obtención de beneficios, o que colabora a que sexa máis eficiente.

Por outra parte, o directivo ou axente da empresa pública ten que se enfrontar ante a Administración e, ademais, de xeito indirecto, ante os votantes que elixiran a ese ente público no caso de que este sexa un Goberno estatal, autonómico ou local. En cambio, no caso da empresa privada só se enfronta aos accionistas e, no seu caso, ao regulador. En terceiro e último lugar este autor sinala que no caso das empresas públicas a propiedade do capital non se transfere en contraposición ao que sucede no mercado de accións no caso da empresa privada.

Así pois, segundo este autor, en mercados competitivos a empresa pública tería máis complicado acadar os mesmos obxectivos de eficiencia debido a:

- Tal e como sinala a teoría da elección pública, o obxectivo dun dos principais, que son os políticos, pode resultar moi distinto doutro dos principais que son os votantes, que ademais teñen unha información máis limitada e só poden actuar de xeito directo, aínda que

---

<sup>794</sup> GORBANEFF, Y., «Teoría del agente-principal y el mercadeo», *Revista Universidad EAFIT*, vol. 39, n.º 129, 2003, p. 77.

<sup>795</sup> HERNÁNDEZ DE COS, P., «Empresa pública, privatización y eficiencia», *Estudios Económicos*, n.º 75, 2004, p. 14.

individualmente limitado, sobre os políticos, pero non sobre os axentes (directivos da empresa)<sup>796</sup>. En cambio, o propio HERNÁNDEZ DE COS sinala que este argumento se atopa discutido. Así, debido a que a teoría simplifica a realidade non ten en conta as complexas tomas de decisións dos individuos en que pesan elementos como a lealdade ao país, o orgullo de facer o traballo, o servizo ao intereses público<sup>797</sup> e outros elementos non económicos que que poden facer que tanto as empresas públicas como as privadas levasen a resultados similares<sup>798</sup>.

– Nas empresas públicas é máis probable que existan uns obxectivos máis complexos e difusos para os axentes, que non se limitan a maximizar o beneficio<sup>799</sup>, xa que existen varios principais (Goberno e votantes) que complican tales obxectivos. Ademais, estes obxectivos son cambiantes segundo vaian trocando os distintos gobernos, podendo supoñer incluso variacións moi radicais que, en ocasións, incluso poden ser contraditorias entre si. De feito, os obxectivos dos distintos principais poden variar, incluso dentro do propio Goberno. Por iso, a planificación a medio e longo prazo resulta máis complexa nas empresas públicas.

– Debido á súa estrutura de propiedade e á necesidade de actuar de forma indirecta a través dos gobernos, os votantes teñen menos incentivos a exercer o control sobre a empresa en comparación cos accionistas dunha sociedade privada. En cambio, este problema tamén pode aparecer nas empresas privadas cun capital social moi amplo e disperso, aínda que para evitalo existen mecanismos para centralizar este control.

---

<sup>796</sup> VICKERS, J. e YARROW, G., *Privatization: an economic analysis*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1988.

<sup>797</sup> DOWNS, A. *Inside bureaucracy*, Little Brown, Boston, 1967, pp. 4-5.

<sup>798</sup> MARTIN, S. e PARKER, D., *The impact of privatization: ownership and corporate performance in the UK*, Routledge, Londres, 1997.

<sup>799</sup> BOYCKO, M., SHLEIFER, A. e VISHNY, R. W., «A theory of privatisation», *The Economic Journal*, vol. 106, n.º 435, 1996, pp. 309-319.

– As empresas públicas non están sometidas ao control dos mercados de capitais. Estes controles poden favorecer a disciplina dos directivos (axentes)<sup>800</sup>, se ben tamén é certo que tamén a poden desviar a uns obxectivos a curto prazo que, a longo prazo, resulten prexudiciais para a compañía. Así pois, a súa ausencia priva da información que achega o prezo das accións no mercado de capitais, que tamén pode servir como elemento de control. A maiores disto, pode provocar a posibilidade de que os directivos perdan o seu traballo debido a unha opa doutra empresa, que se tende a producir cando existe unha xestión ineficiente e, por tanto, o prezo das accións diminúe. En cambio, isto debe interpretarse con cautela xa que os mercados de capitais non funcionan de xeito eficiente. Ademais, en determinados países existen estruturas legais para evitar en certa forma estes problemas. Un dos casos máis coñecidos son os das estruturas de *Variable Interest Entity* (VIE) da China. Neste país non está permitida o investimento estranxeiro naqueles sectores considerados estratéxicos. Debido a isto, para evitar tal normativa créase unha empresa fóra da China que ten un contrato coa empresa chinesa, en moitas ocasións pública, polo que se lle ceden uns certos dereitos de carácter xurídico e económico. Esta empresa fóra da China si cotiza nos mercados de capitais.

– A posibilidade dunha quebra atópase moito máis afastada nunha empresa pública ca nunha privada, chegando a sosterse na doutrina que nas primeiras sería en moitos casos imposible. Iso tamén implica a existencia dun mecanismo de control menor, posto que unha posible mala xestión dos directivos / axentes en lugar de conducir á desaparición da empresa pode arranxarse coa acción do Goberno. Ademais, poderían xurdir restricións de orzamento coñecidas como «brandas», debido a que a Administración pública que tutelase podería cubrir as

---

<sup>800</sup> ESTRIN, S. e PEROTIN, V., «Does ownership always matter?», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 9, n.º 1, 1991, pp. 55-72.

posibles perdas da empresa pública, polo que as sinais que indican os prezos (salarios, tipos de interese etc.) non terían a influencia que teñen nas empresas privadas que non contan con esta circunstancia. Isto podería implicar que outros grupos de interese como os sindicatos, os distintos provedores ou os propios traballadores empregasen este dato para o seu propio beneficio<sup>801</sup>, o que se traduce en demasiados traballadores na empresa, salarios altos e baixa produtividade<sup>802</sup>. Engadido a isto, estas restricións brandas tenden a favorecer que resulte máis frecuente que se realicen investimentos con altos riscos de resultar improditivos e que en caso de que existan circunstancias adversas para a empresa resulte máis complicado a realización dos axustes necesarios que faría unha empresa privada para seguir sendo competitiva e, xa que logo, poder seguir operando (como por exemplo rebaixas nos custos de produción tales como as derivadas dunha redución de persoal)<sup>803</sup>. En cambio, este argumento contraponse coa normativa sobre competencia que podería considerar as accións da Administración como axudas de estado.

– Os obxectivos relacionados coa produtividade son máis raros nas empresas públicas, debido a que os seus obxectivos son máis variados e difusos, favorecendo que os axentes busquen os seus propios intereses<sup>804</sup>. Ademais, a remuneración dos directivos das empresas públicas tende a ser inferior a das privadas, ao tomar como referencia a das administracións públicas e basearse en moitos casos na antigüidade en lugar de na produtividade. Relacionado con isto tamén se atopa o feito de que non se poida retribuír aos

---

<sup>801</sup> KORNAI, J., *The economics of shortage*, North-Holland, Amsterdam, 1980.

<sup>802</sup> HERNÁNDEZ, N. «Privatizaciones: significado y razón de ser desde un punto de vista económico», *Anuario de la Facultad de Derecho de la Universidad Autónoma de Madrid*, n.º 3, 1999, pp. 48-49.

<sup>803</sup> GONZÁLEZ-PÁRAMO, J. M., «Privatización y eficiencia: ¿es irrelevante la titularidad?», *Economistas, Colegio de Madrid*, vol. 13, n.º 63, 1995, p. 37.

<sup>804</sup> CRAGG, M. I. e DYCK, I. J. A., «Management control and privatization in the United Kingdom», *The RAND Journal of Economics*, vol. 30, n.º 3, 1999, pp. 475-497.

directivos con accións debido a que a empresa non participa nos mercados de capitais.

– Os controis administrativos e financeiros a que se someten as empresas públicas poden resultar pouco axeitados por estar pensados para a Administración en xeral e non para empresas. Ademais, a toma de decisións, en relación con estes controles, pode resultar moi distinta nunha empresa pública e privada<sup>805</sup>. Así, nos métodos de control das empresas públicas trátase de preservar a legalidade das actuacións mentres que a eficiencia pasa a un segundo plano. Isto deriva nun proceso de toma de decisións distinto nas empresas públicas e privadas, caracterizándose o primeiro por uns maiores trámites burocráticos e menor dinamismo.

Ademais, tamén existen estudos que acreditan un mellor comportamento das empresas privadas fronte as públicas en determinados contextos, incluso en comparativas da mesma empresa antes e despois da privatización. En cambio, no caso español os estudos amosan máis controversia ao respecto por existir outras circunstancias tales como unha reforma previa da empresa ou a apertura do sector á concorrència que contribúen a ese mellor comportamento sen depender da estrutura de propiedade da compañía<sup>806</sup>.

En relación con isto débese sinalar que todas estas teóricas vantaxes das empresas privadas respecto ás públicas que se desprenden da teoría de axencia prodúcense esencialmente en mercados competitivos. De feito, estas teorías esixen que se cumpran certas hipóteses tales como a non existencia de

---

<sup>805</sup> AHARONI, Y., «State-owned enterprise: an agent without a principal», *Public Enterprise in Less Developed Countries*, L. P. JONES (ed.), Cambridge University Press, Cambridge, 1982, pp. 67-76.

<sup>806</sup> CABEZA GARCÍA, L. e GÓMEZ ANSÓN, S., «Influencia de la estructura de propiedad en la eficiencia de las privatizaciones empresariales», *Administrando en entornos inciertos. XXIII Congreso Anual AEDEM*, ESIC, 2009, pp. 13-14.

As mesmas autoras tamén desenvolven unha tese similar en: CABEZA GARCÍA, L. e GÓMEZ ANSÓN, S., «Privatización y performance de las empresas españolas privatizadas», *Estudios Financieros*, n.º 267, 2005, pp. 163-194.

externalidades de produción ou consumo, que non esteamos ante bens públicos, que os custos de información sexan reducidos ou que o mercado non teña unha estrutura de monopolio<sup>807</sup>.

En cambio, o sector de produción eléctrica e, máis concretamente, o sector hidroeléctrico español ten un mercado carácter de oligopolio, onde a regulación ten un papel moi importante. Os tres actores máis importantes do sector (Endesa, Iberdrola e Naturgy) concentran máis da metade da capacidade instalada. Dentro desta, posúen a práctica totalidade das centrais nucleares, o 90 % da potencia instalada en centrais térmicas de carbón, o 80 % da hidroeléctrica, o 70 % das centrais de ciclo combinado, o 35 % da eólica e o 13 % doutras fontes de enerxía<sup>808</sup>. Disto resulta especialmente relevante o control que posúen das tecnoloxías que lle outorgan flexibilidade ao sistema (hidroeléctrica e ciclo combinado esencialmente) e que marcan o prezo no mercado primario. Esta concentración horizontal no mercado de produción é unha crítica recorrente desde a doutrina<sup>809</sup>. De feito, esperábase que coa liberalización do sector se eliminaría, pero arestora segue existindo con forza<sup>810</sup>.

Estas tres compañías, ademais de controlar a maior parte de produción eléctrica, tamén son as principais compradoras no mercado primario, aínda que estas compras as fan con sociedades distintas (as súas compañías de distribución e comercialización) polos imperativos legais impostos pola UE. Así, por exemplo, en 2017 Endesa produciu 79 TWh, vendeu 58 TWh e mercou 88 TWh no mercado primario, Iberdrola xerou 52 TWh, vendeu 40 TWh e

---

<sup>807</sup> PULIDO SAN ROMÁN, A., «Innovación, competitividad y privatización», *Teoría y política de privatizaciones: su contribución a la modernización económica: análisis del caso español*, Fundación SEPI, Madrid, 2004, pp. 185-186.

<sup>808</sup> PALAZUELOS, E., *El oligopolio que domina el sistema eléctrico. Consecuencias para la transición energética*, Akal, Madrid, 2019, pp. 234-235. Os datos que proporciona o autor son dos exercicios 2017 e 2018, aínda que existen escasas variacións na actualidade.

<sup>809</sup> GARCÍA ÁLVAREZ, M. T., MARIZ PÉREZ, R. M. e CALVO BABÍO, N., «Efectos de la liberalización en la actividad de generación eléctrica», *XVIII Congreso ASEPELT*, León, 2004, pp. 11-14.

<sup>810</sup> HERNÁNDEZ MARTÍNEZ, F., «Electricity output in Spain: Economic analysis of the activity after liberalization», *op. cit.*, pp. 16-17.

mercou 75 TWh<sup>811</sup>. Por tanto, resulta complicado afirmar que a produción de enerxía eléctrica en España se realiza dentro dun mercado competitivo, posto que entre uns poucos actores se reparten a maioría de compras e vendas.

De feito, xa desde un principio se criticou pola doutrina que os estreitos lazos entre as compañías de xeración e distribución, a pesar da separación xurídica existente entre elas, podían ser un importante obstáculo para o desenvolvemento da competencia<sup>812</sup>. Este funcionamento do mercado favorece unha alta concentración do poder de mercado destas grandes compañías, desvirtuando a competencia tanto polo lado da oferta como polo da demanda. Todo iso resta incentivos a que novos competidores aparezan no mercado<sup>813</sup>, os cales, ademais, tenden a entrar en tal mercado cun so tipo de tecnoloxía de xeración, o que os fai máis sensibles aos movementos que realicen as compañías xa establecidas no sector (co seu parque de xeración diversificado) en canto aos prezos<sup>814</sup>.

Así pois, como se sostiña, en mercados non competitivos as vantaxes que lle outorga a teoría de axencia ás empresas privadas atópanse moito máis relativizadas, posto que a existencia de fallas de mercado implica que non se poida garantir a maior eficiencia, nin técnica nin de asignación. Ademais, nestes mercados e no eléctrico particularmente, a regulación tamén é un elemento moi importante que se debe introducir na análise. A pesar diso, existen autores<sup>815</sup> que sosteñen que os factores que provocaban unha menor

---

<sup>811</sup> PALAZUELOS, E., *El oligopolio que domina el sistema eléctrico. Consecuencias para la transición energética, op. cit.*, pp. 283-284.

<sup>812</sup> GUARNIDO RUEDA, A. e JAÉN GARCÍA, M., «La experiencia privatizadora en España», *Cuadernos de Ciencias Económicas y Empresariales*, vol. 49, 2005, p. 82. Véxase tamén, entre outros: RUIZ MOLINA, M. E., «Liberalización del mercado eléctrico y elegibilidad: consecuencias para el consumidor», *Revista de Treball, Economia i Societat*, n.º 29, 2003, pp. 31-33.

<sup>813</sup> FLORES JIMENO, M. R. e SANTOS CEBRIÁN, M., «El mercado eléctrico en España: La convivencia de un monopolio natural y el libre mercado», *Revista Europea de Derechos Fundamentales*, n.º 25, 2015, p. 295.

<sup>814</sup> GARCÍA ÁLVAREZ, M. T. e MORENO, B., «La liberalización en la industria eléctrica española. El reto de lograr precios competitivos para los hogares», *Gestión y Política Pública*, vol. 25, n.º 2, 2016, p. 580.

<sup>815</sup> HERNÁNDEZ DE COS, P., «Titularidad pública y eficiencia empresarial: una revisión de la literatura», *Economía Industrial*, n.º 381, 2011, pp. 137-138. O



eficiencia das empresas públicas nos mercados competitivos tamén aparecen nestes mercados en maior ou menor medida. Así, respecto á hidroeléctrica, ARIÑO ORTIZ *et al.*<sup>816</sup> manteñen que o modelo de xestión privada busca maximizar os beneficios, o que garante o uso óptimo dos recursos hídricos, se ben tampouco basean tal postura en argumentos ou estudos sólidos.

Por outra banda, os efectos obtidos polas privatizacións en España no tocante á eficiencia resultan, nalgúns casos, controvertidos. No caso da enerxía hidroeléctrica non constan estudos específicos onde se analizasen tales impactos, polo que non é posible acadar un criterio claro ao respecto. En cambio, unha magnitude que si se pode comparar é a do prezo da enerxía eléctrica. Analizando estes prezos non se pode concluír que se conseguise o obxectivo fixado na liberalización e privatización do sector de cara a reducilos<sup>817</sup>, malia que existen autores que consideran que o encarecemento dos prezos producido tras a liberalización era un fenómeno a curto prazo, pero que a longo prazo se debería reverter<sup>818</sup>. Unha vez pasados xa varios anos desde estes estudos, aínda non se observa tal reversión, senón que, de feito, nas datas máis recentes o mercado se comportou de xeito inverso. A non consecución deste obxectivo tamén resulta coherente coa tese xa citada de BEL e COSTAS<sup>819</sup> de que se converteu un oligopolio público (parcialmente público, máis ben,

---

mesmo autor tamén sostén idéntica posición en: HERNÁNDEZ DE COS, P., «Empresa pública, privatización y eficiencia», *op. cit.*, pp. 20-22.

<sup>816</sup> ARIÑO ORTIZ, G., DEL GUAYO CASTIELLA, Í. e ROBINSON, D., «Los retos del futuro. Análisis de los temas clave del funcionamiento del sector eléctrico en la transición energética», *La transición energética en el sector eléctrico: líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados*, ARIÑO ORTIZ, G. (dir.), Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, San Sebastián, 2020, pp. 117-221.

<sup>817</sup> SÁNCHEZ ANDRÉS, A., «La política energética en España: el caso del sector de la electricidad», *Ибероамериканские тетради*, n.º 3, 2016, pp. 31-32.

<sup>818</sup> BLANCO SILVA, F., LÓPEZ DÍAZ, A. I., REGUEIRO FERREIRA, R. M. e PEREIRO LÓPEZ, G., «Tendencias en el precio de la energía eléctrica: efecto de la liberalización sectorial (1997-2010)», *Revista de Estudios Económicos y Empresariales*, n.º 23, 2013, p. 140

<sup>819</sup> BEL, G. e COSTAS, A., «La privatización y sus motivaciones en España: de instrumento a política», *op. cit.*, p. 124.

xa que existían importantes compañías como Iberdrola que xa eran privadas) nun oligopolio privado.

Pola súa parte, VIVES<sup>820</sup>, xa no 2006, concluía que os resultados da liberalización canto aos prezos e a seguridade de fornecemento situaban a España nun termo intermedio entre os países desenvolvidos. En cambio, tamén engade que anos despois da liberalización continuaba existindo unha estrutura de mercado concentrada que se herdou do proceso de privatización do sector e que, unido á escasa conexión co mercado francés crean un ecosistema favorable á aparición de problemas de poder de mercado. Por outra banda, este autor tamén critica o que el considera que foi unha incompleta liberalización<sup>821</sup>, debido ás tarifas reguladas que non resultan sensibles aos custos e á compensación pola transición á competencia, que afectou ao funcionamento do mercado ao por maior.

Máis críticos con isto resultan AGOSTI *et al.*<sup>822</sup> que se referían ao mercado de xeración eléctrica como un eufemismo, chegando a indicar que non se trata realmente dun mercado, no sentido de que os prezos resultantes de casar oferta e demanda no mercado de xeración español non reflectían de forma axeitada o balance de oferta e demanda, non eran os prezos efectivamente pagados polos consumidores nin tampouco a remuneración real dos grupos empresariais que integraban o sistema eléctrico. Por tanto, a información achegada polos prezos do mercado de xeración de electricidade ou mercado primario non servía para determinar plenamente a escaseza do recurso ou a entrada de novos investimentos. Estas afirmacións que tales autores efectuaban no ano 2007 continúan esencialmente vixentes, xa que o mercado

---

<sup>820</sup> VIVES, X., «El reto de la competencia en el sector eléctrico», IESE Business School, Universidade de Navarra, *Ocasional Paper* nº 06/13, 2006, p. 19.

<sup>821</sup> Na necesidade de avanzar no proceso de liberalización e eliminar regulacións intervencionistas tamén se incide en: BEATO BLANCO, P., «La liberalización del sector eléctrico en España, ¿un proceso incompleto o frustrado?», *op. cit.*, p. 283; ou en: HERNÁNDEZ, C., «Sector eléctrico en España: un balance del proceso de liberalización», *Revista de Derecho Administrativo Económico*, n.º 16, 2006, pp. 145-156.

<sup>822</sup> AGOSTI, L., PADILLA, A. J. e REQUEJO, A., «El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados», *op. cit.*, pp. 35-36.

primario de electricidade segue a presentar importantes problemas de poder de mercado duns poucos actores.

Por último, existe unha parte da doutrina que se afasta do manifestado por estes autores e é máis positiva sobre a liberalización. Un exemplo disto atópase en COSTA CAMPI<sup>823</sup> que considera que o proceso de liberalización do sector eléctrico si se pode considerar un éxito. Aínda que a evolución foi gradual, esta autora conclúe que o éxito da liberalización depende de como avanzase a concorrência nos mercados e os indicadores actuais ao respecto informan que existen niveis satisfactorios que seguen as pautas da política enerxética europea e o obxectivo do mercado único de enerxía.

Esta hipótese que sostén COSTA CAMPI tamén é conforme co sostido polo Consello Económico e Social de España no seu Informe do Sector Eléctrico en España de marzo de 2018, en que afirmaban que «no mercado ao por maior o avance é claro, como acreditan os indicadores usualmente utilizados para a medición do grao de competencia, especialmente desde 2009. Algúns indicadores arrojan xa valores por debaixo dos límites fixados pola UE como significativos en canto ao grao de competencia, e outros están aínda neses límites, pero cunha evolución moi positiva desde ese ano»<sup>824</sup>. Esta diversidade de opinións tamén acredita que non existe unha valoración pacífica entre a doutrina en canto á consideración da liberalización e privatización do sector de xeración eléctrica.

Así pois, e para os efectos agora estudados, con independencia do maior ou menor éxito que se queira defender en relación con liberalización do sector, o certo é que na actualidade non se pode falar da existencia dun mercado competitivo. Xa que logo, o argumento desenvolto relativo á posible maior eficiencia do

---

<sup>823</sup> COSTA CAMPI, M. T., «Evolución del sector eléctrico español (1975-2015)», *op. cit.*, pp. 155.

<sup>824</sup> CONSELLO ECONÓMICO E SOCIAL DE ESPAÑA, *Informe 04/2017. El sector eléctrico en España*, *op. cit.*, p. 114. Nun sentido similar tamén se pode atopar: GARCÍA, A., GARCÍA-ÁLVAREZ, M. T. e MORENO, B., «Transición en el Sector Eléctrico Ibérico: hacia un mercado más sostenible y liberalizado», *Global Development and Environment Institute*, documento de trabajo n.º 17-01, 2017, pp. 54-59.

sector privado respecto do público debe ser tomado con cautela, posto que, como se detallou, os condicionantes que a doutrina marca para esta maior eficiencia esixen a existencia dun mercado competitivo con que o sector de produción hidroeléctrica non conta.

### **c) Innovación tecnolóxica e maior investimento**

Outro argumento que se tende a usar para soste a explotación privada dos recursos hidroeléctricos consiste en que a través desta se favorece a innovación tecnolóxica e un maior investimento. Na actualidade, os investimentos máis frecuentes que se teñen en conta para estes aproveitamentos están esencialmente ligados á dixitalización da súa explotación, onde tamén se combinan coa innovación tecnolóxica, a cuestións de carácter ambiental e de mantemento. En cambio, estes tenden a ser xa esixidos nos pregos das concesións. Así, por exemplo, se se observan os pregos de prescricións técnicas do contrato do servizo de posta a punto, mantemento e explotación das centrais hidroeléctricas de «El Pelgo» e «Enviande», realizado pola Confederación Hidrográfica do Miño-Sil o 30 de setembro de 2019, obsérvase que as esixencias do contratos consisten, entre outras, en:

#### *CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE «EL PELGO»*

##### *1. PRESA E ENCORO*

*1.1. Nomeamento do Director de Explotación e planificación de operacións.*

*1.2. Revisión e actualización da documentación técnica da presa.*

*1.3. Realización da Revisión e Análise Xeral da Seguridade da presa e encoro. Emisión do informe final.*

*1.4. Retirada e limpeza de flotantes en coroaación da presa e canle de derivación.*

*1.5. Preparación de acceso desde a central ao cunco amortecedor a través da zona de servidume do río Burbia.*

*1.6. Supervisión e mantemento da obra civil.*

*1.7. Inspección anual. Redacción do Informe anual.*

##### *2. CENTRAL HIDROELÉCTRICA*

2.1. *Inspección e informe inicial. Redacción dos programas de mantemento e explotación da central.*

2.2. *Instalación de reixa na cámara de carga e posta a punto do conxunto das dúas reixas e as comportas de seguridade.*

2.3. *Posta a punto das dúas turbinas.*

2.4. *Revisión xeral das instalacións eléctricas.*

2.5. *Despexe e limpeza de vexetación na liña de evacuación de enerxía.*

2.6. *Instalación de dispositivos de vixilancia e control.*

2.7. *Instalación de sistema de comunicacións por GPRS.*

2.8. *Revisión anual dos CT's por empresa autorizada.*

2.9. *Revisión trianual por OCA.*

2.10. *Xestión da explotación da central.*

2.11. *Revisión periódica de acordo co programa de mantemento.*

2.12. *Reparación de avarías e atención de incidencias.*

#### *CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE «ENVIANDE»*

### *3. TOMA, CANLE DE DERIVACIÓN E CÁMARA DE CARGA*

3.1. *Despexe e limpeza de vexetación no camiño de acceso á toma e liña de evacuación de enerxía.*

3.2. *Habilitación do acceso desde a caseta de toma á barreira de derivación.*

3.3. *Limpeza da canle de toma e das reixas de protección*

3.4. *Medidas de seguridade na presa e cámara de carga*

3.5. *Revisión e posta a punto das instalacións electromecánicas da toma.*

3.6. *Inspección e limpeza periódicas da toma.*

### *4. CENTRAL HIDROELÉCTRICA*

4.1. *Inspección e informe inicial. Redacción dos programas de mantemento e explotación da central.*

*4.2. Posta a punto das instalacións electromecánicas e probas de funcionamento.*

*4.3. Instalación de dispositivos de vixilancia e control.*

*4.4. Revisión anual dos CT's por empresa autorizada.*

*4.5. Revisión trianual por OCA.*

*4.6. Xestión da explotación da central.*

*4.7. Revisión periódica de acordo co programa de mantemento.*

*4.8. Reparación de avarías e atención de incidencias.*

Previsións similares atópanse nos pregos doutras licitacións. Así, por exemplo, entre outras, nos pregos da licitación para o aproveitamento hidroeléctrico do salto de Caño, no río Sella, termo municipal de Cangas de Onís (Asturias), levada a cabo pola Confederación Hidrográfica do Cantábrico en 2016, xa se marcaban, ademais das limitacións medioambientais que impuña a lexislación aplicable, actuacións que facilitasen o tránsito dos peixes tanto en sentido ascendente como descendente. Así mesmo, puntuábase positivamente a «instalación e xestión de sistemas de control e seguimento automático en continuo dos volumes captados e verteduras, así como do control automático en continuo do cumprimento do caudal ecolóxico».

Melloras desta clase, en consonancia cos argumentos relativos á maior eficiencia da empresa privada, tamén poden xustificar este tipo de explotación, xa que, teoricamente, a través do sistema de licitación en concorrència conseguírase a mellor oferta, que será feita por empresas que teñen un amplo coñecemento do sector.

### **5.3.2. Reformas que cómpre levar a cabo na explotación privada do recurso**

A actual lexislación española permite a explotación privada en réxime de concesión, así como mediante un contrato de servizos, dos recursos hidroeléctricos. O primeiro caso é o que na práctica se produce case en exclusiva. A pesar diso, cómpre realizarmos determinadas precisións sobre a

normativa existente que puidese resultar positivo que o lexislador tiveses en conta:

### **5.3.2.1. Procura de empresas de menor tamaño**

Ao detallar as razóns para a explotación privada dos recursos hidroeléctricos observouse que varios dos argumentos a favor desta, en especial os referentes á maior eficiencia do sector privado respecto ao público, funcionarían mellor nun contexto dun mercado competitivo. Como se detallou nese apartado, no sector de produción eléctrico en xeral e máis especialmente no hidroeléctrico, o mercado dista moito de ser competitivo, posto que nel unhas poucas empresas de gran tamaño controlan a gran maioría da potencia instalada, exercendo un gran poder de mercado que xera fortes distorsións nos beneficios que podería significar a competencia no sector.

Partindo desta base, unha mellora que pode resultar útil para o sector é a busca de novos actores de menor peso que se fagan cargo das concesións que se ofrezan a licitación unha vez revertan. Loxicamente, dado o sistema de licitación que se emprega para adxudicar as concesións, a Administración non pode decidirse unilateralmente por un operador ou por outro, pero a pesar diso existen alternativas para beneficiar aos operadores máis pequenos.

Unha das opcións para isto é a utilización das medidas que existen na contratación pública para o apoio das pequenas e medianas empresas. Unha destas medidas é a do fraccionamento dos contratos. Ao respecto, a Directiva 2014/24/UE recolle que «debe adaptarse a contratación pública ás necesidades das peme. É preciso alentar os poderes adxudicadores a usar o código de mellores prácticas que se recolle no documento de traballo dos servizos da Comisión, do 25 de xuño de 2008, titulado «Código europeo de boas prácticas para facilitar o acceso das peme aos contratos públicos», que ofrece orientacións acerca de como aplicar o réxime de contratación pública de forma que se facilite a participación das peme. A tal efecto e para aumentar a competencia, procede animar aos poderes adxudicadores a, en particular, dividir grandes contratos en lotes. Esta división podería levarse a cabo de maneira cuantitativa, facendo que a magnitude de cada contrato

corresponda mellor á capacidade das peme, ou de maneira cualitativa, de acordo cos diferentes gremios e especializacións implicados, para adaptar mellor o contido de cada contrato aos sectores especializados das peme ou de acordo coas diferentes fases posteriores dos proxectos». Mentres, no seu considerando 79 engádesse que «cando os contratos estean divididos en lotes, os poderes adxudicadores deben estar autorizados a limitar o número de lotes a que un operador económico pode licitar, por exemplo, co fin de preservar a competencia ou garantir a fiabilidade do fornecemento. Tamén deben estar autorizados a limitar tamén o número de lotes que pode adxudicarse a cada licitador».

O disposto nestes considerando ten o seu reflexo no artigo 46 da mesma directiva, mentres que na transposición ao dereito interno o que prevé esta división en lotes é o artigo 99 da Lei 9/2017, do 8 de novembro, de contratos do sector público, en que se establece que «sempre que a natureza ou o obxecto do contrato o permitan, deberá preverse a realización independente de cada unha das súas partes mediante a súa división en lotes, podéndose reservar lotes [...]. A pesar do anterior, o órgano de contratación poderá non dividir en lotes o obxecto do contrato cando existan motivos válidos, que deberán xustificarse debidamente no expediente, salvo nos casos de contratos de concesión de obras».

Un modelo similar a esta división en lotes dos contratos podería axudar a introducir máis competencia no sector hidroeléctrico. Así, por exemplo, existen ocasións en que se licitan varias concesións á vez pola súa correlación. Un exemplo atópase no contrato suscrito pola Confederación Hidrográfica do Miño-Sil relativo aos servizos de posta a punto, mantemento e explotación das centrais hidroeléctricas de El Pelgo e Enviande (expediente de contratación 186/19/DT/PA/SE). Neste caso decidiuse licitar ambos os aproveitamentos no seu conxunto amparándose no argumento dunha maior eficiencia. De feito, na memoria exprésase que «os traballos incluídos neste prego refírense a actuacións da mesma tipoloxía e directamente relacionadas entre si. Non procede agrupalas en diferentes especialidades para levalos a cabo, xa que a execución do mantemento, conservación e explotación debe ser conxunta para optimizar os medios e recursos que deben poñerse a



disposición, evitar interferencias e traslado de responsabilidades entre distintos actores e ter un único interlocutor para as relacións cos distintos organismos, entidades e operadores do mercado»<sup>825</sup>.

Así pois, obsérvase que en determinadas licitacións as concesións poderían ter unha maior separación en lotes para favorecer a entrada de empresas de menor tamaño. En cambio, este suposto tampouco resulta demasiado frecuente na práctica (incluso no caso de El Pelgo e Enviande, a pesar da licitación conxunta a adxudicataria non resultou ser ningunha das tres empresas dominantes no mercado). Ademais, atópase co problema de que en concesións de importe elevado pode resultar complicado o seu fraccionamento xa que se producirán especialmente naquelas presas dun importante tamaño, pero que se tratan dunha soa unidade de explotación.

Neste sector podería funcionar mellor unha reserva de determinada porcentaxe de aproveitamentos para as peme ou para empresas cunha porcentaxe de participación no mercado de produción eléctrica pouco relevante. A devandita reserva poderíase estruturar de xeito similar á establecida na Small Business Act dos Estados Unidos, unha lei que foi aprobada en 1953 co obxectivo de «preservar e promover un sistema económico competitivo de libre empresa». Nela dispónse que a participación das peme no valor total de todas as adxudicacións para cada ano fiscal non será menor ao 23 %. Ademais, prevese unha reserva de polo menos o 3 % de valor total de todas as adxudicacións de cada ano fiscal para veteranos discapacitados no servizo, un 3 % para pequenas empresas situadas en zonas comerciais historicamente subutilizadas (HUBZone), un 5 % para empresas controladas por persoas social e economicamente desfavorecidas e un 5 % para empresas de propiedade e control de mulleres.

Este sistema, no ámbito da contratación pública, foi descartado pola UE. Ao respecto, o deputado catalán Tremosa i

---

<sup>825</sup> Pódese afondar máis en AYMERICH CANO, C., «El acceso de las pequeñas y medianas empresas (pyme) y las cooperativas a la contratación pública en la Unión Europea», *Dereitos fundamentais e políticas públicas*, AYMERICH CANO, C. e GESTA LEAL, R. (Dirs.), SÁNCHEZ GONZÁLEZ, J. (coord.), Bubok Publishing, A Coruña, 2021. pp. 65-107.

Balcells fixo unha cuestión en relación con esta posibilidade con data do 19 de marzo de 2014 (publicada no DOUE C 294, de 2 de setembro de 2014), a que o comisario BARNIER respondeu indicando que «reservar cotas para as peme na lexislación da UE sobre contratación pública ou na lexislación dos estados membros podería ser contrario ao principio de igualdade de trato e non discriminación dos operadores económicos. Ademais, reservar cotas para as peme na contratación pública podería introducir problemas en relación coa obriga internacional contraída pola UE no Acordo sobre contratación pública de non introducir medidas discriminatorias que distorzan a contratación aberta»<sup>826</sup>. En cambio, esta argumentación resulta complexa de soste debido a que si existen determinadas reservas de contratación no ámbito europeo. De feito, a propia Directiva 2014/24/UE establece no seu artigo 77 reservas de contratos para cooperativas e empresas de carácter social.

Isto podería trasladarse ao ámbito hidroeléctrico sen que resultase en discriminación aos operadores económicos. De feito, debido ao marcado carácter de oligopolio que ten o sector eléctrico español en xeral e o hidroeléctrico en particular, así como as evidencias de que estas empresas empregan o seu poder de mercado para maximizar os seus beneficios (que en ocasións até se constataron en sentenzas) determinan a necesidade de reducir o seu poder para un mellor funcionamento do mercado. Ademais, como se constataba no capítulo cuarto desta tese, existen diversos países da UE como Alemaña ou Austria que nin tan sequera prevén un procedemento competitivo para a obtención da correspondente habilitación administrativa que permita operar un aproveitamento hidroeléctrico. Isto tamén se deriva do feito de que estamos ante a utilización dun ben de dominio público (a auga) e infraestruturas de utilidade pública (artigo 54 da LSE).

Ao anterior débese unir os cambios de discurso que se empezan a introducir desde a propia UE. Un exemplo disto atópase no presidente do Consello Europeo, Charles Michel, que empeza a recoñecer que a liberalización do sector eléctrico fracasou e que o

---

<sup>826</sup> AYMERICH CANO, C., «La contratación pública en el TTIP», *Revista Vasca de Administración Pública*, n.º 107-I, 2017, p. 37.

libre mercado non é a solución a todos os problemas<sup>827</sup> ou, por outro lado, a necesidade que tiveron e teñen os distintos gobernos europeos, así como os organismos comunitarios, de intervir nos mercados enerxéticos pola profunda crise sufrida logo do comezo da guerra de Ucraína e que trouxo consigo uns moi fortes incrementos no prezo da enerxía eléctrica nos distintos mercados europeos.

### **5.3.2.2. Necesidade de reducir prazos**

Outra reforma que resulta conveniente analizar é a da necesidade de reducir o prazo máximo de duración das concesións. Así, por exemplo, en Italia observouse que o prazo máximo son 40 anos cunha posibilidade de prórroga por outros 10 ou en Alemaña 30 anos, que tamén se poden prorrogar (aínda que en Alemaña ao non existir un procedemento competitivo pode resultar máis sinxelo para o concesionario o continuar explotando o aproveitamento). Así e todo, tamén existen exemplos de prazos iguais ou máis longos que os da normativa española. Por tanto, en dereito comparado pódese afirmar a existencia dunha certa heteroxeneidade de prazos de explotación.

En cambio, no que debemos reparar agora é nos fundamentos para estes longos prazos. Estes, no seu momento tiñan razón de ser e, de feito, na normativa introducida polo Real decreto do 14 de xuño de 1921, tras a modificación operada polo Real decreto do 10 de novembro de 1922, existía a posibilidade de ampliar ese prazo até os 99 anos, posibilidade esta que foi eliminada despois da Lei de augas de 1985. Esta razón de ser proviña da necesidade de acometer grandes investimentos, posto que nas fases iniciais atopámonos cunha tecnoloxía que aínda non estaba madura, así como coa necesidade de construír importantes obras como as dos encoros e centrais (para o que frecuentemente resultou necesario recorrer a expropiacións). Nos casos en que o

---

<sup>827</sup> Isto pódese atopar na prensa, por exemplo en: [https://www.liberation.fr/international/europe/flambee-des-prix-de-lenergie-conseil-europeen-et-commission-dans-un-duel-electrique-20220905\\_WLMGX5NYFHD](https://www.liberation.fr/international/europe/flambee-des-prix-de-lenergie-conseil-europeen-et-commission-dans-un-duel-electrique-20220905_WLMGX5NYFHD) LPJ6OQCA7LHBSE/?redirected=1 [consulta 7 de setembro de 2022].

investimento era proporcionado por investidores privados estes necesitaban contar cun amplo prazo de explotación para obter a garantía de recuperar os seus investimentos. En cambio, na actualidade, agás en casos moi particulares, na ampla maioría as infraestruturas atópanse xa construídas.

Do mesmo xeito, o artigo 89.4 do RDPH habilita á Administración, para que poida esixirlle ao concesionario a entrega dos bens obxecto de reversión en condicións de explotación, aínda que cómpre que estas «condicións de explotación» sexan definidas. Isto determina que o novo concesionario non vai incorrer en gastos de rehabilitación da explotación, posto que a recibirá en condicións de funcionamento. Todo iso implica a necesidade duns investimentos moito menores para as novas concesións hidroeléctricas que se producen tras a reversión das que tiveran que afrontar no pasado. A consecuencia lóxica é que o prazo para amortizar os investimentos é moito máis curto, xa que estes investimentos, de habelos, tenden a ser de moita menor cantidade e orientados á modernización das instalacións e ao cumprimento dos requisitos medioambientais.

Esta situación non ten un reflexo na normativa xeral do TRLA e do RDPH que continúa mantendo a súa previsión do máximo de 75 anos. A pesar diso, nalgúns dos plans hidrolóxicos de terceiro ciclo, si se aprecian prazos máis reducidos. En concreto, dentro dos plans que afectan a Galicia, observouse no capítulo segundo que nos plans hidrolóxicos do Miño-Sil e do Douro se limitaba o prazo das concesións a 20 anos no primeiro caso e entre 15 e 25 anos no segundo, pero en ambos os casos con posibilidade de ampliarse de existiren razóns de interese público suficientes. En cambio, nos plans hidrolóxicos de Galicia-Costa e do Cantábrico Occidental, non se aprecian tales limitacións, sen que se observe ningunha explicación a disparidades tan importantes entre os distintos plans.

Pola súa parte, nos pregos de licitacións de diversas concesións novas si se tenden a recoller estas cuestións. De feito, nalgúns casos un dos criterios de adxudicación é precisamente o prazo. Así, permítese ofertar aos concesionarios rebaixas de prazo, puntuando máis aquelas ofertas que inclúan un prazo de explotación

menor. Un exemplo disto pódese atopar nos pregos da licitación para o «aproveitamento integral do río Cubón no tramo comprendido entre a súa cabeceira e a presa do encoro de Heras, en Heras, termo municipal de Medio Cudeyo (Cantabria)» realizado pola Confederación Hidrográfica do Cantábrico (expediente A/39/10690, ref. cronolóxica 10/2015). Neste aproveitamento límitase o prazo máximo da nova concesión a 20 anos, pero en cambio, estrañamente outórgase unha maior puntuación para aquel licitador que ofrezca un prazo maior. En cambio, isto último semella que se trata dun erro, posto que, con posterioridade, a propia Confederación Hidrográfica do Cantábrico cambiou esta cláusula primando o contrario: ofertar unha menor duración da concesión. Así, nos pregos da licitación para o «aproveitamento hidroeléctrico do salto de Caño, no río Sella, termo municipal de Cangas de Onis (Asturias)» feitos pola mesma Confederación Hidrográfica do Cantábrico (expediente H/33/37498, ref. 01/2016) tamén se fixa un prazo máximo de 20 anos, pero valórase cun máximo de 20 puntos (de 100 posibles) o rebaixar ese prazo.

En cambio, estes prazos máis curtos que na práctica se sinalan en determinadas concesións, non sempre se aplican. De feito, partindo de datos do Miteco<sup>828</sup>, obsérvase como existen até un centenar de centrais na actualidade cun prazo de finalización superior ao do 1 de xaneiro de 2061, que era a data en que, tras a Lei de augas de 1986, pasaban a finalizar as concesións máis lonxevas até o momento, que eran as que contaban cun prazo a perpetuidade. Por tanto, iso significa que após esta norma se outorgaron concesións cuns amplos prazos, moitas das cales non eran novas concesións, senón renovacións das anteriores. Dentro destas centrais atópase unha importante heteroxeneidade xa que existen centrais cun tamaño relevante como Belesar, Aldeadávila II ou La Muela de Cortes, aínda que a maior parte son de pequeno tamaño. No tocante ao ámbito territorial tales concesións pertencen indistintamente a diferentes demarcacións hidrográficas. Ademais,

---

<sup>828</sup> A listaxe de presas do Ministerio atópase en liña na páxina web do Senado. En concreto en: <https://www.senado.es/web/expedientappendixblobservelet?legis=14&id1=119255&id2=2> [consulta 28 de setembro de 2022].

a maior parte da potencia instalada continúa en mans das compañías que dominan o mercado.

Xa que logo, a problemática dos prazos de duración excesivamente amplos aínda persiste na actualidade. Estes prazos deben estar directamente relacionados cos investimentos necesarios, xa que de non facelo así existiría unha deficiente xestión dos recursos públicos. Do mesmo xeito, a prolongación dos devanditos sen que resulten necesarios para amortizar investimentos tamén ten como implicación unha menor marxe de manobra por parte da administración responsable de tutelar o recurso, xa que durante moi longos prazos observará como este é xestionado por operadores externos, coa menor capacidade de controlar tal recurso que iso supón.

### **5.3.2.3. Homoxeneidade nos pregos**

Outra cuestión de que resulta interesante estudar a posibilidade da súa implantación é o uso dun mesmo modelo de pregos para as distintas concesións novas que existen. Esta estandarización, en que lóxicamente teñen que existir certas cláusulas que deben contar con flexibilidade suficiente para adaptarse as particularidades de cada aproveitamento, é algo que existe xa noutros países. O exemplo máis próximo atópase en Francia, onde se inclúe un modelo de pregos para as concesións hidroeléctricas. Este modelo incluíuse como Anexo do seu Decreto 530-2016, aínda que tamén é susceptible de ser adaptado ou complementado para ter en conta as especificidades de cada concesión. Este modelo de pregos por un lado supón unha guía útil para a propia Administración, facilitando o seu traballo. Por outro lado, introduce unha maior confianza xurídica aos operadores do sector, xa que a existencia de distintos pregos de concesións hidroeléctricas supón un maior esforzo para o seu análise e estudo.

Por outro lado, noutros países o sistema que se utiliza é o de incluír unhas condicións mínimas que se deben conter nas concesións (por exemplo, o artigo 23 da Lei 8.987/1995 do Brasil inclúe diversas cláusulas as que considera esenciais no caso das concesións de servizos públicos). Isto tamén se prevé no caso de España, aínda que de forma xenérica para as concesións de augas.

Así, por exemplo, o artigo 102 do RDPH recolle aqueles elementos que se deben fixar en toda concesión de augas. Por tanto obsérvase como este tipo de metodoloxía, malia resultar positiva por reducir a discrecionalidade administrativa, é máis xenérica que os modelos de pregos, que son redactados xa pensando no sector hidroeléctrico en concreto.

#### **5.3.2.4. Falta de coordinación entre a planificación eléctrica e a hidrolóxica**

Ao longo deste estudo observouse un vínculo íntimo entre auga e enerxía. Un dos principais usos da auga é a xeración de enerxía eléctrica nas centrais hidroeléctricas. Ademais, tamén se emprega para a xeración eléctrica nas centrais térmicas e nucleares como refrixeración.

Malia isto, obsérvase unha desconexión importante entre a planificación hidrolóxica e a enerxética. Esta foi explicada no apartado 2.8 desta tese de doutoramento, a que nos remitimos. Ao respecto, neste punto débese sinalar que entre as reformas que cómpre levar a cabo para continuar coa explotación privada do recurso salienta a realización da coordinación entre as políticas enerxéticas e as de augas.

#### **5.3.2.5. Actualización das concesións ás novas normas, principios e realidades existentes no sector, con especial referencia ao PNIEC e á LCCTE**

As novas concesións que se outorguen, ademais de en cuestións xa comentadas como as referentes ao prazo, tamén deben atender á nova realidade xurídica e de feito que existe no sector. Estas novas realidades atópanse contidas especialmente no PNIEC e na LCCTE.

No primeiro destes documentos advírtese, en primeiro lugar, dun posible impacto froito do cambio climático que implique unha baixada da produción hidroeléctrica debido á diminución dos caudais dos ríos. De feito, neste impacto nin sequera se ten en conta a posibilidade de que diversas explotacións non continúen tras o seu vencemento. Esta non continuación pode derivarse, esencialmente,

de que non resulten explotacións economicamente rendibles ou debido a que non superen os requisitos ambientais esixibles.

Ao respecto, como se observaba no capítulo terceiro, as centrais hidroeléctricas deben obter unha avaliación positiva de impacto ambiental. Ademais, tamén existen outros criterios ambientais máis alá da propia avaliación de impacto ambiental, tal e como poden ser os dispositivos que permitan franquear a presa á ictiofauna autóctona que se esixen no artigo 126 *bis* do RDPH e que son susceptibles de implicar un incremento dos custos de explotación do recurso. De feito, respecto a isto, na proposta de modificación do RDPH, presentada a información pública o 21 de xullo de 2022, preténdese engadir un apartado sexto a este artigo 126 *bis* do RDPH en que se dispoña que o organismo de bacía poida, de xeito subsidiario, levar a cabo actuacións de mellora da continuidade fluvial en infraestruturas xa existentes, repercutindo os custos aos titulares desas infraestruturas.

Respecto ás cuestións ambientais tamén se deben citar as preocupacións contidas na Resolución de 30 de decembro de 2020, da Dirección Xeral de Calidade e Avaliación Ambiental, pola que se formula a declaración ambiental estratéxica do PNIEC. Nesta Resolución ponse de manifesto que a construción, o funcionamento e a demolición das centrais hidroeléctricas supón importantes riscos de contaminación das augas. Isto, tal e como destaca CONDE ANTEQUERA<sup>829</sup>, resulta especialmente relevante no caso das demolicións, alteracións do réxime hidrolóxico, transporte de sedimentos, alteración na temperatura das augas debido a sistemas de refrixeración (malia que isto prodúcese máis en centrais nucleares e térmicas) e o risco de contaminación mineral das augas ou con metais pesados, existindo tamén unha importante incidencia en relación co consumo de recursos hídricos. Isto tamén atopa relación cos principios que introducía a DMA respecto ao bo estado ecolóxico das masas de auga e debe ser algo respecto ao que as concesións presten especial atención, fixando criterios claros para situacións tales como unha posible necesidade de demolición das

---

<sup>829</sup> CONDE ANTEQUERA, J., «Perspectivas jurídicas del trinomio agua-energía-cambio climático», *op. cit.*, pp. 947-948.



infraestruturas ou a posibilidade de introducir cambios no futuro durante a vida da concesión para adaptala aos novos condicionantes ambientais que vaian xurdindo.

Outra cuestión que se resalta do PNIEC é a aposta polo incremento das centrais de bombeo ou reversibles, que se prevé que en 2030 alcance 6.837 MW de potencia instalada en bombeo puro, o que supón máis do dobre da potencia instalada actual e o que unido ao bombeo mixto, que non se prevé que aumente, suporía un total de 9,5 GW de potencia instalada de bombeo. Este incremento, tendo en conta os amplos prazos de construción destas instalacións, semella bastante optimista. Un exemplo destes amplos prazos obsérvase nunha importante central de bombeo inaugurada en 2022 en Suíza (Nant de Drance, en Valais, con 900 MW de potencia instalada), que tardou catorce anos en construírse<sup>830</sup>.

Ademais, esta tecnoloxía non conta cunha regulación propia na actualidade. Por tanto, para acadar estes obxectivos que recolle o PNIEC resultaría positivo a creación dun procedemento específico para a súa tramitación, con prazos concretos que promovesen a súa axilización. Dentro desta lexislación débese dar un tratamento específico ás centrais de bombeo marítimas, posto que teñen especificidades distintas e, aínda que presentan unha maior complexidade técnica e uns custos posiblemente maiores, tamén ofrecen unha alternativa á utilización de caudais de ríos que se espera que cada vez se reduzan máis.

En cambio, iso tamén introducirá novos problemas. Un dos principais problemas derívase de que boa parte das centrais reversibles que se prevé construír non se farán desde cero, senón que consistirán en adaptar centrais xa existentes, coa súa correspondente presa. Esas centrais, se están a ser explotadas por un concesionario introducen a cuestión chave de quen vai financiar e construír as novas infraestruturas.

Por un lado, pódese pensar no actual concesionario como o operador lóxico para levar a cabo a nova central. En cambio, isto

---

<sup>830</sup> Esta información fornécea na súa web a compañía que opera a presa, Nant de Drance, SA (que é un consorcio de Alpiq, SBB, Industrielle Werke Basel e Forces Motrices Valaisannes), en: <https://www.nant-de-drance.ch/en/construction>, [consulta 7 de outubro de 2022].

suporía unha modificación da concesión de tal tamaño que faría necesario sacala a licitación, sempre e cando entendamos que á enerxía hidroeléctrica lle resulta de aplicación a Directiva de servizos 2006/123/CE, cuestión que se analizará con posterioridade. Así pois, podería darse a situación de que existise un concesionario da primeira central hidroeléctrica, pero que non coincidise co mesmo que realizase a central reversible ou de bombeo. Nese caso, sería complicado remunerar ao segundo operador cos rendementos obtidos da explotación da presa, posto que seguirá existindo unha soa central hidroeléctrica, que simplemente pasou a ser reversible. Ademais, esa construción afectaría directamente ás condicións de explotación do concesionario orixinario, o que podería facer necesario axustar as súas condicións, algo que debería estar previsto nos pregos iniciais. Por iso, para evitar litixios futuros e atrasos nestes proxectos semella moi relevante que tales cuestións se teñan en conta á hora de volver explotar as concesións que van reverter á Administración.

Neste aspecto incluso podería resultar necesario a inclusión dun novo uso dos ordenados por preferencia no artigo 60 do TRLA, referente ao almacenamento de enerxía. Este podería xustificarse sobre a base de que as centrais reversibles ou de bombeo, netamente falando, non son produtores de enerxía eléctrica, posto que consomen máis enerxía da que producen. Así, a súa función está centrada na seguridade do sistema, permitindo integrar con maior facilidade enerxías renovables, que non contan con dispoñibilidade no uso do recurso, como sucede nos casos das enerxías solar e eólica. Así e todo, tamén existirían outras formas de remunerar ese almacenamento se non fose un uso propio do TRLA.

Ao respecto, o PNIEC, no seu apartado 3 «Políticas e medidas», indica que «co obxecto de contribuír ao cumprimento dos obxectivos en materia de enerxías renovables establecidos en lei, o aproveitamento do dominio público hidráulico non fluente para a xeración de enerxía eléctrica nas novas concesións que se outorguen terá como prioridade o apoio á integración das tecnoloxías renovables non xestionables no sistema eléctrico. A tal fin, promoveranse, en particular, as centrais hidroeléctricas reversibles que permitan xestionar a produción renovable,

respectando un réxime de caudais que posibilite cumprir cos caudais ambientais das masas de auga afectadas e apoiando a regulación de bacía en condicións de fenómenos extremos, de forma que sexa compatible cunha xestión eficiente do recurso hidráulico e a súa protección ambiental. Regulamentariamente, poderanse habilitar os mecanismos que permitan aplicar ás novas concesións que se outorguen unha estratexia de bombeo, almacenamento e turbinado para maximizar a integración de enerxías renovables, condicionadas en todo caso ao cumprimento dos obxectivos ambientais nos plans de bacía».

Por último, novamente no seu apartado 3 de «Políticas e medidas» o PNIEC tamén fai referencia á necesidade de regular o fin das concesións hidroeléctricas. Concretamente exprésase que «co fin de garantir que se leven a cabo os investimentos necesarios e que as centrais non deixen de funcionar unha vez terminen as concesións existentes, faise necesario definir regulamentariamente os procedementos e prazos aplicables a estas instalacións». Partindo da base de que, con maior ou menor éxito, o fin das concesións hidroeléctricas xa conta cunha regulación no RDPH entendemos que o PNIEC ou ben se está a referir á necesidade de variar esa regulación ou ben trata a necesidade de crear unha regulación específica para as concesións hidroeléctricas, xa que a contida no RDPH regula con carácter xeral todas as concesións de augas. Independentemente da forma en que o PNIEC pretenda que se siga, na actualidade aínda non se fixo ningunha modificación, polo que tal medida non foi implantada polo momento.

Pola súa parte, a LCCTE, tanto no seu preámbulo como no seu artigo 7 –cunha redacción moi similar, cando non idéntica, á do PNIEC–, insiste na necesidade de promover as centrais hidroeléctricas reversibles ou de bombeo, co obxectivo de poder integrar no *UE* enerxético un maior número de enerxías renovables sen poñer en perigo a seguridade enerxética. Isto último pasou a ser un problema importante ao ano seguinte da aprobación da LCCTE, xa que a crise enerxética derivada da guerra de Ucraína introduciu importantes riscos no fornecemento de enerxía eléctrica no ámbito europeo.

A LCCTE tamén establece unha serie de novos principios, concentrando varios deles no seu artigo 2 e outros ao longo do seu texto. Dentro destes, tal e como expresa o xa citado profesor CONDE ANTEQUERA<sup>831</sup>, no referente á enerxía hidroeléctrica salientan os seguintes:

- O principio de integración ambiental. Aínda que non se refire de xeito explícito no artigo 2 da LCCTE, derivase da aplicación do artigo 11 do TFUE e da necesidade de actuar de xeito integral nas políticas que se desenvolvan ao abeiro da LCCTE na súa loita contra o cambio climático, tanto desde o punto de vista enerxético como hidráulico.
- O principio de neutralidade climática e descarbonización. Para acadar a descarbonización da economía que se pretende de cara a 2050 a enerxía hidroeléctrica ten un papel chave. Este derivase dos aspectos xa indicados de que para integrar boa parte das renovables precísanse as centrais hidroeléctricas pola súa dispoñibilidade do recurso, resultando isto especialmente relevante nas centrais reversibles. O non contar con elas poría en perigo a seguridade enerxética, xa que o resto de fontes renovables non permiten a dispoñibilidade do recurso no momento que se desexe. De feito, esta seguridade enerxética, na actualidade, ademais de polas centrais hidroeléctricas, acádase especialmente a través das distintas centrais que utilizan o gas natural como recurso, véndose perigosamente afectado pola crise enerxética iniciada no 2021-2022.
- O principio de transición xusta. Este non se expresa de forma explícita no artigo 2 da LCCTE, pero si se nomea noutros moitos apartados da norma, que incluso no seu artigo 27 detalla unha estratexia de transición xusta e tamén se deriva do Acordo de París de 2015. Isto implica que a transición ecolóxica e descarbonización debe maximizar os beneficios para a actividade e o emprego, e minimizar os

---

<sup>831</sup> CONDE ANTEQUERA, J., «Perspectivas jurídicas del trinomio agua-energía-cambio climático», *op. cit.*, pp. 948-950.

seus impactos negativos. Ademais, tal e como expresa o preámbulo da LCCTE, a transición xusta tamén o debe ser para os colectivos e áreas xeográficas máis vulnerables, entre elas, as zonas rurais. Isto ten moita relación con boa parte das reivindicacións que existen no ámbito hidroeléctrico desde o punto de vista local, onde os concellos afectados reclaman unha maior participación na xestión e beneficios do sector, xa que en moitas ocasións trátase de zonas afastadas das urbes e con importantes problemas de despoboamento. Por iso, con base neste principio a nova explotación do recurso unha vez revertan as concesións debe ter en conta tales elementos.

Por último, aínda que cunha menor relevancia que o resto de cuestións aquí indicadas, os pregos das novas concesións tamén deben prever a necesidade de introducir investimentos tendentes á automatización e melloras tecnolóxicas das centrais hidroeléctricas.

#### **5.3.2.6. Problemas de finalización das concesións e enriquecemento inxusto**

No anterior apartado observouse como PNIEC consideraba que se debía incluír un procedemento para a finalización de concesións «co fin de garantir que se leven a cabo os investimentos necesarios e que as centrais non deixen de funcionar unha vez terminen as concesións existentes». Tales medidas non foron aínda desenvolvidas. A través delas resultará imprescindible tratar de solucionar os problemas que se detectaron nos vencementos de concesións que se produciron xa. Nestes procedementos destaca que na súa maioría se trataban de centrais de carácter fluente e con escasa importancia no total de potencia instalada, pero os problemas constatados nelas poden aparecer en centrais de maior tamaño e, xa que logo, xerar contratemplos relevantes.

O primeiro problema na finalización das concesións hidroeléctricas consiste en que, de xeito frecuente, obsérvanse importantes atrasos en expedientes de finalización de concesións e na súa nova explotación, tal e como se veu detallando ao longo deste estudo nos supostos comentados noutros apartados e onde o caso máis coñecido posiblemente sexa o da central de Lafortunada-

Cinqueta, que deu lugar á Sentenza da Audiencia Nacional do 28 febreiro 2020. Nesta resolución obsérvase como unha concesión que debía terminar en 2007, debido a diversos avatares, non se extinguiu até a resolución do 18 de decembro de 2017 do Ministerio de Agricultura e Pesca, Alimentación e Medio Ambiente. Ademais, tal resolución foi recorrida, dando lugar á sentenza indicada máis de dous anos despois. Neste caso, o aproveitamento seguiu sendo empregado na maior parte dese tempo. En cambio, iso non evita que se xeren problemas de inseguridade xurídica e enriquecemento inxusto, posto que a concesionaria segue usando o aproveitamento sen que o título con que contaba (a concesión) a habilite para iso.

Dentro dos atrasos existentes cabe salientarmos, por un lado, aqueles en que é a Administración a que descoidou o inicio do procedemento de extinción de concesións. Tal procedemento, segundo o artigo 164.1 do RDPH, até se podería comezar tres anos antes de que o prazo da concesión rematase. O sentido deste prazo débese á complexidade do procedemento, que tende a ter unha duración considerable. En cambio, o artigo 164.1 do RDPH só sinala a posibilidade de comezar antes o procedemento, pero que en ningún caso resulta unha obriga, polo que en ocasións obsérvase que, lonxe de comezar antes de que finalice o prazo, o procedemento non se inicia até anos despois de que conclúa (cando si que xa é unha obriga comezalo). Por iso, resultaría positivo converter esa posibilidade nunha obriga para a Administración, posto que iso axudaría a evitar atrasos e establecer consecuencias en caso de non cumprir con tal obriga.

Sobre isto, tamén se debe estudar a posibilidade de trasladar o modelo observado en Francia ao noso dereito interno. Nese caso, como se detallaba no capítulo cuarto, durante os cinco anos anteriores á conclusión do prazo de concesión, o concesionario está obrigado a realizar, con cargo á Administración, os traballos que o prefecto responsable considere necesarios para a preparación da devolución da explotación. Mentres, con 18 meses de antelación á finalización, o concesionario debe presentar á autoridade administrativa un expediente que detalle o bo funcionamento e mantemento da propiedade e as dependencias da concesión, así como as medidas que planea introducir para garantir que a reversión

da concesión ao Estado se faga en boas condicións de funcionamento. O devandito expediente será cotexado pola Administración.

Respecto disto resulta especialmente relevante a obriga de que, xa con cinco anos de antelación se comecen a facer traballos para devolver a concesión en bo estado, se estes fosen necesarios. No caso francés tales obras son a cargo do concesionario, aínda que na maioría dos casos este é EDF, que é unha empresa pública. En cambio, no caso español, tendo en conta o disposto no parágrafo segundo do artigo 89.4 do RDPH, esta obriga deberíase realizar con cargo ao concesionario, xa que o precepto habilita a Administración a «esixir do concesionario a entrega dos bens obxecto de reversión en condicións de explotación». Por tanto, con esa obriga de comezar a efectuar actuacións cinco anos antes desta reversión soamente se está ofrecendo máis detalle das esixencias impostas polo artigo 89.4 do RDPH.

Relacionado con isto atópase o problema da caducidade dos procedementos. Estes procedementos de finalización das concesións, como se indicou, tenden a durar moito tempo, e máis se rematan nos xulgados, aínda que para os efectos da caducidade iso xa non resulta relevante. Esta ampla duración pode provocar que o procedemento caduque durante a súa tramitación e deba volver a ser iniciado. Ao respecto a disposición adicional sexta do TRLA sinala que o prazo de caducidade é de 18 meses. En cambio, isto resulta en certo modo incoherente co artigo 164.1 do RDPH, posto que este ofrece comezar o procedemento de finalización e reversión da concesión até tres anos antes, polo que estima que ese pode ser un prazo que resulte necesario para a súa tramitación, pero a aplicación da disposición adicional sexta do TRLA faría que tal prazo se reducise na práctica a 18 meses. Xa que logo, resulta estraño esta disparidade de prazos, que debería ser axustado.

Unha explicación que se pode atopar para esta disparidade de prazos podería ser que o lexislador pensase que se precisan 18 meses para realizar o procedemento de finalización de concesión e outros 18 para volver a sacar a licitación a concesión. En cambio, este último prazo semella excesivo se se ten en conta que o segundo parágrafo do artigo 89.4 do RDPH expresa que se a

«Administración hidráulica considerase posible e conveniente a continuidade do aproveitamento, poderá esixir do concesionario a entrega dos bens obxecto de reversión en condicións de explotación». De aquí pode xurdir a controversia relativa ao que se debe entender por «condicións de explotación», posto que, como se aprecia, estas condicións non están descritas. Así, resulta pertinente preguntarse se tal concepto significa que a central deba estar funcionando ao 100 % do seu potencial ou se se pode –ou debe– admitir que o seu normal funcionamento sexa menor polo desgaste do paso do tempo ou outros motivos. Isto non está resolto na lexislación actual, polo que se se regula o procedemento de que fala o PNIEC resulta procedente darlle resposta a tal cuestión. En cambio, volvendo ao asunto referente á posta en explotación de novo da concesión hidroeléctrica, o prazo de 18 meses, como se dicía, resulta excesivo toda vez que as instalacións volverán ao poder da Administración en condicións de explotación.

Só no caso en que a Administración non exerza a súa potestade este prazo resulta razoable. Ao respecto cómpre lembrar que o artigo 89.4 do RDPH di que a Administración «podará esixir», pero non o impón como un imperativo. Isto tamén se considera que debe ser revisado coa nova normativa, debendo ser sempre esixible a entrega en condicións de explotación, sempre e cando a Administración decida continuar con tal explotación. No modelo actual pódese xerar unha discriminación entre operadores se a un se lle esixe tal entrega en condicións de explotación e a outro non, xa que a norma non especifica supostos e semella que o deixa a discreción da Administración.

Ademais, iso tamén xera maiores custos para a propia Administración, apreciándose a existencia de licitacións de contratos para a posta a punto de equipos de centrais hidroeléctricas, como por exemplo no caso das centrais de Enviande e El Pelgo, na Confederación hidrográfica do Miño-Sil. Iso tamén implica un atraso en volver a explotar os aproveitamentos, que se debe tratar de evitar, posto que pode xerar importantes problemas polo lado da produción eléctrica e a seguridade do fornecemento. Ademais, nese tempo en que a central se atopa parada por circunstancias que podería resultar evitables, esta continúa a xerar un impacto



ambiental<sup>832</sup>, pero non se produce o recurso económico polo que se tolera tal impacto. A maiores diso, se o desuso se prolonga durante anos pode favorecer que os equipos da central se estraguen.

Así pois, resulta necesario que as administracións competentes coñezan as datas exactas en que se producirán os vencementos (datos que se deberían facer públicos para favorecer o control social) e actuar en consecuencia para evitar atrasos. Tales atrasos tamén xeran problemas relativos ao enriquecemento inxusto. Como se expuxo no capítulo terceiro, para que se produza o enriquecemento inxusto precísase que exista un aumento do patrimonio do enriquecido, que exista un correlativo empobrecemento do actor (ben por dano emerxente ou ben por lucro cesante), que non exista causa que xustifique o enriquecemento e que non exista un precepto legal que exclúa a aplicación do principio. Neste caso aprécianse todos estes requisitos xa que o concesionario goza duns bens de dominio público (que eran obxecto da concesión) sen contar con título para iso, a través dos cales obtén un beneficio que podía estar obtendo a Administración se os explotase de forma directa ou a través dunha nova concesión con condicións actualizadas. Ademais, non existe ningunha norma que exclúa a aplicación do principio.

Partindo xa da existencia do lucro cesante, no ámbito das concesións hidroeléctricas existen dous problemas esenciais respecto del. Por un lado, está a circunstancia de que a acción para reclamar este lucro cesante prescribe aos cinco anos (artigo 1964 do Código civil). Por iso, en explotacións en que se atrasou suficientemente o expediente de finalización, e das cales tristemente existen exemplos reais, esta acción non abonda para reclamar todos estes beneficios obtidos pola concesionaria sen contar con título para iso. Por outro lado, a compañía concesionaria, se é sabedora de que os beneficios que obteña unha vez vencida a concesión van terlle que ser devoltos á Administración chegado o

---

<sup>832</sup> Resulta evidente que mentres a instalación se atopa parada ou en mantemento non se vai proceder á súa retirada nin á, de ser o caso, da presa a ela vinculada, polo que é claro que o impacto ambiental continúa.

momento, perde calquera tipo de incentivo á hora xestionar o aproveitamento unha vez finaliza o prazo de explotación.

Estas cuestións debe ser abordada na nova regulación que prevé o PNIEC, resultando razoable unha solución intermedia que lle permita garantir á concesionaria unha certa rendibilidade cando o atraso na finalización da concesión non se deba á súa actuación, pero introducindo mecanismos para que non supoñan un claro incentivo a non colaborar coa Administración para a finalización da concesión. Estes mecanismos poden ser desde prohibicións para contratar en caso de non colaborar até unha menor retribución ca que estivese obtendo no mercado até o momento, co que a empresa puidese estar interesada en volver ás súas condicións anteriores a través dunha nova concesión, aínda que debese obtela a través da correspondente licitación pública.

Outra alternativa para abordar os problemas de atrasos e caducidades pode consistir en facer recaer parte da responsabilidade da reversión en mans do concesionario. Como se expuña no capítulo terceiro isto consistiría en impor unha obriga legal ao concesionario de solicitar a iniciación do expediente de reversión. Ademais, en caso de que se incumpra con tal obriga as consecuencias deberían ir desde sancións pecuniarias ou a perda dalgunha fianza que se constituíra para o efecto até a prohibición de participar en licitacións hidroeléctricas durante certo tempo, tanto esa compañía como as demais do grupo.

#### **5.3.2.7. Problemas de falta de transparencia e boa administración**

Aínda que a DMA inclúe algunha referencia aos requisitos de transparencia na lexislación sobre augas dos distintos países (considerando dezaioito da DMA), en España no foron introducidos até a modificación que se operou no TRLA a través da Lei 62/2003, do 30 de decembro, que creou un novo artigo 111 *bis*. Neste fálase dos principios xerais do réxime económico-financeiro da utilización do dominio público hidráulico. Así, logo de establecer principios tales como o de recuperación de custos ou do uso eficiente da auga exprésase que todo iso se fará «con aplicación de criterios de transparencia». Este principio, ademais, débese

entender tamén no contexto da normativa de transparencia, e máis concretamente, de acordo coa Lei 19/2013, do 9 de decembro, de transparencia, acceso á información pública e bo goberno.

No ámbito hidroeléctrico existe un longo camiño por recorrer en relación con estes requisitos de transparencia, xa que é un sector tradicionalmente moi opaco. Así, para contar cunha listaxe pública das distintas concesións hidroeléctricas que existen houbo que esperar a que o Senador das Cortes Valencianas, do Grupo Parlamentario de Izquierda Confederal (Adelante Andalucía, Más Per Mallorca, Más Madrid, Compromís, Geroa Bai e Agrupación Socialista Gomera), Carles Mulet García fai a seguinte cuestión no Senado: «¿Cal é a data de caducidade das concesións de cada unha das centrais hidroeléctricas do país, coa súa potencia instalada e a súa produción media? Solicito ser informado en cada caso da Empresa titular / data de caducidade / saber se é a concesión inicial ou se está prorrogada / potencia instalada / produción media» (Expediente 684/042980). A esta cuestión respondeuse o 10 de novembro de 2021 cun anexo coas distintas centrais hidroeléctricas<sup>833</sup>.

En cambio, analizando este anexo obsérvanse diversos datos que resultan incorrectos ou, polo menos, non coinciden cos datos fornecidos por outras administracións ou algúns que figuran no Rexistro de Augas. Así, por exemplo, se se compara cos datos do Instituto Enerxético de Galicia (Inega)<sup>834</sup> atópanse significativas diferenzas, especialmente no relativo á potencia instalada, onde se observan centrais como a de Belesar, que segundo o Inega contaría con 310.210 kW, mentres que segundo a listaxe achegada tras a pregunta no Senado de Carles Mulet serían 229.200 kW. En

---

<sup>833</sup> Este é o anexo que se ligou xa con anterioridade, que se pode atopar en: <https://www.senado.es/web/expedientappendixblobservelet?legis=14&id1=119255&id2=2> [consulta 14 de outubro de 2022].

<sup>834</sup> Os datos do Inega pódense atopar na súa web. No caso das centrais hidroeléctricas de maior tamaño, aquí: [https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia\\_galicia/centrais\\_grande\\_hidraulica.pdf](https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia_galicia/centrais_grande_hidraulica.pdf); mentres que no caso das centrais minihidráulicas, aquí: [https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia\\_galicia/centrais\\_minihidraulicas.pdf](https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia_galicia/centrais_minihidraulicas.pdf) [consulta 14 de outubro de 2022].

relación co Rexistro de Augas tamén se observan diverxencias relevantes con algunhas anotacións que figuran alíás que se tivo acceso. Un exemplo disto atópase no caso das concesións de Os Tilos e Vadillos, na Confederación Hidrográfica do Texo, que segundo esta listaxe vencerían no pasado ano 2020, cando o certo é que no Rexistro de Augas figuran desde hai máis de 20 anos cun vencemento en 2061 (Sección A, Tomo VII, Folla 76, Número 676 do Rexistro de Augas).

Así pois, os datos máis relevantes das explotacións hidroeléctricas, tales como son a data de vencemento, o concesionario e a potencia instaladas, tan só se poden atopar publicados a través dun vehículo que non é axeitado para iso (unha pregunta no Senado) e con importantes contradicións cos datos doutras administracións ou Rexistros, que inducen a pensar que a listaxe proporcionada conta con diversos erros. Ante isto, contactei co senador Carles Mulet García para preguntar se coñecía a procedencia dos datos con que se respondeu á súa cuestión no Senado. Este senador indicou que descoñecía tal procedencia, pero efectuou a pregunta escrita 684/059518 cuestionando iso.

A esta pregunta contestouse con data do 17 de novembro de 2022 indicando que os datos procedían de «a información remitida polas confederacións hidrográficas, a información remitida polos titulares de aproveitamentos nas autoliquidacións polo uso das augas continentais para a produción de enerxía, o Rexistro de Instalacións de Produción de Enerxía Eléctrica, o Sistema de Información do Operador do Sistema (e-sios)». En cambio, non se aclarou a que se podían deber as discrepancias cos datos doutras administracións e rexistros comentados.

Pola súa parte, entre as distintas administracións que tutelan os recursos hidroeléctricos tan só no caso da Confederación Hidrográfica do Cantábrico se poden apreciar os datos máis significativos dos distintos aproveitamentos dun xeito doado e de fácil acceso, xa que se habilitou expresamente un apartado da súa páxina web<sup>835</sup> para iso. No resto dos casos para coñecer estes datos

---

<sup>835</sup> Esta atópase en: <https://www.chcantabrico.es/servicios/aprovechamientos-hidroelectricos> [consulta 14 de outubro de 2022].

tense que acudir ao Rexistro de Augas (despois de pagar as correspondentes taxas), aos distintos diarios oficiais en que no seu día se publicasen cuestións relativas ás concesións (unha tarefa titánica na maior parte dos casos) ou revisando os datos dos informes anuais e outra información que as empresas concesionarias publiquen. En cambio, este último caso só é válido para as empresas que cotizan en bolsa, xa que as demais non teñen obriga nin publican este tipo de información. De feito, incluso as que cotizan en bolsa en diversas ocasións falan da súa produción hidroeléctrica global sen entrar no detalle das distintas concesións. Por tanto, a obtención desta información resulta moi complicada tanto para calquera especialista do sector<sup>836</sup> como, particularmente, á cidadanía en xeral.

Isto determina a existencia dunha escasa transparencia no sector, que resulta contraria á Lei 19/2013, do 9 de decembro, de transparencia, acceso á información pública e bo goberno. Nesta norma, no capítulo II do título I, establécese a obriga de publicidade activa por parte das administracións públicas, que se cumprirá a través das «sedes electrónicas ou páxinas web e dunha maneira clara, estruturada e entendible para os interesados e, preferiblemente, en formatos que se poidan volver a utilizar», cunha información que «será comprensible, de acceso fácil e gratuíto» (puntos cuarto e quinto, respectivamente, do artigo 5 da Lei de transparencia).

Dentro da información que se debe publicar inclúese todos os contratos «con indicación do obxecto, duración, o importe da licitación e de adxudicación, o procedemento empregado para a súa subscripción, os instrumentos a través dos que, no seu caso, se publicou, o número de licitadores participantes no procedemento e a identidade do adxudicatario, así como as modificacións do contrato». Dentro deste grupo de contratos pódense incluír as concesións hidroeléctricas. Todo isto, no ámbito galego ten o seu correlato na Lei 1/2016, do 18 de xaneiro, de transparencia e bo

---

<sup>836</sup> Ao respecto, débese sinalar que durante a realización desta tese se solicitaron datos relativos ás concesións hidroeléctricas a diversas confederacións hidrográficas, sen que se obtivese ningunha resposta.

gobierno, de carácter autonómico, que regula dun xeito semellante as obrigas de transparencia dos organismos públicos galegos e demais entidades incluídas no artigo 2 da propia norma. A pesar do disposto, dada a dubidosa natureza contractual das concesión de dominio público que se explicaba no capítulo terceiro, resultaría convinte incluír previsións específicas na normativa de transparencia.

En cambio, se entendemos que as concesións demaniais se atopan amparadas polo previsto para os contratos, obsérvase o incumprimento da normativa na maioría de casos. Isto derívase de que nin na web nin na sede electrónica dos organismos de bacía se pode apreciar esta información. Para obtela tense que acudir ao Rexistro de Augas e pagar as correspondentes taxas ou depender da información que acheguen outros organismos distintos aos de bacía ou, directamente, entes privados como os concesionarios.

Estes problemas de transparencia non só afectan ao ámbito hidroeléctrico, senón que, en xeral, son algo común do sector eléctrico español, que se caracteriza tamén no ámbito legislativo pola existencia dun gran número de normas sectoriais, que son dunha importante complexidade e que en moitos casos non teñen visión sistemática e de conxunto. Estes problemas tanto na regulación como no actuar das distintas administracións resultan contrarios as esixencias da *smart and better regulation* plasmadas no artigo 129 da Lei 39/2015, tal e como se comentaba no capítulo primeiro da tese.

Por tanto, entre as reformas que se aconsellan levar a cabo no sector esta nin tan sequera se pode considerar como tal. Neste caso sería suficiente con que se cumprise co disposto na Lei de transparencia, acceso á información pública e bo goberno, así como no artigo 129 da Lei 39/2015. Ao respecto, tampouco semella que resulte extremadamente complicado de cumprir, xa que, como se sinalou, a Confederación Hidrográfica do Cantábrico xa o está a facer. Así, este ente aínda que é verdade que debería fornecer algúns datos a maiores para un pleno cumprimento o certo é que xa amosa na súa páxina web unha cantidade significativa de información en relación cos aproveitamentos hidroeléctricos que xestiona. Xa que

logo, un modelo similar debería ser implantado nos demais organismos de bacía.

#### **5.3.2.8. Delegación de funcións por parte das administracións competentes**

Por último, débese destacar que nalgunhas confederacións hidrográficas como no caso de Augas de Galicia (Galicia-Costa), observouse como se realizaron licitacións de contratos públicos para a revisión das concesións da confederación hidrográfica. Así, en marzo de 2016 publicou a licitación dun contrato de servizos para o «apoio e asistencia técnica na xestión de aproveitamentos hidroeléctricos e da súa adecuación á planificación hidrolóxica no ámbito territorial da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa» (clave OH-188.365). Con posterioridade, en 2020 subscribiuse un novo contrato similar ao anterior por un importe cerca do medio millón de euros. Isto non deixa de ser un recoñecemento da existencia dun problema por parte da Administración á hora de xestionar estes recursos, que tamén pode resultar susceptible de xerar novos problemas, xa que, por exemplo pode producir conflitos de intereses ou problemas de axencia co contratista externo. De feito, é frecuente que entre os clientes destes contratistas se atopen empresas que traballan no sector de produción de enerxía eléctrica e contan con algunha concesión en carteira.

No caso galego observado nos contratos indicados de Augas de Galicia apréciase que pode ter un difícil encaixe co Plan sectorial hidroeléctrico da bacía hidrográfica de Galicia-Costa. Este plan, que na actualidade xa non se atopa actualizado en diversas cuestións, naceu coa misión de regular a implantación de determinadas actuacións de interese público ou utilidade social, necesarias para a levar a cabo a actividade de produción de enerxía eléctrica e ordenar a instalación de aproveitamentos hidroeléctricos a que Augas de Galicia outorgase as correspondentes concesións no ámbito xeográfico de Galicia-Costa. Os principios fundamentais que se describen na súa memoria son estes:

- A compatibilidade coa planificación hidrolóxica de Galicia-Costa.

- O uso racional do dominio público hidráulico.
- A optimización do potencial hidroeléctrico.
- O desenvolvemento sostible e protección do medio ambiente.
- A axilización dos procedementos administrativos.

Por iso, existindo tal planificación, en que se salientan a «optimización do potencial hidroeléctrico» e a «axilización dos procedementos administrativos», resulta estraño que non se dotase a Augas de Galicia de medios suficientes para cumprir con ela ou que, facéndoo, se delegue unha parte relevante deses traballos en contratistas externos. Aínda que este plan está máis pensado para a instalación de novos aproveitamentos, os seus principios resultan igualmente aplicables aos xa existentes. Por tanto, resulta incoherente que se pretenda optimizar un recurso e axilizar os seus procedementos administrativos, cando a Administración nin sequera ten o coñecemento de en que estado se atopan os recursos que debe controlar. Así, ante este descoñecemento, que non deixa de ser unha abdicación de funcións da Administración, decídese acudir a medios externos para controlar o estado das presas hidroeléctricas. Para iso licítanse diversos contratos públicos por unhas importantes cantidades.

Estes contratos xustificanse nunha falta de medios da Administración no informe de insuficiencia de medios. Por exemplo, no caso da licitación citada de Augas de Galicia de 2016 exprésase que a entidade «non conta cos medios efectivos persoais, técnicos nin materiais propios suficientes e axeitados nun nivel de especialización idóneo e apropiado para levar a cabo, no prazo correspondente, os traballos recollidos neste contrato, para os que por motivo da propia natureza e condicións específicas do obxecto contractual se require persoal moi especializado coa experiencia suficiente e cualificada na materia e unha dedicación practicamente exclusiva, así como medios materiais concretos». Sendo ese o caso e tendo en conta a gran relevancia económica, social e estratéxica dos aproveitamentos hidroeléctricos resulta procedente que se dote de medios aos distintos organismos de bacía para que poidan realizar un control axeitado das súas infraestruturas hidroeléctricas sen necesidade de depender de terceiros.



## **5.4. Explotación pública**

### **5.4.1. Razóns para a explotación pública do recurso**

A pesar de que na actualidade a explotación dos recursos hidroeléctricos españois se articula case na súa totalidade polo sector privado, observouse ao longo desta tese que a explotación pública da industria non resulta historicamente descoñecida en España. As razóns que poderían xustificar unha volta a este tipo de xestión pódense resumir nas seguintes:

#### **a) Existencia doutros casos en dereito comparado**

Tal e como se observou no capítulo anterior, a explotación por parte do sector público dos recursos hidroeléctricos é algo frecuentemente observado en dereito comparado. Isto determina, en primeiro lugar, que se o lexislador español optase por tal opción en lugar de volver á explotación mediante concesións a empresas privadas non estaríamos ante unha «ocorrenza» exclusiva do noso país, senón ante unha opción internacionalmente utilizada con frecuencia. De feito, unha das compañías máis importantes do sector no país, Endesa, ten como principal accionista a Enel, unha empresa cunha participación pública relevante do Estado italiano.

Se observamos o que acontece entre os principais países produtores de hidroelectricidade no ámbito mundial, que son a China, o Brasil, os Estados Unidos e o Canadá, atopámonos con que abunda a explotación pública do recurso. Así, en China é un recurso explotado integramente por empresas públicas. No Canadá, nas provincias máis relevantes canto á potencia instalada, o escenario é semellante, xa que é tamén a Administración pública, neste caso a propia provincia, a que explota o recurso a través de empresas (como Hydro-Quebec e BC Hydro) que incluso actúan como axentes da propia Administración, estendendo a súa competencia máis alén da estrita produción de enerxía eléctrica.

Unha situación semellante tamén se atopa, curiosamente, nos Estados Unidos, país que tradicionalmente se coñece polo seu apoio ao libre mercado. Nesta nación non se explota a integridade da enerxía hidroeléctrica por medio do sector público, pero si a maior parte. Dentro deste sector, os actores máis importantes non

son empresas públicas como tal, senón que a explotación do recurso estrutúrase directamente a través de axencias estatais. Entre elas destaca o Corpo de Enxeñeiros do Exército dos Estados Unidos, ligando o recurso co ámbito da defensa nacional, a Oficina de Recuperación (*Bureau of Reclamation*) e a Autoridade do Val de Tennessee.

Pola súa parte, no Brasil existen diversas empresas de capital mixto e de capital privado. A principal compañía do sector, Eletrobras, era unha empresa pública que controla máis do 40 % da potencia hidroeléctrica instalada no país. Recentemente foi parcialmente privatizada, pero o Estado brasileiro segue a ser o principal accionista. Na actualidade existían plans para continuar a privatizar a compañía, pero co recente cambio de goberno vivido nas eleccións que tiveron lugar en outubro de 2022 é posible que non se leve finalmente a cabo. Por outra parte, tamén existe outra compañía enteiramente pública cun importante peso no sector, pero neste caso é unha compañía controlada por un terceiro estado. Esta é China Three Gorges Brasil, que é filial de China Three Gorges Corporation, unha compañía propiedade estatal de China.

Con respecto a estes exemplos pódese argumentar que se trata de países con realidades xurídicas moi afastadas do caso español. En cambio, no ámbito europeo tamén atopamos diversos exemplos en que os recursos hidroeléctricos son explotados polo sector público. O caso máis paradigmático posiblemente sexa o de Noruega, xa que non só se trata do país con máis potencia hidroeléctrica instalada en Europa, senón que, como se detallou no capítulo cuarto desta tese, o país introduciu como cuestión de principio o perseguir que a adquisición dos dereitos de aproveitamentos hidroeléctricos se limitase exclusivamente a entidades públicas. Aínda que no país se permite a participación do sector privado en empresas públicas até un determinado límite, o certo é que as principais compañías do sector (Statkraft Energi AS, Agder Energi Vannkraft AS e E-co Energi AS) son de capital integramente público, de carácter estatal (Statkraft) ou de carácter rexional e local (Agder e E-co Energi, malia Agder ter unha parte importante do seu capital que é propiedade de Statkraft e, por tanto, do Estado de Noruega).

De xeito semellante, no caso de Suíza o sector público ten unha gran relevancia. Neste país, entre os tres principais produtores (as compañías Axpo, Alpiq e BKW) atopámonos con que un (Axpo) é integramente de propiedade pública, mentres que os outros dous (Alpiq e BKW) teñen unha importante participación pública, en que salienta o seu carácter descentralizado, xa que esta participación estrutúrase esencialmente a través dos distintos cantóns.

Nos casos de Noruega e Suíza pódese argumentar que non son países da UE (Noruega si o é do Espazo Económico Europeo). En cambio, a realidade é que tamén se atopan exemplos semellantes na propia UE. Así, en primeiro lugar cabe falar do caso de Suecia. Neste país o principal actor do sector hidroeléctrico é Vattenfall, con máis da metade da potencia instalada. Esta compañía é propiedade do Estado sueco na súa totalidade. Os outros dous actores máis relevantes do mercado hidroeléctrico sueco, Fortum e Uniper, contan cunha importante participación pública, aínda que esta é dun terceiro estado. A primeira destas dúas compañías ten como principal accionista ao Estado de Finlandia, mentres que a segunda tiña á propia Fortum como propietario maioritario, pero Alemaña procedeu á súa adquisición debido á súa vinculación co sector do gas nese país e a crise enerxética que está ocorrendo derivada do conflito de Rusia e Ucraína.

No tocante a Austria, que tamén é un país cunha importante cantidade de potencia hidroeléctrica instalada, existe novamente unha empresa que controla algo máis da metade da potencia hidroeléctrica instalada no país. Esta é Verbund, pero neste caso o capital non é integramente público, aínda que a participación pública na compañía (tanto de carácter estatal, como rexional e local) alcanza sobre as tres cuartas partes do capital social. Por outra banda, o resto de potencia instalada no país atópase bastante fragmentada, aínda que existen compañías públicas de carácter rexional.

Continuando dentro a UE, en Italia a empresa máis relevante do sector hidroeléctrico, Enel, non é unha empresa pública, pero a Administración, neste caso o Estado italiano, é o principal accionista da empresa. En cambio, a diferenza do que

sucedía en Austria, a participación pública na compañía é máis reducida, de algo menos dunha cuarta parte do total. Ademais, no caso italiano Enel ten unha posición moi maioritaria no sector hidroeléctrico, deixando escasa cabida á aparición doutras compañías.

Por último, centrándonos nas dúas maiores economías da UE, Alemaña e Francia, atopámonos con que a participación pública tampouco é allea ao sector hidroeléctrico. O caso alemán quizais sexa menos relevante pola pouca importancia relativa que a enerxía hidroeléctrica ten no seu contexto nacional. Neste país atópanse compañías tanto de capital privado, por exemplo E.ON, como de capital mixto. Nestas últimas destaca RWE en que a cidade de Dortmund ten unha pequena participación que non chega ao 5 % do capital social, así como a compañía EnBW en que sucede xusto o contrario, o capital público da compañía, controlado por distintas rexións, é superior ao 90 % do total, polo que é case por enteiro pública. As compañías que si son totalmente públicas e operan de forma relevante no país xermano teñen a peculiaridade de que pertencen a terceiros estados. Así, entre estas atopámonos con Vattenfall, propiedade de Suecia, Statkraft, propiedade de Noruega ou a compañía de capital mixto austríaca Verbund.

Pola súa parte, en Francia o sector hidroeléctrico si ten maior relevancia, como acredita o feito de que é o segundo país con máis potencia instalada en Europa. Alí a compañía que domina o sector, con arredor do 80 % da potencia instalada total do país, é EDF. Esta contaba cunha participación de máis dun 80 % ao Estado francés, malia que, a raíz da necesidade de substituír varias plantas nucleares e o importante desembolso que iso supón, acordouse a adquisición por parte do Estado do resto do capital restante. Con carácter previo estudárase a posibilidade de privatizar a empresa. En cambio, no proxecto de privatización en que se estaba a traballar –e que se abandonou– a parte hidroeléctrica da compañía quedaría nunha sociedade de capital social totalmente público. Por outra banda, a outra compañía do sector relevante no país, aínda que a unha considerable distancia de EDF, é ENGIE. Esta sociedade ten un capital mixto, en que o Estado francés controla o 23,64 % do capital social e o 33,84 % dos dereitos de voto.

Así pois, dos países estudados os únicos en que ningunha Administración do país, xa sexa o propio Estado ou outras no ámbito rexional e local, participa de xeito relevante no sector hidroeléctrico son España e Portugal. No resto dos países é frecuente a existencia de compañías de capital completamente público ou mixto (ou no caso dos Estados Unidos, directamente a través de distintas axencias) que controlen unha parte importante dos recursos hidroeléctricos. Xa que logo, se o lexislador español optase por esta modalidade de explotación un primeiro argumento en que se pode soste é o do seu común uso en dereito comparado, tanto dentro como fóra da UE.

### **b) Sector estratéxico**

Por outro lado, tamén se pode soste a presenza do sector público na explotación dos recursos hidroeléctricos no feito de que estamos ante un sector estratéxico. Isto atopámolo recollido no anexo da Lei 8/2011, do 28 de abril, pola que se establecen medidas para a protección das infraestruturas críticas, onde tanto a auga como a enerxía se definen como sectores estratéxicos. Tal cuestión por si mesma non tería por que determinar a participación pública, posto que existen outros sectores estratéxicos nese anexo en que tal participación pública é moi pouco relevante<sup>837</sup>. En cambio, neste caso danse dous condicionantes distintos con respecto ao resto do sector de produción eléctrica.

En primeiro lugar, existe unha ampla e importante ocupación e utilización do dominio público, neste caso dos recursos hídricos, con actuacións tales como os encoros que teñen importantes efectos nos residentes nas zonas próximas, tanto augas arriba como augas abaixo. Por outro lado, a enerxía hidroeléctrica, debido a súa posibilidade de almacenamento en grandes cantidades e á flexibilidade na produción que lle permite conectarse e desconectarse do sistema con facilidade, resulta chave para o bo funcionamento do sector eléctrico posto que se adapta para casar a

---

<sup>837</sup> Neste anexo considéranse sectores estratéxicos: a Administración, o espazo, a industria nuclear, a industria química, as instalacións de investigación, a auga, a enerxía, a saúde, as tecnoloxías da Información e as comunicacións, o transporte, a alimentación e o sistema financeiro e tributario.

oferta e a demanda de electricidade, axustándose ás variacións desta última. De feito, tal e como indica o documento de Estratexia de almacenamento enerxético preparado polo Goberno de España, as centrais hidroeléctricas, especialmente as de bombeo, son a tecnoloxía máis relevante no ámbito europeo para o almacenamento de enerxía, pois supoñen máis do 90 % da potencia de almacenamento instalada en Europa, ademais de ser esta considerada tamén como unha das tecnoloxías máis maduras neste ámbito<sup>838</sup>, xa que a maioría das demais na actualidade non resultan técnica ou economicamente viables.

Engadido ao anterior, tamén se trata dun sector estratéxico pola parte do recurso usado: a auga. Este recurso é totalmente chave para a supervivencia e o desenvolvemento humanos, ao que se lle suman os efectos que ten noutros sectores, un deles, o da enerxía, como vimos. Por tanto, a xestión da auga é unha cuestión estratéxica para calquera país na actualidade até o punto de que en diversas ocasións tanto por doutrina como por políticos se vaticinou que as futuras guerras se librarán, en boa parte, por este recurso<sup>839</sup>.

Así pois, tanto polo referente á enerxía eléctrica como polo referente aos recursos hídricos estamos ante bens fundamentais e estratéxicos para o país, incluso desde o punto de vista xeopolítico, xa que colaboran a unha menor dependencia de terceiros países, externos incluso da UE, que teñen a súa propia axenda que en moitos casos pode diferir de xeito significativo tanto da española como da europea. Isto, estase a observar recentemente por ambos os lados, xa que pola parte da enerxía eléctrica o conflito de Ucraína sumiu a Europa nunha grave crise enerxética que tamén está a afectar a España, onde ademais se sumaron os problemas diplomáticos cun dos seus principais provedores de gas natural como é Alxeria. De feito, no documento de Estratexia de Seguridade Enerxética Nacional de España unha das principais preocupacións que se amosaban era a dependencia de terceiros

---

<sup>838</sup> SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERXÍA, *Estrategia de almacenamiento energético*, Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico, Vicepresidencia Cuarta do Goberno de España, Madrid, 2021, p. 14.

<sup>839</sup> GARCÍA TASICH, S., «Recursos naturales estratégicos», Instituto Español de Estudos Estratéxicos, documento de opinión n.º 38, 2017, p. 5.

países que subministrasen hidrocarburos, entre os que se conta o gas natural<sup>840</sup>, que é outro recurso que, ao igual que sucede coa hidroeléctrica, pode dotar ao sistema eléctrico da flexibilidade suficiente para que a oferta poida responder aos picos de demanda. Esta preocupación respecto ao gas natural tamén se observa no ámbito europeo na Estratexia Europea da Seguridade Enerxética que a Comisión presentou ante o Parlamento Europeo e o Consello en 2014<sup>841</sup>.

Polo lado da auga, os efectos do cambio climático están a producir variacións climáticas cada vez máis extremas que agravan os problemas con este recurso, en especial nalgunhas zonas de España, como é a maior parte do sur do país, en que xa non resulta abundante, e tamén en zonas en que estes problemas non eran habituais, como é o caso de Galicia, onde no verán de 2022 se viviron problemas relevantes con este recurso<sup>842</sup>.

Por tanto, estas características que fan dos recursos hidroeléctricos uns bens moi relevantes para o funcionamento do país poderían servir de apoio para que a Administración pública decidise xestionalo directamente (xa sexa mediante o propio organismo encargado da tutela do recurso ou, de forma máis probable, a través dunha sociedade totalmente pública). De feito, este tipo de argumentos tamén existen en terceiros países para xustificar o control público do sector ou dunha parte del. O exemplo máis claro ao respecto posiblemente se atope no caso de China en que existen listas negativas en actividades en que non se permite o investimento estranxeiro (e habitualmente son de control público),

---

<sup>840</sup> PRESIDENCIA DO GOBERNO-DEPARTAMENTO DE SEGURIDADE NACIONAL, *Estrategia de Seguridad Energética Nacional 2015*, 2015, pp. 14-15. Trátase do documento de estratexia de seguridade enerxética nacional de España máis recente que existe na data de redacción destas liñas (abril de 2023).

<sup>841</sup> COMISIÓN EUROPEA, «Estrategia Europea de la Seguridad Energética», comunicación da Comisión ao Parlamento Europeo e ao Consello do 28 de maio de 2014, p. 2.

<sup>842</sup> Destes problemas tivo boa conta a prensa. Un exemplo pódese atopar nesta noticia de *La Voz de Galicia*, en que se indica que case 350.000 galegos, a principios de agosto de 2022, estaban afectados pola seca: <https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/galicia/2022/08/03/restricciones-sequia-galicia-afectan-345000-personas/00031659544195499712714.htm> [consulta 17 de agosto de 2022].

aínda que no sector de produción eléctrica só inclúen á enerxía nuclear. En cambio, debido á normativa de seguridade nacional as grandes infraestruturas hidroeléctricas teñen unhas importantes obrigas de información, o que unido a motivos históricos do país provoca que as empresas relevantes do sector sexan de capital público<sup>843</sup>.

De xeito similar, en Suíza non foi até fai pouco (en 2016) que en diversos cantóns se permitiu que persoas que non fosen de nacionalidade suíza puidesen optar a unha concesión hidroeléctrica. Así e todo, neste caso, non se esixía que fose un ente público, xa que aos cidadáns suízos privados tamén se lles permitía o acceso ao mercado. Pola súa parte, nos Estados Unidos a importancia estratéxica do recurso vén acreditada polo feito de que o principal actor é o exército do país a través do seu corpo de enxeñeiros.

Así pois, o carácter estratéxico dos recursos hidroeléctricos, así como que, para a realización da súa actividade, se serven do dominio público hidráulico, cos problemas que iso pode implicar, pode servir de xustificación para un cambio normativo que tivese por obxectivo a explotación total ou parcial destes recursos por parte da propia Administración pública.

### **c) Fallos de mercado e teoría de axencia**

Dentro da teoría económica clásica tamén se atopan motivos para a intervención da Administración nos mercados, o que neste caso se traduciría na explotación pública dos recursos hidroeléctricos. Estes motivos derívanse esencialmente do que se coñece como fallos de mercado e incluso en ocasións tamén da teoría de axencia que se observaba para a xustificación da actividade privada neste mercado. Os fallos de mercado, segundo o profesor STIGLITZ<sup>844</sup>, Premio de Ciencias Económicas do Banco de Suecia en Memoria de Alfred Nobel, (coñecido común e erroneamente como o Premio Nobel de Economía), implican que

---

<sup>843</sup> SUN, M., ZHANG J. e TAN, Q., «The Energy Regulation and Markets Review», *op. cit.*, pp. 42-43.

<sup>844</sup> STIGLITZ, J., *La economía del sector público*, 3.<sup>a</sup> edición, Antonio Bosch Editor, Barcelona, 2000, pp. 91-109.



estes mercados non sexan eficientes no sentido de Pareto<sup>845</sup> e pódense resumir en:

– **Competencia imperfecta:** o primeiro destes fallos indica que para que se dea esa eficiencia no sentido de Pareto é necesario a existencia de competencia perfecta no sector. En cambio, no sector de produción eléctrica en xeral e no de hidroeléctrica en particular viuse xa que esta non é a situación. Estamos ante un sector de mercado carácter oligopolista, en que uns poucos actores dominan o mercado. Na actualidade (novembro de 2022), en España existe unha potencia hidroeléctrica instalada de 20 428 MW<sup>846</sup>, incluíndo minihidráulica e centrais de bombeo. Destes, 10 700 MW (un 52,4 % do total) atópanse controlados pola mercantil Iberdrola<sup>847</sup>. Mentres, 4804 MW (un 23,5 %) son posuídos por Endesa<sup>848</sup> e uns 2000 MW (arredor do 10 % do total) por Naturgy<sup>849</sup>. Isto implica que entre estas tres compañías controlen o 85 % da potencia instalada total,

---

<sup>845</sup> A eficiencia no sentido de Pareto ou óptimo de Pareto é un concepto económico que consiste na existencia dun punto de equilibrio en que ningún dos axentes implicados pode mellorar a súa situación sen ter que reducir o benestar de calquera dos outros axentes.

<sup>846</sup> Estes datos ofréceos a Rede Eléctrica de España no enderezo web: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>, [data de consulta 14 de abril de 2023].

<sup>847</sup> Esta información pódese atopar nos informes de resultados que aparecen na páxina web da compañía. O máis recente é o dos resultados do primeiro semestre de 2022, que se pode consultar no enderezo: [https://www.iberdrola.com/documents/20125/1847359/Informe\\_221S.pdf](https://www.iberdrola.com/documents/20125/1847359/Informe_221S.pdf) [consulta 5 de agosto de 2022].

<sup>848</sup> Esta información pódese atopar no informe de actividades de 2021 que aparecen na páxina web da compañía. Alí refírese conxuntamente a España e Portugal, pero a referencia débese entender só para o caso español, posto que a hidroeléctrica portuguesa é controlada por EDP na súa práctica totalidade.

A ligazón ao informe é esta: [https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/inversores/infoeconomica/informes/informes anuales/documentos/2021/IA\\_2021.pdf](https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/inversores/infoeconomica/informes/informes anuales/documentos/2021/IA_2021.pdf) [consulta 5 de agosto de 2022].

<sup>849</sup> Esta información pódese atopar no informe anual consolidado de 2021 que aparece na páxina web da compañía, en: [https://www.naturgy.com/accionistas\\_e\\_inversores/la\\_sociedad/informes\\_anuales](https://www.naturgy.com/accionistas_e_inversores/la_sociedad/informes_anuales) [consulta 5 de agosto de 2022].

polo que non se pode falar da existencia de competencia perfecta. A isto, ademais, únese o feito que se comentaba en apartados anteriores de que estas mesmas compañías, con outra forma xurídica, son os principais compradores de electricidade no mercado primario. Xa que logo, estas empresas gozan dunha posición que lles permite influír de forma relevante nos prezos. De feito, existen casos en que se acreditou tal comportamento, como por exemplo o que deu lugar á Sentenza do Tribunal Supremo do 30 de xaneiro de 2012 (recurso de casación n.º 5106/2009), en que se desestimou o recurso presentado por Iberdrola contra a Sentenza do 2 de xullo de 2009 da Audiencia Nacional e se determinou que esta mercantil «ofreceu a electricidade a un prezo de moi improbable casación no mercado diario» dun xeito prolongado no tempo para así poder ser «chamados con regularidade en tales períodos a resolver restricións técnicas ao prezo superior ao de casación no mercado diario o que ofrecen a enerxía», o que se considerou abuso de posición dominante. Na actualidade, esta mesma empresa ten unha causa penal aberta por provocar unha suba no prezo da enerxía eléctrica e prexudicar aos consumidores a través das súas centrais hidroeléctricas nos ríos Douro, Sil e Texo<sup>850</sup>, así como diversas denuncias no ámbito de competencia expedientes sancionadores por esta mesma cuestión<sup>851</sup>.

Por outra parte, a propia natureza do sector implica a existencia dun oligopolio natural, posto que existe un número limitado de lugares axeitados para instalar enerxía hidroeléctrica, polo que non resulta posible que entren demasiados actores de importancia no mercado. A isto

---

<sup>850</sup> Información sobre isto pódese atopar nesta nota de prensa: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/07/13/companias/1657726349\\_951874.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/07/13/companias/1657726349_951874.html) [consulta 5 de decembro de 2022].

<sup>851</sup> Un exemplo disto pódese atopar nesta nota de prensa: [https://www.elconfidencial.com/empresas/2022-11-03/facua-denuncia-iberdrola-ocultar-web-tarifa-regulada-luz-gas-curenergia\\_3517166/](https://www.elconfidencial.com/empresas/2022-11-03/facua-denuncia-iberdrola-ocultar-web-tarifa-regulada-luz-gas-curenergia_3517166/) [consulta 5 de decembro de 2022].

únese o feito de que en determinadas presas de gran tamaño é onde se concentra a maioría da potencia hidroeléctrica instalada. De feito, partindo da listaxe de centrais hidroeléctricas con que se contestou á pregunta no senado do senador Carles Mulet García, entre as 15 maiores centrais hidroeléctricas do país concentran algo mais dun terzo da potencia instalada total e as 30 máis grandes algo menos da metade. Por tanto, a ausencia de competencia perfecta, así como a propia estrutura de mercado que dificulta que esta poida aparecer serviría de xustificante para a actuación da Administración pública neste mercado.

– **Bens públicos:** o segundo dos fallos de mercado que expón STIGLITZ é o da existencia de bens públicos. Estes son aqueles bens que non son subministrados polo mercado ou, se o son, é de forma insuficiente. Xa que logo, con carácter xeral, non pertencen a ningún ente ou organización particular da sociedade, senón que poden ser gozados polo conxunto da cidadanía e, por tanto, requiren que sexan administrados polo Estado ou algunha outra Administración pública. No caso da enerxía hidroeléctrica emprégase como *input* grandes cantidades dun ben, a auga, que é de dominio público. Este tipo de materia clasifícase dentro dos bens públicos ambientais<sup>852</sup>. Ademais, a súa utilización –turbinar a auga–, aínda que non o consome, si que inflúe de xeito determinante no posible uso dese ben por terceiros e/ou para outros usos. Isto implica a necesidade dunha actuación por parte da Administración. Na actualidade esta prodúcese a través da necesidade de obter unha concesión para poder operar, aínda que tamén podería xustificar unha intervención administrativa maior.

---

<sup>852</sup> Sobre este tipo de bens públicos teorízase amplamente en: LABANDEIRA, X., LEÓN, C. J. e VÁZQUEZ, M. J., *Economía ambiental*, Pearson Prentice Hall, Madrid, 2007.

– **Externalidades**<sup>853</sup>: as externalidades prodúcense cando os actos da empresa afectan a terceiros. Estas poden ser positivas se se lles xera un beneficio que non recibe unha retribución a cambio ou negativas se impoñen un custo que non compensan. Estas implican que exista unha ineficiente asignación de recursos por parte do mercado, que determina a actuación administrativa. No caso do sector hidroeléctrico existen tanto externalidades positivas como negativas. No caso das positivas atopámonos esencialmente coas vantaxes que introduce a construción dun encoro, máis alá do almacenamento de auga para a produción de enerxía eléctrica. Dentro destas salienta o control de inundacións e a posible utilización dese encoro para outros fins tales como os recreativos.

En cambio, son máis relevantes as externalidades negativas da industria. Dentro destas, en primeiro lugar, débese falar dos efectos da construción do encoro na súa contorna. Con estes efectos non nos estamos a referir ao desprazamento de poboacións coa respectiva expropiación, xa que ese custo si é compensado, senón que se está a falar dos efectos das poboacións que residen nas proximidades, pero non foron desprazadas. Estas pasan a ver como se cambia o ecosistema do río e se introduce un risco nas súas vidas (a rotura da presa) sen que, en principio, reciban compensación a cambio. Por outro lado, tamén estarían presentes os efectos ambientais das explotacións hidroeléctricas e os efectos que ten o uso e, en certo modo, control dunha gran cantidade dos recursos hídricos. Estas cuestións implican a intervención administrativa, que, no caso español, esencialmente se efectúa a través do pagamento do correspondente canon, pero este tampouco recolle todas as externalidades, posto que as positivas non as ten en conta, mentres que parte das

---

<sup>853</sup> Sobre as externalidades e tamén sobre os problemas ambientais que implican teorizou amplamente COASE co seu famoso teorema. Pódese afondar en: COASE, R., «The problem of social cost», *op. cit.*, pp. 1-44.

negativas, como o risco latente para a cidadanía que reside auga abaixo, tampouco tende a ser considerada.

– **Mercados incompletos:** os fallos de mercado asociados aos mercados incompletos preséntanse cando o mercado non subministra os suficientes bens privados aínda que o custo de subministralo sexa inferior ao que os usuarios estarían dispostos a pagar por el<sup>854</sup>. Este fallo do mercado neste sector prodúcese nos casos en que non se xera enerxía por diversos factores a pesar de que resultase rendible producila. Un exemplo disto observábase no caso antes comentado de abuso de mercado mediante o cal se ofertaba a electricidade a un prezo de casación pouco probable para conseguir un aumento de prezos ao ser chamada a compañía para resolver as incidencias técnicas que ese comportamento provocaba, resolución esta que implicaba a venda de electricidade a un prezo maior que o de casación. Ademais, este problema aparece ligado coa necesidade de dar cumprimento ao disposto no artigo 7.1 da LCCTE en que se indica que as novas concesións hidroeléctricas teñen como prioridade o apoio á integración das tecnoloxías renovables no sistema eléctrico.

– **Información imperfecta**<sup>855</sup>: o fallo de mercado referente á información imperfecta ou asimetría da información prodúcese porque unha das partes (habitualmente o consumidor) ten unha información incompleta. Debido a iso, a parte que ten información privilexiada (a empresa neste caso) pode aproveitar esa información de diversas formas e, por exemplo, fixar prezos

---

<sup>854</sup> DE LA TORRE VARGAS, D., «Fallos del mercado y regulación económica en los servicios públicos domiciliarios: aproximaciones a una disciplina poco entendida por los juristas», *Revista Digital de Derecho Administrativo*, n.º 12, 2014, p. 52.

<sup>855</sup> Tanto as asimetrías de información como os mercados incompletos son obxecto de estudo intensivo en: GREENWALD, B. C. e STIGLITZ, J. E., «Externalities in economies with imperfect information and incomplete markets», *The Quarterly Journal Of Economics*, vol. 101, n.º 2, 1986, pp. 229-264.

por encima do punto de equilibrio que existiría nun mercado competitivo. Xa que logo, a intervención pública xustifícase debido á escasa información que por si mesmo ofrece o mercado. En contra destas teorías arguméntase que os mercados competitivos ofrecen xa suficientes incentivos para que as empresas revelen a información relevante. Por outro lado, existen estudos en sectores como o mercado de valores en que se observa que un sistema de revelación obrigatoria de información contribúe a unha maior eficiencia nese mercado<sup>856</sup>. En cambio, tal e como xa se detallou, no mercado de produción hidroeléctrica non existe competencia perfecta, senón que nos atopamos ante un oligopolio, por tanto resulta difícil que o propio mercado expulse ás empresas que ocultan información, xa que iso é o común en case a totalidade delas. De feito, o sector hidroeléctrico caracterízase tradicionalmente pola súa opacidade, até o punto de que datos relevantes dalgúns explotacións foron obxecto de cuestións no Parlamento. Exemplo disto é a pregunta feita o 8 de xaneiro de 2018 por D. Gonzalo Palacín Guarné, deputado de Huesca, relativa ao rendemento económico derivado da produción de enerxía eléctrica da Central del Pueyo de Jaca (pregunta escrita ao Congreso 184/25695). O feito de que un deputado deba acudir a preguntas no Congreso para a obtención de diversa información do sector evidencia a dificultade de coñecer esta información para a cidadanía e, xa que logo, someter a actividade a un control público real.

– **Paro e outras perturbacións económicas:** O último dos fallos de mercado de que fala STIGLITZ e o do paro e outras perturbacións económicas. Dentro destas perturbacións económicas inclúense a inflación e os desequilibrios que se derivan dos ciclos económicos e as crises periódicas que sofre o capitalismo. Estes factores resultan máis macroeconómicos do conxunto da economía que do propio

---

<sup>856</sup> COFFEE JR, J. C., «Market failure and the economic case for a mandatory disclosure system», *Virginia Law Review*, vol. 70, n.º 4, 1984, pp. 751-753.

sector hidroeléctrico en si. De feito, salvo na construción dos encoros, a industria hidroeléctrica non é intensiva en traballo, polo que o paro ten unha importancia máis limitada. En cambio, a inflación si se amosa máis relevante. Ao respecto, os importantes aumentos do custo das enerxías e en especial da electricidade é un dos principais motivos da alta inflación que sufriron as economías occidentais en xeral após a saída da crise provocada pola pandemia da covid e Europa con particular virulencia debido aos efectos da guerra entre Rusia e Ucraína iniciada en febreiro de 2022. O sector hidroeléctrico estíbese a ver moi beneficiado por esta suba de prezos, xa que resultaba nos coñecidos como beneficios caídos do ceo para os produtores, pero isto derivou nunha actuación administrativa por medio do Real decreto lei 17/2021, do 14 de setembro, de medidas urxentes para mitigar o impacto da escalada de prezos do gas natural nos mercados retalistas de gas e electricidade, polo que se limitou o prezo a que estes produtores poden vender a electricidade producida. En cambio, no artigo 5.2 indícase que non resulta aplicable a limitación ás enerxías renovables e, segundo o artigo 2 do Real decreto 413/2014 en relación co artigo 14 da LSE, para estes efectos as centrais hidroeléctricas de menos de 10 MW de potencia instalada considéranse renovables. Por tanto, vemos como unha parte do sector hidroeléctrico si que se está a ver amplamente favorecido pola situación do ciclo económico.

Así pois, obsérvase que no sector hidroeléctrico están presentes en maior ou menor medida os fallos de mercado que desenvolve STIGLITZ. Estes determinan a necesidade de que a Administración pública interveña en tal mercado. En cambio, esta intervención pode ser mediante a explotación directa do recurso ou pode ser mediante regulación e tributación, cuestións en que xa se está actuando no réxime actual, de predominio do sector privado, posto que aínda que existe liberdade de empresa e concorrencia, o sector de produción eléctrica e as concesións de augas contan cunha importante regulación, e tamén existen diversos canons e tributos específicos.

Estreitamente ligado aos fallos de mercado está a teoría de axencia antes descrita. Esta teoría indica que con carácter xeral as empresas privadas resultan máis eficientes que as públicas. En cambio, o propio gobernador do Banco de España, o xa citado HERNÁNDEZ DE COS<sup>857</sup>, aínda que teorizou sobre esta maior eficiencia do sector privado, considera que nunha contorna regulada e con falta de competencia, como é o sector eléctrico, a titularidade pública sostense debido a que esta regulación e escasa competencia introduce moitas distorsións nas relacións de axencia. Entre estas distorsións están os obxectivos ambiguos e cambiantes que pasan a existir tanto nas empresas públicas como privadas. Do mesmo xeito, tamén poden existir restricións orzamentarias brandas nas empresas sen distinción do tipo de propiedade de xeito indirecto (por exemplo, admitindo incrementos de prezos).

Por outro lado, con estes condicionantes que proceden da regulación e falta de competencia aparecen novos problemas, en especial de información asimétrica. Estes derívanse de que os directivos das empresas do sector teñen un maior coñecemento das principais variables da empresa e, por tanto, do sector, en relación co regulador. Tal información, ademais, resulta chave para a toma de decisións do regulador, polo que a empresa pode ter un incentivo a utilizar ese maior coñecemento no seu proveito. Ademais, por outro lado, a regulación tamén pode conter problemas de axencia por derivarse total ou parcialmente da presión que efectúasen os grupos de interese sobre o lexislador ou por deberse a intereses electoralistas deste, implicando con esa actuación unha redución da eficiencia.

Tamén ligado as problemáticas dos fallos de mercado e a teoría de axencia aparecen os problemas da existencia dun estado ou administración cativos das empresas privadas. Isto débese á existencia de empresas demasiado grandes ou importantes para que, en caso de que vivan unha situación económica mala poidan ser rescatadas pola Administración. Iso determina que estas empresas

---

<sup>857</sup> HERNÁNDEZ DE COS, P., «Empresa pública, privatización y eficiencia», *op. cit.*, pp. 81-91.



poidan correr importantes riscos ao ser sabedores desta cuestión<sup>858</sup>. Sobre este tipo de empresas, habitualmente coñecido pola súa terminoloxía en inglés de «*too big to fail*» (demasiado grande para falir), teorizouse abundantemente a raíz da crise financeira de 2008. Neste contexto, o que era nese momento o presidente da Reserva Federal dos Estados Unidos, Ben S. Bernanke (e Premio de Ciencias Económicas do Banco de Suecia en Memoria de Alfred Nobel no ano 2022), definiu este problema afirmando que «unha empresa demasiado grande para quebrar é aquela onde o seu tamaño, complexidade, interconexión e funcións críticas son tales que, se a empresa entrase inesperadamente en liquidación, o resto do sistema financeiro e da economía enfrontaríanse a graves consecuencias adversas. Os gobernos brindan apoio ás empresas demasiado grandes para quebrar nunha crise non por favoritismo ou preocupación particular pola dirección, propietarios ou acredores da empresa, senón porque recoñecen que as consecuencias para a economía en xeral de permitir unha quebra desordenada superan en gran medida os custos de evitar o fracaso dalgún xeito. Os medios comúns para evitar o fracaso inclúen facilitar unha fusión, proporcionar crédito ou inxectar capital do goberno, todos os cales protexen polo menos a algúns acredores que, doutro xeito, sufrirían perdas»<sup>859</sup>.

Estas reflexións realizadas por motivo da crise financeira e, por tanto, en referencia esencialmente a entidades financeiras, tamén resulta aplicable no caso do sector eléctrico. O mellor exemplo diso atópase no caso sucedido con Uniper<sup>860</sup>. Esta empresa

---

<sup>858</sup> SÁNCHEZ COLL, F., «El «estallido» financiero de 2008 en EEUU: Un análisis institucional de sus principales factores determinantes», tese de doutoramento, TOBOSO, F. (dir.), Universidade de Valencia, Valencia, 2015, p. 320.

<sup>859</sup> BERNANKE, B. S., «Causes of the Recent Financial and Economic Crisis», discurso do 2 de setembro de 2010 ante a Financial Crisis Inquiry Commission, Washington, D. C., 2010, en liña, <https://www.federalreserve.gov/newsevents/testimony/bernanke20100902a.htm>.

<sup>860</sup> Aínda que Uniper era unha empresa de capital mixto, xa que o seu principal accionista era a empresa pública finlandesa Fortum, o certo é que a súa actividade principal se desenvolve en Alemaña (de feito provén dunha escisión do xigante enerxético alemán E.ON) e que ningunha administración pública alemá, até os eventos descritos aquí, contaba cunha participación relevante no capital social da compañía.

enerxética, que traballa especialmente en Alemaña, viviu (e vive) unha situación complicada en 2022 xa que debido á guerra de Ucraína o gas chegado de Rusia –e que a empresa adquiriría– reduciuse moito. En cambio, a empresa debida seguir respondendo ás súas obrigas contractuais polo que tivo que acudir ao mercado a comprar gas, atopándose con que, por exemplo o TTF holandés –o principal índice europeo– disparara o seu prezo até superar en determinados momentos máis de 25 veces os prezos anteriores ao verán de 2021. Isto determinou que a situación financeira da empresa se deteriorase con rapidez é que o Estado alemán debese acudir na súa axuda. Así, Uniper solicitoulle ao Goberno federal alemán axuda con medidas de estabilización para cubrir os requisitos de liquidez a que se enfrontaba. Ademais de tratar de empezar a trasladar parte do incremento de custos aos consumidores, Alemaña xunto coa empresa matriz de Uniper, a finlandesa Fortum, elaboraron un paquete de estabilización consistente en:

- O Banco de Desenvolvemento do Estado da República Federal de Alemaña, KfW, aumentaba a súa liña de crédito para Uniper de 2000 millóns de euros a 9000 millóns de euros.
- A República Federal de Alemaña adquiriría contra o 30 % da empresa mediante un aumento de capital de 267 millóns de euros, pasando así a participación de Fortum, a matriz de Uniper, de sobre o 80 % a cerca dun 56 %.
- A entrega de 7700 millóns de euros a través dun instrumento de conversión obrigatorio. Este instrumento converterase en capital na data de conversión mediante a emisión de accións de Uniper<sup>861</sup>.

Posteriormente, este plan revelouse insuficiente, e o 21 de setembro de 2022 Uniper, Fortum (o socio maioritario de Uniper) e

---

<sup>861</sup> Disto informa a propia empresa a través do apartado de *investors-financial news and statutory notifications-financial news* da súa páxina web. En concreto nesta nota do 22 de xullo de 2022: <https://www.uniper.energy/news/agreement-on-stabilization-measures-reached--uniper-safeguarded-as-a-system-critical-energy-supplier> [consulta 12 de agosto de 2022].

o Goberno de Alemaña acordaron unha ampliación de capital de 8000 millóns de euros, en que as novas accións foron adquiridas unicamente polo Goberno federal alemán. Ademais diso, o Goberno de Alemaña acordou adquirir a participación de Fortum na empresa, polo que pasaría a controlar o 99 % do capital social de Uniper<sup>862</sup>. Xa que logo, obsérvase como para evitar que a compañía fose á quebra Alemaña tívooa que nacionalizar.

Pola súa parte, no caso do sector eléctrico español e, máis en concreto, da hidroeléctrica, debido ao seu contexto de concentración de propiedade, se algunha das empresas importantes que forman parte do oligopolio sectorial sufrise problemas similares aos detallados no caso de Uniper é moi probable que o Estado español se vise obrigado a actuar de forma semellante a Alemaña, posto que os custos sociais de permitir que este tipo de empresas estruturais se enfrente a unha quebra é moi alto. Isto tamén determina uns incentivos negativos a estas empresas e aos seus directivos, que ao ser coñecedores deste tipo de situación perden parte dos seus estímulos para actuar de forma eficiente e a súa aversión ao risco pode resultar menor, por esperar que en caso de que os riscos se concreten nunha mala situación a administración competente os poida rescatar.

Partindo deste contexto e centrándose no sector eléctrico español, HERNÁNDEZ DE COS conclúe que no período que estudou (de 1983 a 1996<sup>863</sup>) os resultados indican que a titularidade pública (e en especial a mixta, en que nos centraremos en posteriores apartados) afecta de forma positiva á produtividade relativa. Isto resulta coherente coa teoría comentada de que non cabe esperar maior eficiencia das empresas privadas con respecto ás públicas en

---

<sup>862</sup> Disto tamén informa a propia empresa a través do apartado de *investors-financial news and statutory notifications-financial news* da súa páxina web. A nota de prensa neste caso é do 21 de setembro de 2022: <https://www.uniper.energy/news/agreement-on-amended-stabilization-package-federal-government-acquire-s-99-stake-in-uniper> [consulta 3 de novembro de 2022].

<sup>863</sup> Con carácter posterior a estas datas imposibilitáse a realización de estudos comparativos similares debido á privatización da práctica totalidade das empresas de capital público do sector.

sectores en que existen fallos de mercado –tales como a escasa competencia– e están fortemente regulados.

Tales estudos tamén se fixeron noutros países chegando en diversas ocasións a semellantes conclusións de maior eficiencia do sector público. Por exemplo, estes resultados son achegados para o caso do sector eléctrico nos Estados Unidos por MEYER,<sup>864</sup> ao que despois matiza NEUBERG<sup>865</sup> ao considerar que a eficiencia cando a xestión a realizan os municipios e incluso superior á que MEYER estimaba nun primeiro momento. Tamén no caso dos Estados Unidos, con similares investigacións, débese citar a PRIMEAUX<sup>866</sup>, a CÔTE<sup>867</sup> e a PESCATRICE e TRAPANI<sup>868</sup>. Por último, para o caso do sector eléctrico de Reino Unido destacan os estudos de POLLIT<sup>869</sup>, que acadou conclusións similares.

No caso español, existen estudos ao abeiro das correntes remunicipalizadoras de servizos básicos como a auga, a recollida de lixo e a limpeza viaria. Estes reflíctense no informe do Tribunal de Contas español, de fiscalización do sector público local de 2011 aos municipios de menos de 20 000 habitantes. Nel conclúese que en tales municipios a xestión pública directa dos servizos básicos

---

<sup>864</sup> MEYER, R. A., «Publicly owned versus privately owned utilities: A policy choice», *The Review of Economics and Statistics*, vol. 57, n.º 4, 1975, pp. 391-399.

<sup>865</sup> NEUBERG, L. G., «Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems», *The Bell Journal of Economics*, vol. 8, n.º 1, 1977, pp. 303-323.

<sup>866</sup> PRIMEAUX, W. J., «An assessment of X-efficiency gained through competition», *The Review of Economics and Statistics*, vol. 59, n.º 1, 1977, pp. 105-108.

<sup>867</sup> CÔTE, D. O., «Firm efficiency and ownership structure. The case of U.S. electric utilities using panel data», *Annals of Public and Cooperative Economics*, vol. 60, n.º 4, 1989, pp. 431-450.

<sup>868</sup> PESCATRICE, D. R. e TRAPANI III, J. M., «The performance and objectives of public and private utilities operating in the United States», *Journal of Public Economics*, vol. 13, n.º 2, 1980, pp. 259-276.

<sup>869</sup> POLLIT, M. G., «Productive efficiency in electricity transmission and distribution systems», Institute of Economics and Statistics, University of Oxford, *Applied economics discussion paper series* n.º 161, 1994.

Este mesmo autor, aínda que máis centrado no sector da enerxía nuclear, chega a idéntica conclusión en: POLLIT, M. G., «Ownership and efficiency in nuclear power production», *Oxford Economic Papers*, vol. 48, n.º 2, 1996, pp. 342-360.

como a auga, a recollida de lixo e a limpeza viaria costa moito menos que a súa externalización. En cambio, en tal informe tamén se conclúe que o investimento por habitante para a iluminación pública é máis económico se é unha concesionaria quen o fai. Estas conclusións do Tribunal de Contas español poden ser empregadas a modo de referencia, malia que se debe advertir que tratan sectores distintos ao de produción eléctrica.

#### **d) Contestación social**

A enerxía hidroeléctrica, a pesar de ter vantaxes comparativas con respecto a outras tecnoloxías, en especial as que proveñen de combustibles fósiles, tamén presentan diversos problemas tales como o importante impacto ambiental e social que provocan na zona en que se localiza, especialmente se son proxectos que necesitan un encoro. Esta é unha das razóns polas cales este sector contou tradicionalmente cunha notable contestación social<sup>870</sup>. Estes problemas de contestación social non son exclusivos desta tecnoloxía e tamén se atopan noutras fontes de enerxía renovables como pode ser a eólica<sup>871</sup>. En cambio, observáronse en distintos países europeos que este tipo de proxectos eran mellor aceptados socialmente naqueles casos en que se introducían mediante estruturas tales como comunidades de

---

<sup>870</sup> Dous exemplos de protestas sucedidas recentemente atópanse no caso do salto de Chira-Soria, nas Illas Canarias, e na central hidroeléctrica do Xistral, na provincia de Lugo, tal como se pode observar nas seguintes noticias periodísticas: [https://www.eldiario.es/canariasahora/sociedad/plataforma-salto-chira-congrega-miles-personas-capital-gran-canaria-grito-morales-dimision\\_1\\_8403167.html](https://www.eldiario.es/canariasahora/sociedad/plataforma-salto-chira-congrega-miles-personas-capital-gran-canaria-grito-morales-dimision_1_8403167.html) [consulta 2 de setembro de 2022].

<https://www.galiciapress.es/texto-diario/mostrar/3479803/manifestacion-recorrera-domingo-valadouro-contr-a-macrocentral-hidroelectrica-xistral> [consulta 2 de setembro de 2022].

<sup>871</sup> Novamente, utilizando a hemeroteca atópanse numerosas noticias relacionadas con protestas ao respecto. Esta do diario *El País*, por exemplo, sucedeu en outubro de 2021: <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/cambio-climatico/2021-10-16/la-espana-vacia-protesta-en-madrid-contr-los-megaproyectos-de-renovables-en-zonas-rurales.html> [consulta 2 de setembro de 2022].

enerxía, cooperativas enerxéticas ou similares<sup>872</sup>, en que a participación e a propiedade era ou ben de carácter privado, pero cunha propiedade espaxada entre os distintos membros da comunidade local en que se atopaba o proxecto ou ben de propiedade pública de carácter local (ou combinando ambas as formas, o que na práctica é o máis frecuente).

Esta propiedade local da produción eléctrica, que na práctica tende a contar na maior parte dos casos coa participación activa de entes públicos locais, así como da veciñanza, reduce a contestación social debido especialmente ao sentimento de formar parte do proxecto e o arraigo local da cidadanía, que non sentiría como os seus recursos naturais son explotados por terceiros alleos. Iso tamén facilita un acceso máis sinxelo ao capital a baixo custo, xa que as entidades financeiras están máis dispostas a realizar préstamos a aqueles proxectos que non resulten conflictivos e en última instancia, poderíanse abrir rondas de financiamento aos cidadáns da zona en que se localice o proxecto, como é o caso dos *Bürgerwindparks*, uns modelos colectivos de parques eólicos habituais en Alemaña<sup>873</sup>, malia que neste caso a propiedade deixa de ser estritamente pública e pasa a ser colectiva. Esta forma de explotación encádrase no que se coñece como democracia enerxética<sup>874</sup>.

#### **5.4.2. Posible estrutura xurídica dunha explotación pública do recurso**

Derivado de todo o anterior, existen argumentos que poden xustificar a explotación pública dos recursos hidroeléctricos. Esta vía xa foi explorada nunha proposición de lei (a 122/000155) que non chegou a saír adiante, pero pode servir de modelo nalgúns puntos se se tentará explotar o recurso deste xeito. En cambio, antes

---

<sup>872</sup> GALLEGO CÓRCOLES, I., *Comunidades de energía y transición energética*, Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2021, p. 75.

<sup>873</sup> GALLEGO CÓRCOLES, I., *Comunidades de energía y transición energética*, op. cit., pp. 65-66.

<sup>874</sup> STEPHENS, J. C., «Energy democracy: Redistributing power to the people through renewable transformation», *Environment: Science and Policy for Sustainable Development*, Vol. 61, nº 2, 2019, pp. 4-13.

de entrar en distintas formas de explotación débese estudar a compatibilidade deste modelo coa regulación vixente e, en especial, coas normas de liberdade de empresa e mercado interior de electricidade, en que destaca a normativa comunitaria.

#### **5.4.2.1. Compatibilidade da explotación pública da hidroeléctrica coa normativa comunitaria e liberdade de empresa**

Ao analizar a posibilidade da explotación pública dos recursos hidroeléctricos débese estudar primeiro a súa compatibilidade co ordenamento vixente. En particular, débese observar especialmente a compatibilidade coas normas de liberdade de empresa e mercado interior de electricidade, así como coa Directiva 2006/123/CE de servizos. De feito, en medidas anteriores en que se intentou unha participación pública no sector eléctrico chegouse a argumentar que tal participación pública se atopaba prohibida. Con isto estase a pensar no caso do Decreto 242/2007, do 13 de decembro, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica en Galicia. Neste decreto introducíase a participación pública no capital dos promotores de novos parques, aínda que, pola forma en que se configuraba a norma, estaba pensada para ser minoritaria. A pesar diso, tal cuestión resultou polémica e deu lugar a pronunciamentos xudiciais, pero estes avalaron a validez desta forma de explotación do recurso. Así, a Sentenza 187/2011, do 16 de marzo, do Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (Sala do Contencioso-Administrativo, Sección 3ª) dispuxo que:

*Tampouco cabe descoñecer que o aspecto que máis dúbidas suscita é o da participación pública no capital social das solicitantes que se refire no apartado 2.1. do Art. 9 e que de acordo coa disposición adicional única desenvolveríase con arranxo á normativa que resulta de aplicación. Pero atacada tal previsión polo incumprimento da Lei 3/85 de patrimonio da Comunidade Autónoma de Galicia non se alcanza a entender o reproche cando a previsión representa unha opción válida de acordo coas previsións contidas no Art. 46 da referida lei adoptada, a través do regulamento impugnado, polo mesmo órgano que decidiría tal participación, como unha opción lexítima na orientación da súa política económica, xa que esta se*

*instrumentalizaría a través de entes de dereito público que tivesen como obxecto social a implantación de sistemas de produción de enerxía e que poden revestir formas diversas, de modo que se trata do exercicio dunha opción que, sen dúbida, puidese merecer as súas críticas pero que non pode reputarse ilegal por vulnerar nin o principio de liberdade de empresa nin disposicións legais ou constitucionais, como defende a recorrente. Polo que se impón a desestimación deste motivo de impugnación.*

Do texto da sentenza extráese que a participación pública no sector eléctrico por si mesma non resulta ilegal nin contraria aos principios de liberdade de empresa ou ao mercado interior de electricidade. De feito, isto resulta lóxico tendo en conta que en diferentes países europeos a participación pública no sector de produción eléctrica é moi frecuente e relevante. En cambio, para que isto resulte así débese ter especial coidado na configuración do seu réxime xurídico. Concretamente, o ente resultante, sexa de capital totalmente público ou mixto, debe actuar en condicións de mercado, sen recibir ningún tipo de axuda nin trato especial, incluído tamén no ámbito tributario, con respecto ao resto de empresas produtoras de enerxía eléctrica. En caso de non respectar iso iría contra os artigos 106, 107.1 e 345 do TFUE, en que se prohiben as axudas de estado.

Ademais de evitar as axudas de estado e que o ente ou entes de participación pública deban actuar en libre concorrència e condicións de mercado, tamén se debe estudar a posible aplicación da Directiva 2006/123/CE de servizos e os seus efectos. Dentro desta, resulta especialmente relevante observar se resultan aplicables ou non o seu considerando 62, así como os dous primeiros puntos do seu artigo 12. No considerando 62 recóllese que:

*No caso de que o número de autorizacións dispoñibles para unha actividade dada estea limitado debido á escaseza de recursos naturais ou de capacidades técnicas, debe adoptarse un procedemento de selección entre varios posibles candidatos, co fin de que, mediante o xogo da libre concorrència, se desenvolvan a calidade e as condicións da oferta de servizos postos a disposición dos usuarios. Este tipo de procedemento debe reunir*



*garantías de transparencia e imparcialidade, e a autorización concedida en virtude del non debe ter unha duración excesiva, renovarse automaticamente ou representar ningunha vantaxe para quen estaba a prestar o servizo cesante. En especial, a duración da autorización concedida debe fixarse de forma que non se restrinxa nin se limite a libre concorrència máis alá do necesario para garantir a amortización dos investimentos e unha remuneración equitativa dos capitais investidos. Esta disposición non debe impedir aos estados membros limitar o número de autorizacións por motivos distintos da escaseza de recursos naturais ou de capacidades técnicas. Estas autorizacións deben seguir estando suxeitas en todo caso ao cumprimento das demais disposicións sobre réximes de autorización previstas nesta directiva.*

Mentres, nos dous primeiros puntos do artigo 12 expóñese:

*1. Cando o número de autorizacións dispoñibles para unha determinada actividade estea limitado debido á escaseza de recursos naturais ou das capacidades técnicas que se poidan utilizar, os estados membros aplicarán un procedemento de selección entre os posibles candidatos en que se dean todas as garantías de imparcialidade e de transparencia e, en concreto, se faga a publicidade adecuada do inicio, o desenvolvemento e a finalización do procedemento.*

*2. Nos casos considerados no apartado 1, a autorización concederáse por unha duración limitada e adecuada e non dará lugar a un procedemento de renovación automática nin implicará ningún outro tipo de vantaxe para quen estaba a prestar o servizo cesante ou persoas que estean especialmente vinculadas con el.*

Do disposto nestes apartados da Directiva de servizos semella que os aproveitamentos hidroeléctricos se deben someter a un procedemento de licitación aberto aos distintos candidatos, tanto públicos como privados, para garantir a libre concorrència. Ao respecto débese ter en conta a doutrina fixada recentemente na Sentenza do Tribunal de Xustiza da Unión Europea de 20 de abril de 2023 no asunto C-348/22. Nesta determinouse que:

*[...] o artigo 12, apartados 1 e 2, da Directiva 2006/123 debe interpretarse no sentido de que a obriga dos Estados membros de*

*aplicar un procedemento de selección imparcial e transparente entre os posibles candidatos e a prohibición de renovar automaticamente unha autorización concedida para unha determinada actividade están enunciadas de maneira incondicional e suficientemente precisa para poder considerar que teñen efecto directo.*

Ademais, esta resolución tamén establece que o artigo 12.1 da Directiva de servizos

non se opón a que a escaseza dos recursos naturais e das concesións dispoñibles se avalíe combinando un enfoque abstracto e xeral, a escala nacional, e un enfoque casuístico baseado nunha análise do territorio do municipio afectado<sup>875</sup>.

En cambio, a aplicación desta directiva ao sector hidroeléctrico resulta cuestionable e algún país non a considera aplicable. Isto observouse no caso de Noruega, estudado no capítulo cuarto desta tese de doutoramento. Nese suposto, a Autoridade de Vixilancia da EFTA remitiu unha carta ao Ministerio de Petróleo e Enerxía o 30 de abril de 2019 realizando determinadas cuestións sobre a adxudicación, renovación e duración das autorizacións para a construción e explotación de instalacións hidroeléctricas e a aplicación da Directiva de Servizos. En concreto, a carta da Autoridade de Vixilancia da EFTA referíase á posible incompatibilidade desta directiva co réxime de explotación dos aproveitamentos hidroeléctricos existente en Noruega, onde pasaron a poder ser explotados soamente por empresas de control público. Esta carta foi respondida polo Ministerio de Petróleo e Enerxía do país o 4 de xuño de 2019 mediante outra misiva. Nesta manifestouse que o Ministerio non consideraba aplicable a Directiva de servizos, ao entender que a produción de enerxía eléctrica mediante fontes hidroeléctricas non se trata dun servizo no sentido do apartado 1 do artigo 4 da Directiva de servizos, así como do artigo 37 do Acordo EEE, que a este país lle resulta de aplicación. Este artigo 37 é o equivalente no Acordo EEE do artigo

---

<sup>875</sup> Na resolución fálase de territorio costeiro xa que se estuda unha concesión de dominio público marítimo, pero entendemos que esta referencia se pode trasladar aos territorios nos que se localicen as concesións hidroeléctricas.

57 do TFUE, cunha redacción practicamente idéntica. Analizando o disposto nestes textos, no apartado 1 do artigo 4 da Directiva de servizos indícase a definición de servizo do seguinte xeito:

*«servizo» calquera actividade económica por conta propia, prestada normalmente a cambio dunha remuneración, recollida no artigo 50 do Tratado<sup>876</sup>.*

No artigo 57 do TFUE e, de xeito case idéntico, no 37 do Acordo EEE, exprésase o seguinte:

*De acordo cos tratados, consideraranse como servizos as prestacións feitas normalmente a cambio dunha remuneración, na medida en que non se rexan polas disposicións relativas á libre circulación de mercancías, capitais e persoas.*

*Os servizos comprenderán, en particular:*

- a) actividades de carácter industrial;*
- b) actividades de carácter mercantil;*
- c) actividades artesanais;*
- d) actividades propias das profesións liberais.*

*Sen prexuízo das disposicións do capítulo relativo ao dereito de establecemento, quen presta un servizo poderá, con obxecto de realizar tal prestación, exercer temporalmente a súa actividade no estado membro onde se leve a cabo a prestación, nas mesmas condicións que imponha ese Estado aos seus propios nacionais.*

Partindo destas definicións desde Noruega entendeuse que a construción e explotación de instalacións hidroeléctricas e a venda da electricidade producida nun mercado aberto á competencia (o Nord Pool) non se trataba dun servizo no sentido da Directiva. Así, na resposta dada polo Ministerio de Petróleo e Enerxía deste país considerouse que a enerxía eléctrica se trataba dun ben ou unha mercancía. Para chegar a esta conclusión cítanse os asuntos C-393/92 Almelo, apartado 28, C-206/06 Essent Netwerk Noord, apartado 43, así como o asunto 18/84, da Comisión contra Francia, do cal se desprende que a produción que conduce directamente á fabricación dun ben físico non é un servizo. O non sometemento á

---

<sup>876</sup> Actual artigo 57 do TFUE e artigo 37 do Acordo EEE.

Directiva de servizos faría que tampouco resultasen aplicables as directivas de contratación pública, posto que determinaría que non resultaría necesario someter a licitación os procedementos de explotación dos aproveitamentos hidroeléctricos.

Esta tese de Noruega vai en contra do mantido pola Comisión Europea até o momento. Esta, en procedementos sostidos contra outros estados, considerou que a Directiva de servizos resultaba aplicable ao ámbito de produción hidroeléctrica. Así, por exemplo, na carta de emprazamento que lle enviou a Francia o 7 de marzo de 2019 considerou que tanto a lexislación como a práctica das súas autoridades era contraria á normativa da UE por permitir renovar ou ampliar algunhas concesións hidroeléctricas sen necesidade dun procedemento de licitación. Diso despréndese que se consideraron aplicables os preceptos vistos da Directiva de servizos que esixen esa licitación en recursos naturais escasos. No caso observado en Italia no capítulo cuarto isto manifestouse máis explicitamente. Así, dentro do procedemento de infracción 2011/2026 a Comisión remitiu tamén unha carta de emprazamento onde, entre outras cuestións, considerou que as autoridades italianas non organizaron procedementos de selección transparentes e imparciais no ámbito das concesións hidroeléctricas e que as prórrogas concedidas polo Estado italiano ían en contra do dereito comunitario e, en concreto, vulneraban o artigo 12 da Directiva de servizos. Así pois, tal directiva foi considerada aplicable ao caso, o cal a Comisión razoou que sucedía ao considerarse que a explotación de centrais hidroeléctricas é un servizo prestado a cambio dunha remuneración.

Por tanto, obsérvase a existencia de controversia entre a aplicación ou non desta directiva. Ao meu parecer a tese sostida polo Ministerio de Petróleo e Enerxía de Noruega semella a correcta, posto que a produción e venda de electricidade encádrase mellor no ámbito das mercancías que no dos servizos. A isto contribúe o feito de que estamos ante dominio público dos distintos estados ou entes públicos competentes, polo que tampouco semella procedente privar a estas administracións da explotación directa, en maior ou menor medida, de tales bens de dominio público. Engadido a isto, a práctica apreciada nos distintos países tamén nos

fai decantar por esa teoría. Así, ademais de en Noruega, nin en Alemaña, nin en Suecia, nin en Austria existen procedementos de licitación para a obtención destas concesións. No caso de que se considerase aplicable a Directiva de servizos todos eses países estarían a incumprila, polo que a hipótese máis razoable tamén desde a práctica observada é que tal directiva non resulta aplicable ao sector de produción de electricidade mediante fontes hidráulicas.

#### **5.4.2.2. A Proposición de lei 122/000155**

A Proposición de lei 122/000155, formulada polo Grupo Parlamentario Confederal de Unidas Podemos-En Comú Podem-Galicia en Común, foi publicada no *Boletín das Cortes Xerais do Congreso dos Deputados* o 13 de setembro de 2021. Finalmente non conseguiu converterse en lei. En cambio, algunhas das cuestións que contén poden servir de referencia para outros futuros cambios lexislativos. Nela buscábase a creación dunha empresa pública («Producción Energética Española») que se encargase da xestión das explotacións hidroeléctricas unha vez finalizasen as concesións vixentes (con independencia da causa de finalización). Ademais, esta empresa tamén podería realizar a creación de «novas plantas de xeración eléctrica con base en enerxías renovables e a súa actuación como empresa comercializadora de enerxía».

Isto xustifícase en que, por un lado, os recursos hidroeléctricos están explotando o dominio público e, ademais, a enerxía hidroeléctrica é chave para a transición enerxética debido á súa posibilidade de entrar a producir no momento en que se requira con relativa rapidez. Isto, unido a que é unha fonte renovable e descarbonizada, faina moi compatible co resto de *UE* de renovables. Por iso, indica a Proposición de lei, esta capacidade «non se debe malgastar permitindo que a súa xestión se rexa unicamente pola busca de maximizar os beneficios económicos». En liña con isto, nesta proposición de lei, tal e como razoa a súa exposición de motivos, buscábase que o operador do sistema estableza unha estratexia de bombeos e turbinados destinada a maximizar a xeración renovable, similar ao que na actualidade se recolle no artigo 7.1 da LCCTE. Así e todo, este é un obxectivo que

a Proposición de lei introduce na súa exposición de motivos, pero que posteriormente non se desenvolve no seu articulado, no cal non se fai ningunha mención ao operador do sistema a que se lle pretendía asignar esa tarefa.

Outro dos obxectivos da Proposta de lei era a redución dos prezos das facturas eléctricas dos consumidores, tanto de fogares como de empresas. Ademais, a exposición de motivos tamén fai referencia á existencia do oligopolio eléctrico e considera que este dificulta a consecución de obxectivos no ámbito ambiental. Por iso, conclúe que para acadar tales obxectivos é necesario «configurar un novo marco institucional e produtivo apoiado por un control democrático», algo en que a nova empresa pública que se pretendía crear sería un axente esencial, xa que tería «un rol activo [n]a produción eléctrica do dominio público hidráulico, na instalación de enerxías renovables, nos labores de distribución e comercialización de enerxía e empuxará cara á transformación do mercado eléctrico», así como introducir unha rebaixa nas facturas da luz e garantir que non se sufra pobreza enerxética, traballando para iso de forma coordinada coas empresas públicas municipais de comercialización e xestión da súa propia enerxía<sup>877</sup>.

Esta actuación apóiase na existencia de, segundo datos da OCDE que recolle a exposición de motivos, un 62 % da potencia eléctrica instalada no ámbito mundial controlada por empresas enerxéticas estatais<sup>878</sup>. En contraposición a isto, continúa a norma, España é o segundo país da OCDE con maior privatización no ámbito de xeración, con menos do 5 % do total de participación pública e situándose tan só por detrás de Portugal nese ámbito. Por iso, a norma considera que se debe reverter tal situación xa que

---

<sup>877</sup> Malia que, no tempo transcorrido desde esta proposta de lei até a actualidade, as empresas eléctricas comercializadoras municipais creadas obtiveron, na maior parte dos casos, uns resultados moi cuestionables que puxeron en dúbida a súa función.

<sup>878</sup> Aínda que a norma fala de empresas enerxéticas estatais, entendemos que se trata dun erro e se refire a empresas eléctricas públicas, posto que, como se analizou noutros apartados, en determinados países como o Canadá o sector público xoga un papel chave, pero non así o estado, senón as distintas rexións do país.

noutros países europeos (e cita a Francia, Italia, Suíza, Austria, Países Baixos e Finlandia) non sucede.

Xa pasando ao articulado da proposición, cómpre sinalar que a súa extensión é de tan só nove artigos, unha disposición adicional, unha disposición derogatoria e tres disposicións finais. O primeiro destes artigos trata o obxecto da norma, que é a regulación da xestión do dominio público hidráulico tras a finalización das concesións hidroeléctricas e a creación da citada entidade pública empresarial «Producción Energética Española», para «contribuír á descarbonización do *UE* de xeración eléctrica mediante a compensación da intermitencia da xeración renovable non controlable». Ademais, xa que esta nova entidade pode levar a cabo actividades de distribución e comercialización, a maiores das propias de produción, o seu artigo 9 recolle a posibilidade de que se poidan constituír distintas sociedades –ou participar maioritariamente noutras xa constituídas– e así poder cumprir coa obriga de que tales actividades se atopen xuridicamente separadas.

A Proposición de lei (artigo 3) prevé que esta empresa se constituíse no prazo dun ano desde a entrada en vigor da norma como unha entidade pública empresarial das que aparecen recollidas no artigo 84.1.a).2. da Lei 40/2015, cun réxime xurídico que sería o que se establece na propia Lei 40/2015 para este tipo de entidades nos seus artigos 103 e ss. Por tanto, en aplicación do artigo 104 da Lei 40/2015, que aparece practicamente transcrito no artigo 5 da Proposición de lei, este novo ente rexeríase polo dereito privado salvo para determinados aspectos tales como a formación da vontade dos seus órganos ou o exercicio das potestades administrativas que se lle atribúan. Estas potestades administrativas que se lle atribúan só poderían ser exercidas polos órganos que nos estatutos da sociedade se establecese expresamente. A pesar diso, a norma prevé expresamente (artigo 6) que estes órganos non sexan asimilables en rango administrativo aos órganos da Administración xeral do Estado, coas «excepcións que, a determinados efectos, se fixen en cada caso, nos seus estatutos».

Pola súa parte, a forma en que esta entidade obtería as concesións regúlase no artigo segundo, en que se explica que no caso das concesións de competencia estatal unha vez que estas

venzan seríanlle adxudicadas a esta entidade. É dicir, no ámbito galego serían todas aquelas que non sexa da Demarcación de Galicia-Costa, en que Augas de Galicia é o ente que resulta competente. Neses casos en que o competente sexa un organismo autonómico a Proposición de lei introduce a posibilidade de que a comunidade autónoma, en caso de que así o desexe, poida cederlle a esta empresa pública que se crea o dereito ao uso privativo das augas para o uso industrial de produción de enerxía eléctrica. Estas adxudicacións das concesións serían de forma directa sen que exista previsión de ningún tipo de licitación nin procedemento polo cal unha entidade privada puidese obter un dereito de uso pola vía dunha nova concesión.

A empresa pública creada sería unha entidade pública empresarial, contado cunha personalidade xurídica e patrimonio propios e autonomía na súa xestión, malia que estaría adscrita ao Miteco. O seu obxecto sería o de produción de enerxía eléctrica a través das explotacións hidroeléctricas, así como doutras novas instalacións de enerxías renovables que podería crear a propia empresa. Esta tamén tería a consideración de medio propio personificado e de servizo técnico da Administración xeral do Estado e das distintas comunidades autónomas e Cidades Autónomas, así como das entidades do sector público que dependan de calquera destas e teñan a consideración de poder adxudicador, estando obrigada a realizar os traballos que se lle encomendasen no exercicio das súas funcións. Xa que logo, as relacións desta empresa pública con estes organismos de que resultaría ser medio propio instrumental e servizo técnico non serían de carácter contractual, senón que de carácter instrumental. A maiores, a Proposición de lei prevé a posibilidade de que a nova entidade pública empresarial sexa un medio propio personificado e servizo técnico daquelas entidades que pertencen ao sector público, pero que non teñan a consideración de poder adxudicador, podendo recibir os seus encargos, sempre e cando se cumprisen os requisitos que impón a LCSP no seu amplo artigo 33.

Pola súa parte, o relativo ao réxime xurídico do persoal desta nova empresa pública aparece regulado no artigo 7 da Proposición de lei. Neste establécese que, con carácter xeral operará



o dereito laboral, exceptuándose os casos relativos a funcionarios. A Proposición de lei contén tamén as normas para seleccionar este persoal laboral. Así, no caso do persoal directivo atenderase a «criterios de experiencia no desempeño de postos de responsabilidade na xestión pública ou privada e de competencia profesional». No caso do resto do persoal laboral seleccionárase mediante convocatoria pública baseada en principios de igualdade, mérito e capacidade.

A Proposición de lei tamén prevé que esta compañía conte cun patrimonio propio para o cumprimento das súas funcións que, como resulta lóxico, sexa distinto do da Administración xeral do Estado. Para a xestión e administración destes bens e dereitos resulta aplicable a Lei 33/2003, do 3 de novembro, do patrimonio das administracións públicas. No ámbito da contratación, a empresa debe someterse ao disposto na LCSP. Ademais, tamén se lle aplicaríase a Lei 47/2003, do 26 de novembro, xeral orzamentaria, no ámbito do seu réxime orzamentario, económico-financeiro, de contabilidade e de control.

En relación con isto último, establécese que o financiamento da compañía sería maioritariamente mediante os ingresos procedentes da súa actividade de xeración e comercialización da enerxía, aínda que a comercialización debería ser desenvolvida por outra compañía distinta, polo que tales ingresos serían desta compañía en que «Producción Energética Española» participaría. Ademais, a Proposición de lei prevé que tamén se poida financiar mediante:

- Os bens e valores que constituísen o seu patrimonio.
- Os produtos e rendas que procedan deste patrimonio e calquera outro recurso que se lle atribuíse.
- As consignacións específicas que se lle puidesen asignar nos orzamentos xerais do Estado.
- As transferencias correntes ou de capital que procedesen das administracións ou entidades públicas.
- As doazóns, legados, patrocinios e outras achegas que poidan facer entidades privadas e particulares.

Por outra banda, a modo de disposición adicional, a Proposición de lei tamén prevía introducir a obriga de elaborar un informe a modo de auditoría en que figurasen as concesións existentes e, como mínimo, as súas características, os datos do concesionario, duración e os aspectos xurídicos e económicos máis relevantes. Con este estudo tamén se pretendía analizar que concesións foran prorrogadas de forma indebida para valorar a súa posible finalización. A norma prevía que tal informe fose de acceso público e gratuïto de forma online.

Por último, a Proposición de lei pretendía derrogar expresamente varios preceptos e modificar outros, tanto do TRLA como do RDPH. Os artigos que se trataban de derrogar de forma expresa eran o 67 do TRLA e o 132.2 e 165 *bis*.2 do RDPH. É dicir, en primeiro lugar, elimínase a posibilidade de cesión de dereitos por parte dos concesionarios (artigo 67 do TRLA), aínda que non se explican as razóns para iso. Por outro lado, o artigo 132.2 do RDPH resulta lóxico que se elimine, xa que este prevé que as concesións, unha vez revertan, se volvan sacar a licitación para aproveitálas mediante unha nova concesión. Por tanto, xa que a norma prevé que esas concesións pasen ao ente público empresarial que nela se crea, o artigo 132.2 do RDPH resultaría contrario a tales previsións, por iso a súa eliminación. Do mesmo xeito, o último artigo derrogado, o 165 *bis*.2 do RDPH, fala novamente de licitacións despois da reversión, dirixíndonos ao artigo 132.2 do RDPH, polo que os argumentos aplicados para derrogar este artigo tamén se aplican para o caso do 165 *bis*.2 do RDPH.

En canto ás modificacións normativas que se introducen, estas afectarían ao artigo 60.3 do TRLA e ao artigo 164.1 do RDPH. No artigo 60.3 do TRLA o que se pretendía era incluír un novo uso, terceiro en prioridade (xusto antes do uso de produción de enerxía eléctrica) consistente en «servizos de regulación do sistema eléctrico». Este novo uso semella estar relacionado co que se indicaba na exposición de motivos respecto a que se pretendía que, por medio do operador do sistema eléctrico, se establecese unha estratexia para maximizar a xeración renovable, no centro da cal se atopase esta empresa pública coas correspondentes instalacións

hidroeléctricas. Como se apuntaba con carácter previo, no articulado da norma non se desenvolve isto.

En canto á modificación do artigo 164.1 do RDPH, esta consiste en introducir a obriga de iniciar os expedientes de extinción polo menos tres anos antes de que expire o prazo da concesión. Sobre isto xa se fixo unha análise ao tratar as melloras na xestión privada dos aproveitamentos e tamén se xulgou como positiva tal medida. En cambio, a norma non fai ningunha referencia aos prazos de caducidade, polo que, en principio, seguirían operando os contidos na disposición adicional sexta do TRLA que son de 18 meses, o cal podería limitar a efectividade deste cambio no artigo 164.1 do RDPH.

Así pois, por medio desta proposición de lei, que non saú adiante, pretendíase introducir unha nova forma de explotar os recursos hidroeléctricos. A norma, coas súas lóxicas especificidades, estrutúrase de forma semellante a outras normas que crean entes de dereito público, como pode ser, por exemplo, no ámbito galego a Lei 5/1992, do 10 de xuño, de creación do Instituto Galego de Promoción Económica. En cambio, bótanse en falta algunhas cuestións, aínda que resulta lóxico iso xa que se trata dunha proposta de lei que, se fose convertida en lei, pasaría unha tramitación previa en que se poderían perfilar máis determinados aspectos. Así, xa se comentaron ao describir a norma algunhas fallas desta, como pode ser por exemplo, que non se dispón funcións concretas para o operador do sistema eléctrico a pesar de que na exposición de motivos se daba a entender que xogarí un papel relevante no novo modelo. Máis alá destas cuestións xa indicadas, existen outras sobre as que se debe prestar atención. Nun primeiro lugar, obsérvase que non se indica cal será o organismo que exercerá funcións de control sobre esta nova empresa pública. Ben é certo que se expresa que estará adscrita ao Miteco e que, por tanto, resulta lóxico que este sexa quen asuma esa función de control, pero a norma nada di ao respecto.

Por outro lado, en canto ao financiamento deste ente chama a atención as previsións respecto a incluír partidas orzamentarias nos orzamentos xerais do Estado e a posibilidade de transferencias procedentes de administracións ou entidades públicas. De feito, o

artigo 107 da Lei 40/2015 prevé que estas dúas fontes de financiamento (así como as referentes a doazóns, legados, patrocinios e outras achegas de entidades privadas e de particulares que tamén se inclúen na Proposición de lei) teñen un carácter excepcional. Ademais, isto podería ir en contra da normativa europea. En concreto, contra as normas de libre concorrncia e o mercado interior de electricidade (artigos 114 e 194 do TFUE, así como os principios recollidos nos artigos 1 e 3 do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeo e do Consello, do 5 de xuño de 2019, relativo ao mercado interior da electricidade), xa que se permitirían axudas de estado (vedadas polo TFUE) e, xa que logo, esta empresa contaría con vantaxes respecto aos seus competidores no mercado eléctrico europeo. Por outra banda, volvendo sobre un elemento que se detallou ao estudar os argumentos a favor e en contra da explotación pública e privada, as restricións brandas en materia orzamentaria poden xerar problemas de axencia que determinen unha menor eficiencia do ente público empresarial.

Por estas razóns, tendo en conta que a produción hidroeléctrica é unha actividade rendible e competitiva no mercado, así como que as presas que xestionaría esta empresa pública xa se atopan construídas necesitando un investimento moito menor, resulta factible un financiamento mediante os seus recursos propios e os ingresos de mercado que estes xeren. Deste xeito, non se podería acusar a esta empresa pública de concorrncia desleal nin de adulterar o mercado de electricidade, xa que non contaría cun financiamento distinto ao dos seus competidores. Por iso, con esa modificación non se estaría incumprindo coa normativa europea de libre concorrncia e a relativa ao mercado interior de electricidade.

Por último, tamén se debe sinalar que na norma existe un escaso detalle de como se organizaría internamente este ente público empresarial. Así, ningunha referencia aparece ao posible Consello ou Consellos que puidesen existir na compañía nin aos cargos de dirección, presidencia, secretaría etc. Ben é certo que estas cuestións se poden detallar con posterioridade nunha normativa que desenvolvese esta lei, se se chegase a aprobar, aínda que o frecuente na regulación doutros entes públicos é que isto figure xa na súa norma de creación (isto obsérvase por exemplo nos

casos do Instituto Galego de Promoción Económica, Corporación de Radio y Televisión Española, S. A ou o Instituto Enerxético de Galicia, entre outros).

Por tanto, desta proposta de lei cabe concluír que introduce unha alternativa interesante á xestión actual dos recursos hidroeléctricos sobre a que cabe debate. En cambio, desde o meu punto de vista, precisaría de modificacións tales como as que se indicaron. En caso de non introducilas, incluso podería resultar contraria ao dereito comunitario.

#### **5.4.2.3. Distintas formas de explotación pública**

Tras a análise efectuada nos anteriores apartados débese agora observar as posibles formas xurídicas que se poderían usar para unha explotación integramente pública dos recursos hidroeléctricos. Unha división ao respecto pode facerse desde o punto de vista da realización dun único ente estatal ou distintos entes segundo as divisións administrativas existentes en cada confederación hidrográfica. De feito, incluso se podería estudar a posibilidade de explotación polos distintos entes locais.

##### **a) Explotación pública de carácter estatal e autonómica**

A explotación de carácter estatal xa se atopa parcialmente articulada. Isto débese á existencia da Proposición de lei 122/000155, do 13 de setembro de 2021, que se comentou en apartados anteriores. As previsións contidas nesta proposición de lei, coas modificacións necesarias para adecualas ás críticas que neste estudo se verteron, permitiría estruturar unha entidade pública empresarial a través da cal se poderían explotar os aproveitamentos hidroeléctricos. Ademais, para unha participación do sector público na produción hidroeléctrica tampouco resultan estritamente necesarios os obxectivos de creación de nova plantas de xeración renovables –alleas á hidroeléctrica–, que se prevé a través desta proposta de lei. Por tanto, este obxectivo, que se podería desenvolver e ser compatible coa explotación dos recursos hidroeléctricos, non se valorará para os efectos deste estudo. Por tal razón, malia que se podería replicar a Proposición de lei, a modificación proposta do artigo 60.3 do TRLA incluíndo un novo

uso consistente en «servizos de regulación do sistema eléctrico» resultaría innecesaria.

Esta empresa pública deberá actuar en réxime de mercado e sosterse cos ingresos que obteña a través deste mercado, xa que, como se expuxo, o non facelo podería provocar incompatibilidade co dereito comunitario. Respecto a isto, aínda que a realización dun estudo económico da explotación das distintas centrais hidroeléctricas non é competencia desta tese, tendo en conta que estamos ante un sector cuns rendementos importantes (até o punto de que, na crise enerxética, se tiveron que topar os seus ingresos), semella que non resultaría demasiado complicada a supervivencia da compañía en réxime de mercado e sen recibir axudas das administracións públicas, que poderían reputarse como axudas de estado ilegais.

Por outro lado, este sistema se non fose complementado con outras entidades públicas empresariais podería amosar debilidades desde o punto de vista das competencias. Isto xa se observaba na propia Proposición de lei 122/000155, que no caso das concesións hidroeléctricas que non eran de competencia estatal, como son as bacías autonómicas tales como a de Galicia-Costa que administra Augas de Galicia, recollía a posibilidade de que estes entes «puidesen» –potestade, pero non obriga– ceder as súas concesións. En cambio, en ningún caso pode recoller un mandato, posto que sería de competencia da propia comunidade autónoma o decidir sobre estas concesións. Por iso, esta explotación de carácter estatal ben debería facerse de común acordo coas distintas comunidades para que cedesen as concesións que son de competencia exclusiva, o que nun principio semella complicado pola posible existencia de intereses políticos contrapostos, ou ben debe ser complementado con entes asimilables a esta entidade pública empresarial estatal, pero desde o punto de vista autonómico.

No caso de Galicia, isto poderíase efectuar tamén a través dunha entidade pública empresarial, que no ámbito autonómico aparecen reguladas nos artigos 89 e ss. da Lei 16/2010, do 17 de decembro, de organización e funcionamento da Administración xeral e do sector público autonómico de Galicia. Novamente, esta entidade pública empresarial é o vehículo axeitado debido a que se

estaría a actuar mediante criterios de xestión empresarial, para así competir en igualdade de condicións co resto de produtores de enerxía eléctrica (privados) que utilizan outras tecnoloxías.

Esta sería unha mellor opción que a xestión a través do Inega, posto que este tipo de actividades se podería escapar do seu obxecto. O devandito ente regúlase na Lei 3/1999, do 11 de marzo, de creación do Instituto Enerxético de Galicia, que no artigo 2 sinala que a finalidade deste instituto é «o fomento, impulso e realización de iniciativas e programas de actuación para a investigación, o estudo e apoio das actuacións de coñecemento, desenvolvemento e aplicación das tecnoloxías enerxéticas, incluídas as renovables, a mellora do aforro e a eficiencia enerxética, o fomento do uso racional da enerxía e, en xeral, a óptima xestión dos recursos enerxéticos nos distintos sectores económicos de Galicia, así como a participación na xestión e prestación, no seu caso, de servizos noutros campos sinérxicos ao enerxético, de acordo coas directrices do Goberno no ámbito das súas competencias».

Esta finalidade do ente, interpretada dun xeito amplo podería xustificar a participación no sector hidroeléctrico (por exemplo, a través da «óptima xestión dos recursos enerxéticos»). En cambio, debido á relevancia que esa participación tería iso tamén podería desnaturalizar un ente que foi pensado con outra finalidade. Isto mesmo sucedería con outros organismos que quizais incluso resultasen menos axeitados, como é o caso do Instituto Galego de Promoción Económica, que ten como finalidade «impulsar o desenvolvemento competitivo do sistema produtivo galego, promovendo actividades que contribúan á creación de emprego en Galicia e a un desenvolvemento económico harmónico, equilibrado e xusto, baseado nun tecido industrial moderno e competitivo» (artigo 3 da Lei 5/1992, do 10 de xuño, de creación do Instituto Galego de Promoción Económica). Xa que logo, neste caso estamos ante un ente que ten unha finalidade máis pensada ao apoio do tecido empresarial e á creación de empresas, que á xestión dunha compañía (ou varias) que produce electricidade mediante os aproveitamentos hidroeléctricos. Por esas razóns, considérase que a mellor opción sería a creación dunha entidade pública empresarial propia, posto que empregar outros órganos xa existentes, pero non

pensados para tal labor pode condicionar posteriormente a actividade deste ente xestor dos aproveitamentos hidroeléctricos.

### **b) Explotación pública por parte dos distintos organismos de bacía**

Outra alternativa distinta á anterior consistiría na explotación das distintas concesións a través dos diferentes organismos de bacía existentes. Dese xeito, cada confederación hidrográfica (ou outro organismo de bacía) explotaría os aproveitamentos hidroeléctricos de que resultase competente; o control último sería de carácter estatal ou autonómico, en función de quen conte coa competencia do organismo de bacía. De feito, na actualidade consta a existencia de organismos de bacía (esencialmente a Confederación Hidrográfica do Ebro) que están explotando de forma directa diversos aproveitamentos hidroeléctricos. En cambio, este tipo de explotación está pensado para selo dun xeito temporal até que se realice unha eventual licitación, tal e como manifestou a Resolución do Ministerio de Agricultura e Pesca, Alimentación e Medio Ambiente de 18 de decembro de 2017, no coñecido caso da central de Lafortunada – Cinqueta, onde acordou «outorgar a favor da Confederación Hidrográfica do Ebro autorización especial para a xestión da Central Hidroeléctrica de Lafortunada Cinqueta durante un prazo máximo de dous anos, que se entende tempo suficiente para a resolución do concurso de adxudicación do aproveitamento». A ela fai unha breve referencia unha das sentenzas da Audiencia Nacional que tratan este tema (concretamente a de 5 de novembro de 2019), indicando que isto se ampara no artigo 165 *bis* do RDPH.

Ademais disto, no capítulo terceiro expúñase como os plans hidrolóxicos intracomunitarios andaluces (o das Bacías Mediterráneas Andaluzas, o de Tinto, Odiel e Piedras; e o de Guadalete e Barbate), así como nos plans hidrolóxicos do Cantábrico, tanto o Oriental como o Occidental, incluían previsións respecto á xestión directa dos aproveitamentos hidroeléctricos por medio dos organismos de bacía. No caso das bacías andaluzas non se concreta a fórmula. En cambio, nas bacías do Cantábrico exprésase que esta xestión directa do recurso pode ser «a través dos



seus medios propios ou outros entes do sector público». Tales previsións incluíanse tamén nunha primeira proposta de proxecto de Plan hidrolóxico da Demarcación Hidrográfica del Ebro. En cambio, esa opción suprimiuse durante a súa tramitación.

Así pois, se se desexase que a explotación dos aproveitamentos hidroeléctricos recaese nos distintos organismos de bacía deberíanse incluír previsións similares ás indicadas. Ao respecto, novamente enténdese que a solución óptima para iso é a través de entidades públicas empresariais. Neste caso, estas entidades serían controladas polos organismos de bacía. No caso dos organismos de bacía de competencia estatal, isto ampararíase no artigo 103.2 da Lei 40/2015, onde se expresa que «as entidades públicas empresariais dependen da Administración xeral do Estado ou dun organismo autónomo vinculado ou dependente desta, a que lle corresponde a dirección estratéxica, a avaliación dos resultados da súa actividade e o control de eficacia». Por tanto, estes organismos de bacía, como entidades vinculadas ao Miteco poderían asumir este control.

No ámbito autonómico galego, este artigo 103.2 non ten un correlativo evidente na Lei 16/2010. Esta última norma regula o control da eficacia das entidades públicas empresariais no seu artigo 94 do seguinte xeito:

*1. As entidades públicas empresariais están sometidas a un control de eficacia no cumprimento do seu plan de actuación, que será exercido pola consellería de adscrición.*

*2. O control de eficacia ten por obxecto comprobar o grao de cumprimento dos obxectivos fixados e a adecuada utilización dos recursos que lles fosen asignados para a consecución destes obxectivos.*

*3. O control do cumprimento dos compromisos específicos que, no seu caso, asumise a entidade pública empresarial nun convenio ou contrato-programa corresponderá á comisión de seguimento regulada no propio convenio ou contrato-programa, sen prexuízo dos posibles controles previstos na lexislación orzamentaria.*

Xa que logo, neste caso se se interpreta que esta competencia de control é só da Consellería e esta non pode delegar

en Augas de Galicia, para exercer tal control resultaría necesario modificar esta norma adaptando ao que se observou que se dispón na Lei 40/2015.

Outro control que se pode levar a cabo é o de incluír dentro do persoal directivo a membros do propio organismo de bacía. Ao respecto, na Lei 40/2015 (artigo 106.2.a)) establécese que «o persoal directivo, que se determinará nos estatutos da entidade, será nomeado de acordo cos criterios fixados no apartado 11 do artigo 55, atendendo á experiencia no desempeño de postos de responsabilidade na xestión pública ou privada». Mentres, neste apartado 11 do artigo 55 exprésase que a contratación farase «atendendo a criterios de competencia profesional e experiencia». Por tanto, estes criterios poden estar cumpridos perfectamente por membros do organismo de bacía, sobre todo naqueles casos como na Confederación Hidrográfica do Ebro en que xa operaron por un tempo determinados aproveitamentos hidroeléctricos e os coñecen de primeira man. Isto regúlase de xeito semellante no ámbito galego, xa que no artigo 60 da Lei 16/2010 establécese que «a contratación de persoal de alta dirección someterase aos principios de mérito e capacidade, entre persoas que reúnan os requisitos de solvencia académica, profesional, técnica ou científica que en cada caso sexan necesarios para o desenvolvemento da función». Xa que logo, en ambos os casos pódese favorecer que figure algún membro dos organismos de bacía dentro dese persoal.

Tamén no ámbito do persoal, máis alá da concreta explotación pública do recurso e resultando isto, por tanto, aplicable a todas eles, débese tratar de integrar persoal con experiencia no sector a todos os niveis (sempre e cando cumpran os requisitos das distintas convocatorias reguladas legalmente, como resulta obvio). Ao respecto, débese salientar que o persoal que as actuais concesionarias destinan á xestión dos aproveitamentos, unha vez estes revertan e salvo que a propia empresa reestruture a súa actividade internamente, quedarían sen unha efectiva ocupación. Por iso, o sector público debería tratar de atraer polo menos en parte ese talento que coñece o sector de primeira man.

Ao respecto cabe preguntarse se procede unha posible subrogación dos traballadores da concesionaria. No ámbito

hidroeléctrico tal subrogación pode resultar complicada, xa que é frecuente que o persoal das concesionarias estea vinculado a diversas presas ao mesmo tempo, mentres que cada unha conta cun prazo de vencemento distinto, polo que resultaría difícil soste que, ao vencer unha delas se deba dar esta subrogación, xa que tan só cabería estudar a súa procedencia no caso dos traballadores que estivesen vinculados totalmente a esa concesión que efectivamente venceu (por exemplo, o garda de seguridade da presa, de ser o caso que existise un).

De feito, no ámbito da remunicipalización dos servizos aplícase o artigo 130.3 da Lei 9/2017, do 8 de novembro, de contratos do sector público, en que se fala de que «en caso de que unha Administración pública decida prestar directamente un servizo que até a data viña sendo prestado por un operador económico, verase obrigada á subrogación do persoal que o prestaba se así o recolle unha norma legal, un convenio colectivo ou un acordo de negociación colectiva de eficacia xeral». En cambio ese artigo non é aplicable ao caso, xa que o artigo 9 da LCSP establece que esta non se aplica ás concesións de dominio público, polo que só serve de orientación. Por todo iso, entendemos que só cabe falarmos de subrogación no suposto descrito de traballadores vinculados unicamente ao aproveitamento que finaliza. Isto non obsta para que, malia que non se realice por vía da subrogación, a Administración deba tentar atraer o talento laboral con que contaban até ese momento as empresas concesionarias.

### **c) Explotación pública por parte dos entes locais**

A última hipótese de explotación integramente pública dos recursos hidroeléctricos resulta tamén a que, na práctica, poida resultar menos viable. Estámonos a referir á explotación realizada polos entes locais. Este modelo de xestión atópase presente noutros países. Por exemplo, no caso de Noruega existe unha importante participación dos municipios en empresas tan relevantes como Agder Energi Vannkraft AS ou, no suposto de Italia, na importante compañía A2A, que está participada nun 25 % polo municipio de Brescia e nun 25 % polo municipio de Milán. Por tanto, a presenza de municipios na xestión hidroeléctrica en dereito comparado non

resulta algo estraño, aínda que o máis frecuente é que esta presenza se aprecie en modelos mixtos, en que os municipios non son os únicos participantes. En cambio, no caso español, debido á distribución de competencias existente, os municipios necesitarían a aquiescencia dos organismos de bacía que son os que resultan competentes o que, en última instancia, supón que ou o Estado ou a comunidade autónoma que corresponda lles ceda esta competencia.

No tocante ao mecanismo máis axeitado para levar a cabo esta explotación, atopariámonos cun suposto similar ao anterior. Isto é, novamente o vehículo máis apropiado sería o das entidades públicas empresariais que actuarían en réxime de concorrència co resto do sector de produción eléctrica, aínda que procurando ceder o control directo ou indirecto ao municipio. Máis difícil resultaría soste a xestión a través das denominadas «entidades públicas empresariais locais», xa que estas están pensadas para a xestión dos servizos públicos de competencia local, tal e como recolle o artigo 85.2 da Lei 7/1985, do 2 de abril, reguladora das bases de réxime local.

En cambio, novamente nos atopamos coa disquisición relativa á consideración da produción de enerxía eléctrica como un servizo ou non. Como se sostíña en liñas pasadas, consideramos que estas labores de produción e posterior venda no mercado primario non responden a realización dun servizo, senón que encaixan mellor coa fabricación dunha mercancía (lembremos aquí que as empresas eléctricas non poden facer a través da mesma sociedade labores de produción e de venda aos consumidores). Iso implica que unha entidade pública empresarial local non resulte o vehículo idóneo para a xestión, que debería levarse a cabo por medio dunha entidade pública empresarial de carácter estatal ou autonómico en que se ceda participación e elementos de control ao municipio ou municipios en que se atope o aproveitamento hidroeléctrico ou resulten afectados por este.

## **5.5. Explotación mixta**

### **5.5.1. Razóns para a explotación mixta do recurso**

Como se observou, na actualidade a explotación dos recursos hidroeléctricos españois realízase case na súa totalidade

polo sector privado. En cambio, unha das principais compañías españolas, Endesa, está controlada pola compañía italiana Enel, que ten tanto capital público como privado. A existencia de compañías de capital mixto foi unha realidade no pasado do sector de produción eléctrica español e é algo que se conserva noutros sectores do país. As razóns mediante as que se podería xustificar que, após a súa reversión, as centrais hidroeléctricas se explotasen mediante este modelo pódense resumir do seguinte xeito:

#### **a) Existencia doutros casos en dereito comparado**

Como se observou ao expoñer este argumento en defensa da explotación pública do recurso, non resulta estraño atopar sociedades de capital mixto en dereito comparado no sector hidroeléctrico.

A nivel internacional, entre os maiores produtores do mundo (a China, o Brasil, os Estados Unidos e o Canadá) apreciouse que predominan as empresas de capital totalmente público (China e Canadá) ou a participación no sector a través de axencias federais (Estados Unidos). En cambio, no sector eléctrico brasileiro si se observou a presenza de importantes empresas con capital mixto.

Neste país a compañía con máis potencia hidroeléctrica instalada é Eletrobras, que aínda que foi parcialmente privatizada segue tendo unha importante participación pública. Ademais, tras a vitoria electoral de Lula da Silva en outubro de 2022 é probable que non se continúe con esta privatización. Así, na actualidade é unha sociedade de capital mixto en que o Goberno do Brasil posúe algo máis dun terzo do capital social. No país existen tamén outras compañías cunha participación relevante no mercado hidroeléctrico que son de capital mixto. Entre estas, atopámonos coa Companhia Paranaense de Energia, en que o Estado do Paraná posúe o 31,07 % do total das accións e controla o 69,66 % dos votos ou a Compañía Energética de Minas Gerais, en que o Estado de Minas Gerais conta cun 50,97 % das accións con dereito a voto, aínda que só significan un 17,89 % do total. A estas dúas súmanselle outras tantas compañías relevantes no país que contan tamén cunha estrutura de capital mixta, aínda que no seu caso a parte pública de tal estrutura

provén de terceiros estados. Estas son ENGIE Brasil e CPFL Energia. A primeira é unha filial da compañía francesa ENGIE, en que Francia ten unha relevante participación. Mentres, no caso de CPFL Energia atopámonos con que o principal accionista, con máis do 80 % do capital social, é a empresa pública de China State Grid Corporation of China.

Pola súa parte, no ámbito europeo as empresas de capital mixto que actúan no sector hidroeléctrico tamén son unha realidade frecuente tanto dentro como fóra da UE.

Entre os países de fóra da UE que se estudaron no capítulo cuarto (Noruega e Suíza) débese sinalar que en Noruega si é certo que as principais compañías son totalmente públicas, malia que a normativa permite a participación privada até unha determinada porcentaxe. No caso de Suíza, das tres principais compañías do sector, Axpo, Alpiq e BKW, a primeira é totalmente pública e as dúas restantes, Alpiq e BKW, contan cunha importante participación pública, coa particularidade de que a dita participación a levan a cabo distintas administracións de carácter rexional ou local.

Dentro da UE isto, agás en España e en Portugal, repítese en todos os países estudados. A esta pequena lista de países sen empresas de capital mixto no sector hidroeléctrico tamén se podería sumar Suecia, aínda que neste caso debido a que a principal empresa do sector, Vattenfall, é enteiramente pública. As outras empresas máis importante no sector hidroeléctrico sueco, Fortum e Uniper, teñen capital mixto, pero este provén dun terceiro estado (Finlandia), que é o principal accionista de Fortum e Alemaña que o é de Uniper, aínda que no seu caso alcanza un 99 % despois do seu rescate, polo que é practicamente pública na súa totalidade.

Pola súa parte, en Austria a principal compañía do sector, que é Verbund e controla máis da metade da potencia hidroeléctrica instalada no país, tamén responde ao esquema dunha estrutura de capital mixta. Neste caso o 51 % do capital social pertence ao Estado austríaco e o 25 % é controlado, de xeito máis ou menos directo, pola provincia federal de Baixa Austria e pola cidade de Viena. Xa que logo, a participación pública aquí é significativa.

Canto a Italia, como se explicaba xa ao inicio deste apartado, atopámonos con Enel, que é a empresa que controla a maior parte a enerxía hidroeléctrica do país (ademais de ser a principal accionista de Endesa), que está participada en algo menos dunha cuarta polo Estado italiano.

Pola parte de Alemaña, tal e como se expresaba no apartado homónimo de razóns para a explotación pública do recurso, contan con RWE, en que a cidade de Dortmund ten unha pequena participación que non chega ao 5 % do capital social, así como a compañía EnBW, en que o capital público da compañía, controlado por distintas rexións, é superior ao 90 % do total. Ademais, no país tamén ten unha actividade relevante no sector hidroeléctrico a compañía austríaca de capital mixto Verbund.

Por último, no caso de Francia tamén é obrigado volver a liñas anteriores posto que a principal empresa do sector, EDF, viamos que até fai uns meses era de capital mixto, onde o sector público, neste caso estatal, controlaba máis do 80 % do capital social. En cambio, o Estado francés decidiu nacionalizar a parte privada. No tocante á outra grande empresa do sector, aínda que a certa distancia de EDF, que é a compañía ENGIE, si nos atopamos ante unha empresa de capital mixto, posto que aquí o Estado francés controla o 23,64 % do capital social e o 33,84 % dos dereitos de voto.

Por tanto, ao igual que sucedía no caso da explotación enteiramente pública do recurso, cabe concluír que esta técnica non resulta estraña nin entre os países con máis potencia instalada no ámbito mundial nin no ámbito europeo, con independencia de se os países se atopan ou non na UE. Unha posible imitación de países veciños serve pois como primeiro argumento para a eventual explotación de forma mixta dos recursos hidroeléctricos.

#### **b) Maior seguridade xurídica para a participación privada**

Como se observa, a explotación mixta non é algo descoñecido no sector eléctrico en dereito comparado, existindo importantes empresas con esa estrutura no sector. Neste sentido, tamén existe a posibilidade de que a participación mixta se realice a través dunha sociedade ou outras formas como pode ser unha *joint*

*venture* creada co obxecto exclusivo de explotar un aproveitamento concreto. Esta é unha modalidade que se observa en distintos países con relativa frecuencia nos aproveitamentos dos seus recursos naturais e materias primas. Un exemplo, dentro do ámbito enerxético europeo, pódese observar no caso do gas dos Países Baixos, cuxa relevancia no *UE* enerxético de Europa xa se constatou nesta tese. Neste país, a forma común de extracción de gas natural (así como doutros combustibles fósiles e recursos procedentes de actividades mineiras) é a través dunha asociación – similar a unha *joint venture*– coa empresa pública Energie Beheer Nederland (EBN), que é propiedade na súa totalidade do Estado holandés. Nesta asociación EBN adoita contar cun 40 % de participación<sup>879</sup>.

Este tipo de estruturas permítelle á Administración participar no sector, ter coñecemento del e recibir beneficios da súa explotación, pero, ademais diso, tamén outorga unha maior seguridade xurídica ao capital privado que decida participar no sector. Isto derívase do feito de que a Administración participa conxuntamente cos entes privados nos riscos e beneficios da explotación. Por tal razón, os incentivos do regulador para impor normas que resulten contrarias ao sector é menor, posto que o propio sector público se vería prexudicado por esas normas. Así pois, o capital privado tería unha garantía máis sobre o seu investimento nun sector onde isto resulta relevante, posto que se estamos ante unha central en que houbese que realizar importantes obras civís (de construción ou reparación) os prazos para amortizalas tenden a ser amplos. Por iso, cunha estrutura mixta resulta esperable que, agás que o interese público requira imperiosamente cambios no sector, as normas negativas que se promulgarán serán escasas e de selo centraranse en cuestións como as impositivas que permitan un maior beneficio para o sector público no seu conxunto.

---

<sup>879</sup> ENERGIE BEHEER NEDERLAND, «A Sea of Opportunity. Exploration in The Netherlands», 2019, p. 3, en liña, <https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2019/06/Brochure-A-Sea-of-Opportunity-The-Netherlands.pdf>.



### **c) Posibilidade de conseguir os beneficios que ofrece o sector público e o privado**

A explotación mixta pode gozar parcialmente dos beneficios con que conta unha explotación privada e unha explotación pública do recurso. Así, por exemplo, cunha participación pública minoritaria na sociedade, que non permitise unha efectiva toma de decisións estas decisións serían similares ás que tomaría unha empresa privada, coa presunta maior eficiencia que se defende por determinada doutrina, aínda que a Administración participaría nos beneficios desta sociedade e tería coñecemento do sector internamente, facilitando dese xeito a toma de decisións.

Por outro lado, no caso dunha participación maioritariamente pública, como podía ser o caso da francesa EDF antes da súa total nacionalización, a sociedade contaría con moitas das vantaxes do sector público como é o garantirse o control dun sector estratéxico, evitar determinados problemas de axencia ou reducir a contestación social (en especial se se prima unha participación pública de carácter local) e tamén algúns do sector privado, como podería ser o do maior control a través dos mercados de valores, en caso de que a compañía cotizase en bolsa ou os maiores incentivos á innovación e á eficiencia que parte da teoría económica clásica presuma das entidades privadas. Isto último tamén se deriva, en caso de que a compañía cotice en bolsa, da necesidade de acadar resultados satisfactorios para evitar caídas na cotización. Ademais, tal e como sucede coa citada EDF, no caso de que a Administración se vexa na necesidade de intervir con maior intensidade no sector pode con facilidade ampliar a súa participación na sociedade. No caso de EDF, debido aos problemas existentes que tivo a compañía con diversas centrais nucleares e á crise enerxética que se vive en Europa, o Estado francés decidiu adquirir a parte da empresa que era privada para prestar un maior apoio nos investimentos que necesitaba facer a compañía<sup>880</sup>.

---

<sup>880</sup> EDF, «Setting up of an ad hoc committee», 19 de xullo de 2022, en liña, <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/setting-up-of-an-ad-hoc-committee> [consulta 3 de outubro de 2022].

Por outro lado, tamén cómpre sinalar que parte dos estudos citados en apartados anteriores que determinaban unha maior eficiencia de compañías públicas no sector eléctrico inclúen dentro deste tipo de compañías as de carácter mixto, pero de control público. Por tanto, tal argumento é replicable neste caso. De feito, habitualmente se o control da compañía é público téndese a falar destas compañías como públicas aínda que a estrutura de capital sexa mixta. Nalgúns supostos, isto incluso está plasmado na lexislación aplicable. Este é o caso que se observou no exemplo de Noruega, onde a normativa indica que, con carácter xeral, só as compañías públicas poden adquirir licenzas para explotacións hidroeléctricas, pero posteriormente define estas compañías como aquelas en que as entidades públicas norueguesas controlan directa ou indirectamente polo menos dous terzos das accións e o capital, e que están organizadas de tal maneira que exista unha verdadeira propiedade pública. Xa que logo, obsérvanse que, partindo da definición legal, se poderían tratar perfectamente de estruturas de capital mixto.

Finalmente, a explotación mixta do recurso tamén conta cun menor desgaste ante a opinión pública do que unha explotación enteiramente pública. Isto resulta importante en momentos en que resulte necesario tomar decisións que poidan non ser acollidas do xeito máis favorable na sociedade. Un exemplo estase a producir coa crise enerxética xerada a raíz da guerra de Ucraína, onde en diversos estados como o Reino Unido ou Alemaña estase estudando a posibilidade de trasladar unha parte do aumento do prezo da enerxía eléctrica á poboación, xa que as súas tarifas están protexidas dos incrementos producidos nos mercados<sup>881</sup>.

#### **d) Acceso ao mercado de capitais**

Por último, moi ligado co anterior, cabe facer especial referencia a que no caso das sociedades mixtas pódese acudir aos

---

<sup>881</sup> Este exemplo é unha simplificación, posto que quen traslada ou non o custo sería unha empresa distribuidora ou comercializadora, e unha empresa hidroeléctrica sería unha produtora que actuaría tan só no mercado primario, pero non así cos consumidores. En cambio, en moitas ocasións os produtores, distribuidores e comercializadores forman parte dun mesmo grupo de empresas e a liña que os separa é moi feble, polo que o exemplo pode resultar realista.

mercados de capitais para obter financiamento mediante mecanismos tales como as ampliacións de capital. Esta posibilidade está vedada nas compañías totalmente públicas. Por tanto, nas mixtas, aínda conservando o control ou un certo poder de decisión dentro da compañía, a Administración pública pódese beneficiar do financiamento por parte dos accionistas privados.

Esta cuestión pode resultar relevante a raíz dos plans para o sector que se observaron no PNIEC de aumentar de xeito considerable a potencia instalada esencialmente a través de aproveitamentos de enerxía hidroeléctrica reversible ou de bombeo, para o cal sería necesario construír ou adaptar centrais hidroeléctricas . Na gran maioría dos casos prevese que estas instalacións se realicen en centrais xa existentes. A pesar diso, resultará igualmente necesario acometer importantes investimentos neses casos en que se pretenda converter unha central hidroeléctrica de encoro nunha reversible ou construír unha de novo. Xa que logo, resulta interesante que a compañía poida contar cunha fórmula máis de financiamento, tal como é a posibilidade de acudir aos mercados de capitais indicados. Iso, que tamén é unha posibilidade existente nas fórmulas de explotación privada que se usan na actualidade, podería supor unha vantaxe fronte a fórmulas de explotación estritamente públicas.

### **5.5.2. Posible estrutura xurídica dunha explotación mixta do recurso**

Unha vez estudadas as posibles melloras ás formas de explotación privada que existen na actualidade, así como as posibles formas de explotación pública que se poderían implantar, procede agora observar o mesmo con respecto ás posibles formas de explotación mixta. Estas ofrecen unha maior flexibilidade e casuística que o caso da explotación integramente pública, polo que observaremos varios modelos diferenciados, que á súa vez poden permitir a participación pública desde distintos niveis, tanto estatal, autonómico como local. Así pois, os distintos modelos que se estudarán serán o da participación mixta a través dun ítem con posible valoración nunha licitación, o posible traslado ao noso dereito do caso francés de empresas de economía mixta, o modelo

que se observa en estados como os Países Baixos na explotación de recursos naturais tales como os hidrocarburos e recursos mineiros, a posibilidade de nomear varios membros do consello de administración e, por último, a posibilidade de apoiar e participar en comunidades enerxéticas.

#### **a) Ítem con posible valoración nunha licitación**

A primeira das opcións que se valoraron para a explotación mixta dos recursos hidroeléctricos non resulta allea ao noso dereito. Esta é a posibilidade de incluír esta participación dentro das licitacións como un ítem obxecto de valoración nelas. Este é o modelo que se seguiu en Galicia durante varios anos no sector eólico. En concreto, foi introducido no Decreto 242/2007, do 13 de decembro, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica en Galicia, a que se fixeron xa breves referencias neste mesmo capítulo. Nesta norma, actualmente derogada, o modelo previsto estruturábase no artigo 9.2.1, en que se expresaba:

*2. Con carácter voluntario, e para os efectos de valoración do anteproxecto, o solicitante tamén poderá presentar a proposta de compromisos adicionais, que incorporará algún dos seguintes documentos:*

*2.1. Proposta de participación pública no capital social do proxecto a través de entes de dereito público que teñan como obxecto social ou función a implantación de sistemas de produción de enerxía e que poidan constituír ou participar en sociedades, calquera que fose a súa forma, cun obxecto que se relacione cos seus fins.*

Sobre esta medida, como se observou en liñas anteriores, tivo ocasión de pronunciarse a Sentenza 187/2011, do 16 de marzo, do Tribunal Superior de Xustiza de Galicia, indicando que era conforme a dereito. Como se desprende da norma, a participación pública no sector que se pretendía integrar pódese cualificar de tímida, xa que se introducía como unha medida de carácter voluntario, que non dispuña ningún mínimo nesta participación pública.

No ámbito hidroeléctrico poderíanse adoptar uns preceptos semellantes a este para os aproveitamentos que se liciten

novamente. Neste caso, en función do ambicioso que se pretenda que sexa a participación pública no sector poderíase establecer a medida como obrigatoria (a diferenza da voluntariedade prevista no Decreto 242/2007). Ademais, tamén se poderían marcar uns límites mínimos de participación pública no proxecto que o licitador deba aceptar e, partindo deles e os efectos económicos que implica, realizar a súa oferta. Neste contexto, en comparación coa participación enteiramente pública, aínda que a Comisión Europea entendese que resultase aplicable ao ámbito de produción hidroeléctrica a Directiva de servizos, ao someter o réxime de explotación a licitación, non se podería entender vulnerada aínda que se prevese a participación pública en tal licitación.

Outra alternativa, similar á anterior, resultaría en que fose obrigatorio o límite mínimo de participación pública, pero que resultase voluntario e como un ítem polo que obter unha valoración a maiores na licitación o aumentar esa participación pública. En ambos os casos as diferenzas son escasas e o resultado final é similar. Este variará especialmente con base no mínimo de participación pública que se esixa, así como aos incentivos para subir esta participación pública xa que, como resulta lóxico, se os incentivos resultan moi elevados é probable que se aumente esa participación e viceversa, en caso de escasos incentivos esta pouco aumentaría do mínimo esixible.

Por outra banda, tamén se podería introducir un límite superior desa participación pública a partir do cal non puntuase máis no concurso. Isto pódese xustificar en función dos obxectivos que perseguise a Administración pública. Así, por exemplo, se se pretende que a Administración teña un asento no consello de administración ou unha función asimilable, en que estea ao tanto da xestión do recurso que se produza, pero que non teña un peso decisorio relevante si que podería resultar interesante esta medida. Mentres, se o obxectivo a perseguir por esta organización mixta é que a Administración desempeñe un papel decisorio importante tal medida perde boa parte do seu sentido.

En canto ás formas de estruturar a participación pública, o Decreto 242/2007 non fixaba un modelo estrito. Esta norma, na súa disposición adicional única, tan só establecía que «no caso de que

un proxecto admitido a trámite incluíse participación pública no seu capital social, esta desenvolverase segundo a normativa que lle sexa de aplicación». Por tanto, tal e como vimos no caso da explotación enteiramente pública do recurso, poderíanse utilizar entidades xa existentes como por exemplo, no ámbito galego, o Inega. De feito, existen casos no ámbito enerxético en que o propio Inega participa como é o de Sotavento Galicia, SA (onde o fai xunto co Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía e varias empresas eléctricas privadas<sup>882</sup>).

En cambio se a participación neste tipo de entidades se convertese nunha constante e pasase a ter uns números moi significativos, podería resultar que a maior parte dos recursos deste tipo de organismos como o Inega ou o Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía pasasen a estar destinados á xestión dos aproveitamentos hidroeléctricos, o que, en certo modo, os desnaturalizaría. Así pois, novamente, o vehículo propicio para esta explotación mixta do recurso viría da man dunha o varias entidades públicas empresariais, que serían as encargadas de participar no aproveitamento hidroeléctrico de forma conxunta co adxudicatario da concesión. Novamente, estas entidades públicas empresariais, en función da estrutura que as distintas administracións queiran adoptar, poden ter un carácter estatal, autonómico, local ou, incluso, restrinxido ao ámbito da propia bacía.

### **b) Caso francés das empresas de economía mixta**

De xeito semellante ao anterior, en Francia prevese que, a través de licitacións de aproveitamentos hidroeléctricos se inclúa participación pública. Esta figura aparece regulada nos artigos L521-18 a L521-20<sup>883</sup> do Código da enerxía francés, dun xeito máis amplo que o visto no caso anterior do sector eólico galego. Así, no artigo L521-18 exprésase:

---

<sup>882</sup> Tal información pódese atopar en liña na páxina web da propia Sotavento, en concreto en: <https://www.sotaventogalicia.com/sotavento-galicia-s-a/#empresa> [consulta 31 de outubro de 2022].

<sup>883</sup> A tradución é propia.

*I. Para asegurar a execución dunha concesión prevista no artigo L. 511-5 , o Estado poderá crear, polo menos cun operador económico, cualificado como accionista operador, e, no seu caso, coas persoas xurídicas mencionadas nos apartados III e IV deste artigo, unha sociedade hidroeléctrica de economía mixta.*

*Esta sociedade de economía mixta de operación única constitúese por tempo limitado con vistas á subscripción e execución, nas condicións definidas neste título II, dunha concesión en que o seu obxecto sexa o desenvolvemento e explotación, conforme aos procedementos establecidos nas especificacións previstas no artigo L. 521-4 , dunha ou varias instalacións que constituían unha cadea de instalacións conectadas hidráulicamente. Este obxecto único non pode modificarse durante toda a duración do contrato.*

*II. A sociedade hidroeléctrica de economía mixta ten a forma de sociedade anónima rexida polo capítulo V do título II e o título III do libro II do Código de comercio, con suxeición a esta sección.*

*III. No marco das competencias que lles reconece a lei en materia de xestión equilibrada dos usos da auga, distribución pública de electricidade ou produción de enerxías renovables, as colectividades territoriais<sup>884</sup> ou as agrupacións de colectividades territoriais da ribeira dos cursos de auga dos que se explota a enerxía hidráulica en aplicación da concesión a que se refire o punto I poderán, se o Estado aproba a súa solicitude para o efecto, converterse en accionistas da empresa hidroeléctrica de economía mixta, nas condicións e conforme aos procedementos previstos por decreto en Consello de Estado.*

*En caso de que o Estado decida crear unha empresa hidroeléctrica de economía mixta de conformidade co punto I deste artigo, a autoridade administrativa ten un prazo de seis meses, renovable unha soa vez, para resolver sobre a solicitude de participación a que se refire o primeiro parágrafo deste punto III das colectividades territoriais ou das súas agrupacións. A*

---

<sup>884</sup> Esta entidade, que non existe no noso dereito interno, segundo o artigo 72 da Constitución francesa, componse «[d]as comunas, os departamentos, as rexións, as colectividades con estatuto especial e as colectividades de ultramar rexidas polo artigo 74» da propia Constitución.

*falta de resposta da autoridade administrativa no prazo antes mencionado considérase como unha decisión de aceptación.*

*As modalidades de participación destas colectividades territoriais ou das súas agrupacións no capital dunha sociedade hidroeléctrica de economía mixta, e en particular a súa axuda financeira, réxense polo título II do libro V da primeira parte do código xeral de colectividades territoriais, de acordo coas reservas existentes nesta sección.*

*IV. A petición do Estado e co seu consentimento, as demais persoas xurídicas de dereito público e as sociedades ou organizacións en que o seu capital estea exclusivamente en mans de persoas xurídicas de dereito público, con excepción das sociedades mencionadas no artigo L. 1531-1 do código xeral de colectividades territoriais, cualificadas como socios públicos, tamén poden converterse en accionistas da sociedade hidroeléctrica de economía mixta.*

*V. Os estatutos da sociedade anónima hidroeléctrica ou un acordo de accionistas fixarán o número de postos de directores ou membros do consello de supervisión asignados a cada accionista.*

*O Estado e, no seu caso, as colectividades territoriais mencionadas no punto III e os socios públicos mencionados no punto IV teñen conxuntamente entre o 34 % e o 66 % do capital da sociedade e entre o 34 % e o 66 % dos dereitos de voto nos órganos deliberativos. A participación no capital social e nos dereitos de voto de que goce o accionista operativo non poderá ser inferior ao 34 %.*

*As regras que rexen os cambios no capital da sociedade hidroeléctrica de economía mixta están determinadas polos estatutos da empresa ou polo acordo de accionistas. Estas regras non poden impedir que o Estado siga sendo accionista da empresa mentres dure a concesión.*

*VI. A sociedade hidroeléctrica de economía mixta disólvese automaticamente ao finalizar a execución da concesión ou despois da súa extinción.*

Mentres, no artigo L521-19 dispónse:



*As modalidades de asociación do Estado, das colectividades territoriais ou das súas agrupacións e dos socios públicos no seo da sociedade hidroeléctrica de economía mixta, nos termos dos puntos III e IV do artigo L. 521-18, sométense a un acordo previo á selección do operador accionista.*

*Este acordo previo inclúe en particular:*

*1.º As principais características da sociedade hidroeléctrica de economía mixta: a participación de capital que o Estado, as colectividades territoriais ou as súas agrupacións e os socios públicos desexen ter; as regras de goberno e os métodos de control que o Estado, as colectividades territoriais e os socios públicos desexen ter sobre a actividade da empresa, definidos, no seu caso, no acordo de accionistas, e as regras de devolución dos activos e pasivos da empresa tras a súa disolución;*

*2.º Unha estimación provisional da parte dos investimentos iniciais a cargo do Estado, as colectividades territoriais ou as súas agrupacións e os socios públicos. Esta estimación establécese sobre a base da avaliación provisional, na fase de lanzamento do procedemento de licitación pública única mencionado no artigo L. 521-20, do importe dos investimentos iniciais.*

*As colectividades territoriais ou as súas agrupacións aprobarán as condicións da súa participación por deliberación da súa asemblea deliberante ou do seu corpo deliberante.*

Por último, o artigo L521-20 prevé:

*I. A selección do accionista operador a que se refire o apartado I do artigo L. 521-18 e a adxudicación da concesión á sociedade hidroeléctrica de economía mixta realizarase mediante un procedemento de concurso público único, que se axustará ás mesmas regras e criterios de adxudicación que os do procedemento previsto no artigo L. 521-16<sup>885</sup> e que se leva a cabo polo Estado segundo os procedementos definidos por decreto en Consello de Estado.*

---

<sup>885</sup> É dicir, o procedemento estándar de adxudicación de concesións hidroeléctricas.

*II. No marco das formalidades de publicidade previstas polo decreto mencionado no punto I deste artigo, o Estado pon en coñecemento de todos os candidatos as principais condicións que definiu para a subscrición do contrato de concesión coa empresa hidroeléctrica de economía mixta.*

*Estas condicións refírense en particular a:*

*1.º As modalidades de asociación do Estado, das colectividades territoriais ou das súas agrupacións e dos socios públicos no seo da sociedade hidroeléctrica de economía mixta, definidas no acordo previo mencionado no artigo L. 521-19;*

*2.º O proxecto de estatutos sociais da empresa mixta hidroeléctrica que se vaia crear, así como todos os elementos necesarios para regular as relacións entre o accionista operador e o Estado, as colectividades territoriais ou as súas agrupacións e os socios públicos accionistas desta empresa de economía mixta;*

*3.º As principais características do contrato de concesión suscrito entre o Estado e a sociedade hidroeléctrica de economía mixta e as especificacións adxuntas;*

*4.º Os termos en que a sociedade hidroeléctrica de economía mixta poderá subscribir contratos que contribúan á execución da concesión, en particular contratos fóra do mercado de accións co accionista operador ou as filiais vinculadas a el.*

*III. As ofertas dos candidatos ao procedemento de concurso público único deberán indicar, de acordo cos procedementos definidos polo Estado durante este procedemento, os recursos técnicos e financeiros que se comprometen a proporcionar á empresa económica do sistema hidroeléctrico mixto para que poida levar a cabo a concesión así como os contratos que deba subscribir esta empresa para o cumprimento da súa misión.*

Desta regulación extráese que o sistema das sociedades hidroeléctricas de economía mixta resulta semellante ao caso exposto de introducir a participación pública mediante un ítem obxecto de valoración nunha licitación, malia que presenta algunha diferenza relevante. Neste caso, a participación pública vén fixada de antemán e resulta moi relevante, posto que como mínimo será do 34 % do capital da sociedade dos dereitos de voto nos órganos

deliberativos, podendo chegar a alcanzar un 66 %, o que implicaría o control público da sociedade. Por tanto, o licitador neste caso non tería que ofertar cando a participación está disposto a ceder aos entes públicos, senón que o que se esixe nestas sociedades é que se oferten os medios que ese licitador está disposto a achegar á empresa de economía mixta.

Outro aspecto relevante destas sociedades é a posibilidade que ofrecen de integrar no seu capital a distintos suxeitos de dereito público, entre eles os entes locais (incluídos dentro das colectividade territoriais) que resulten afectados pola concesión, conxuntamente co Estado.

Por outro lado, para evitar que se desvirtúe o seu obxecto, que é o desenvolvemento e explotación de concesións hidroeléctricas, existen importantes limitacións. Así, en primeiro lugar, este é o único obxecto con que conta a compañía e non pode ser modificado durante toda a súa existencia. Derivado diso, tamén se prevé a disolución automática da sociedade unha vez remate dalgún modo a concesión que constitúa o seu obxecto. Xa que logo, pódese afirmar que este tipo de compañías son empregadas exclusivamente para a explotación dunha concesión hidroeléctrica ou de varias se forman unha cadea entre elas.

Este sistema non presentaría demasiadas dificultades para ser usado no noso ordenamento xurídico interno. Loxicamente, para trasladalo á normativa española e galega serían precisos certos axustes, en especial debido á diferente distribución de competencias entre o Estado francés e o español. Polo demais, aquí tamén resultaría posible a constitución dunha sociedade que estivese participada por un ente público e en que se licitase a parte restante para que participasen os operadores privados. Tal e como se observará no seguinte modelo de explotación mixta, este tipo de sociedades non resulta estraño no dereito comparada, posto que se observa un sistema similar para o caso da explotación de hidrocarburos nos Países Baixos. A pesar de centrarnos tanto no caso francés aquí, como nos Países Baixos no seguinte punto, o certo é que a necesidade de ter que incluír a un socio público para a explotación dos recursos naturais dun país (como o é a

hidroeléctrica) é unha modalidade que, con maiores ou menores similitudes, se replica en distintos sectores e en diversas nacións.

### **c) Modelo dos Países Baixos na explotación dos hidrocarburos e recursos mineiros**

Tal e como se facía constar, o modelo de explotación dos hidrocarburos e recursos mineiros de que é produtor os Países Baixos presenta certas similitudes co caso das sociedades de economía mixta francesas. Este sistema aparece regulado na súa Lei de minaría de 2003, en que se aborda conxuntamente o tratamento dos hidrocarburos e da minaría. Nesta désígnase unha sociedade pública con diversas tarefas con que os operadores privados se teñen que asociar. Concretamente, a designación e as tarefas que pode efectuar esta sociedade aparecen descritas no artigo 82<sup>886</sup> da Lei de minaría de 2003 da seguinte forma:

*1. En interese da exploración e produción eficiente, o manexo sistemático e a comercialización óptima dos hidrocarburos, o noso ministro designará unha sociedade anónima ou unha sociedade privada de responsabilidade limitada, cuxas accións, directa ou indirectamente, serán propiedade do Estado, e que terá como tarefa:*

*a) participar en actividades de investigación sobre a base de acordos de investigación, de conformidade co numeral 5.2.2. deste apartado;*

*b) participar en actividades mineiras baixo contratos mineiros, de conformidade co numeral 5.2.3. deste apartado, incluíndo as actividades directamente relacionadas con elas, e que en todo caso se considerará que inclúen o tratamento, transporte e comercialización dos hidrocarburos extraídos;*

*c) subscribir os acordos, a que se refire o artigo 97 quinqués, parágrafos primeiro e terceiro, así como as actividades directamente relacionadas con eles, incluídas a orientación, o*

---

<sup>886</sup> A tradución do artigo é propia a partir da versión en inglés realizada por NLOG, que é un organismo administrado polo Servizo Xeolóxico dos Países Baixos en nome do Ministerio de Asuntos Económicos e Clima.

*seguimento e o control do sistema de acordos a que se refire o artigo 97 quinqués, parágrafos primeiro, segundo e terceiro;*

*d) a provisión de información ao noso Ministro sobre o establecemento, aplicación e execución dos acordos a que se refire o artigo 97d, parágrafos 1, 2 e 3, así como sobre a natureza e o alcance das garantías financeiras proporcionadas ou por proporcionar mediante unha licenza titular;*

*e) proporcionar información ao noso Ministro se a información sobre valores financeiros, sobre control ou outra información dá motivo para facelo;*

*f) realizar as tarefas, exercer os dereitos e cumprir as obrigas derivadas para a empresa do convenio de colaboración, a que se refire o artigo 11, parágrafo primeiro, do Real decreto do 30 de maio de 1963, n.º 39 e disposicións conexas e acordos;*

*g) Previa solicitude, proporcionar ao noso Ministro a información necesaria para a avaliación da viabilidade da política enerxética proposta, en particular con respecto á exploración, extracción, terminación da exploración e produción, así como a xestión e comercialización de hidrocarburos.*

*2. Sen prexuízo do disposto no primeiro parágrafo, a empresa poderá, por decreto do noso Ministro, en interese xeral das políticas enerxéticas, ser asignada a tarefas distintas das mencionadas no primeiro parágrafo. Os intereses xerais e os casos en que o noso Ministro pode encomendar unha tarefa á empresa no sentido da frase anterior describiranse por orde en consello ou de conformidade con ela. O noso Ministro pode impor condicións e restricións á decisión de emitir unha orde.*

*3. A empresa non poderá facer, directa ou indirectamente, actividades distintas das necesarias para a realización das funcións a que se refiren os apartados 1 e 2, a menos que o noso Ministro o acordase. O noso Ministro poderá impor regulamentos e restricións ao seu consentimento. O consentimento só se outorga se esas actividades e a súa implantación:*

*a) están estreitamente relacionados coas actividades necesarias para a realización das funcións a que se refiren os incisos 1 e 2,*

*b) non impidan ou complícan doutro modo a adecuada realización desas funcións, e*

*c) serven tamén ao interese xeral da política enerxética.*

*4. O noso Ministro pode revocar ou modificar unha decisión de dar unha tarefa a que se refire o segundo apartado ou unha decisión de dar o seu consentimento a que se refire o terceiro apartado se xa non se cumpren as condicións para a asignación desa tarefa ou o outorgamento do consentimento como se entende nos apartados 2 e 3 respectivamente xa non se cumpre.*

A empresa de que fala a norma é a xa citada compañía pública Energie Beheer Nederland (EBN), que participa no investimento –cos riscos que iso implica–, a exploración, a produción, o almacenamento e a comercialización dos bens que regula a Lei (dentro dos cales salientan o gas natural e o petróleo). Esta participación faina de forma conxunta coas compañías privadas que consigan licenzas, xa que estas teñen que firmar un acordo con EBN para formar unha especie de *joint venture* en que a porcentaxe de participación de EBN adoita ser do 40 %.

Así, por un lado EBN comparte os seus coñecementos cos operadores privados, facilitando a súa xestión e, á vez obtén uns rendementos económicos que doutra forma irían parar por enteiro á compañía privada. A maiores disto, EBN ten unhas tarefas de información moi relevantes, posto que ao ser coñecedora do que sucede no sector en cada momento pode asesorar ao goberno dos Países Baixos da mellor maneira posible para que deseñe as distintas estratexias enerxéticas e mineiras do país.

Trasladando isto ao ámbito hidroeléctrico, o modelo consistiría en imporlle aos concesionarios a necesidade de firmar acordos para cederlle unha porcentaxe relevante da participación no aproveitamento hidroeléctrico a un ente público, que podería ser creado para o efecto ou utilizar algún xa existente. Este ente, que conviría que fose un no ámbito estatal e outro naquelas comunidades autónomas que contén cun organismo de bacía da súa competencia, como é o caso de Galicia, tería tarefas de apoio aos concesionarios, así como de información e asesoramento aos ministerios e consellerías correspondentes.

Neste caso, sempre e cando fose imposto en condicións de igualdade a todos os concesionarios, non necesitaría financiarse exclusivamente cos seus ingresos propios –aínda que estes probablemente resultasen suficientes–, xa que non actuaría no mercado. Quen actuaría no mercado resultaría o concesionario, ao cal este organismo público apoiaría. A pesar disto, é certo que tal organismo participaría nos investimentos, nas ganancias e nas perdas que se puidesen obter do aproveitamento hidroeléctrico en función da porcentaxe pactada co operador (se resultase como no caso dos Países Baixos exposto sería nun 40 %), pero non tomaría as decisións para o efecto, xa que neste caso estase a pensar nun ente con funcións de asesoramento e informativas tanto, por un lado, para os concesionarios con que se asociaría como, por outro lado, para as administracións públicas das que resulte competente.

#### **d) Nomeamento de membros do consello de administración**

No capítulo cuarto desta tese observábase como no caso de Suíza, a Lei sobre o uso de enerxía hidráulica do 28 de marzo de 1990 do cantón de Valais reserváballe á Administración o dereito a nomear a un ou dous membros do consello de administración da empresa concesionaria dos aproveitamentos hidroeléctricos. Esta previsión podería ser trasladada ao noso dereito.

Neste caso, aínda que non sería propiamente unha explotación mixta da concesión, xa que o capital seguiría a ser integramente privado (sempre e cando a adxudicataria fose unha empresa privada), inclúese entre a explotación mixta debido á importante incidencia que tería a Administración. Ao respecto, coa potestade de nomear un ou dous conselleiros do consello de administración non se consegue un control efectivo da empresa nin resulta determinante na toma de decisións que a compañía realice. En cambio, isto serviría para que a Administración contase cunha supervisión directa da concesionaria, así como un coñecemento completo das distintas cuestións que afecta ás empresas do sector, o que resulta relevante para afrontar eventuais reformas legislativas.

Por tanto, neste suposto, ademais das vantaxes descritas, o modelo actual de explotación non sufriría modificacións relevantes

e, dese xeito, continuaría concorrendo a presunta maior eficiencia do sector privado. Tales previsións, desde o punto de vista da concorrencia, non supoñen problemas significativos, xa que eses membros do consello de administración non gozan de maioría suficiente para a toma de decisións. Con todo, para que esta medida fose efectiva, deberíase esixir que o concesionario para a explotación da concesión (ou das concesións, se conta con varias) crease expresamente unha sociedade, posto que non resultaría coherente a participación no consello por parte da Administración no resto de actividades que puidese efectuar o concesionario.

#### **e) Posibilidade de apoiar e participar en comunidades enerxéticas**

Finalmente, a última proposta susceptible de combinar ao sector público e privado afástase das vistas con anterioridade. Esta consistiría na integración de distintos aproveitamentos hidroeléctricos nas denominadas «comunidades enerxética». Este trátase dun concepto relativamente novo no marco xurídico europeo, a pesar de que algunhas iniciativas, particularmente nos países do norte de Europa, xa existen desde fai tempo<sup>887</sup>. En cambio, non foi até a Directiva 2018/2001 do Parlamento Europeo e do Consello, do 11 de decembro de 2018, relativa ao fomento do uso de enerxía procedente de fontes renovables e a Directiva 2019/944 do Parlamento Europeo e do Consello, do 5 de xuño de 2019, sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade que foron reguladas. Nestas directivas, dentro das comunidades enerxéticas, distínguense dúas modalidades: as comunidades de enerxía renovable e as comunidades cidadáns de enerxía.

As comunidades de enerxía renovable aparecen definidas no artigo 2.16 da Directiva 2018/2001, como «unha entidade xurídica: a) que, de acordo ao dereito nacional aplicable, se basee na participación aberta e voluntaria, sexa autónoma e estea

---

<sup>887</sup> FRIEDEN, D., TUERK, A., ROBERTS, J., D'HERBEMONT, S., GUBINA, A. F. e KOMEL, B., «Overview of emerging regulatory frameworks on collective self-consumption and energy communities in Europe», *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2019. pp. 1-6.



efectivamente controlada por socios ou membros que están situados nas proximidades dos proxectos de enerxías renovables que sexan propiedade de tal entidade xurídica e que esta desenvolvese; b) de que os socios ou membros sexan persoas físicas, pemes ou autoridades locais, incluídos os municipios; c) de que a finalidade primordial sexa proporcionar beneficios medioambientais, económicos ou sociais aos seus socios ou membros ou ás zonas locais onde opera, en lugar de ganancias financeiras». Esta definición foi introducida de forma moi similar ao noso dereito interno no artigo 6.1.j) da LSE, a través da reforma operada polo Real decreto lei 23/2020, do 23 de xuño, polo que se aproban medidas en materia de enerxía e noutros ámbitos para a reactivación económica. Isto tamén aparece regulado de forma similar no artigo 3 do proxecto de Real decreto publicado o 20 de abril de 2023 (e que se atopa na actualidade aínda en exposición pública) polo que se desenvolven as figuras das comunidades de enerxías renovables e as comunidades cidadáns de enerxía

Pola súa parte, as comunidades cidadáns de enerxía defínense no artigo 2.11 da Directiva 2019/944 como «unha entidade xurídica que: a) se basea na participación voluntaria e aberta, e de que o control efectivo o exercen socios ou membros que sexan persoas físicas, autoridades locais, incluídos os municipios, ou pequenas empresas, b) de que o seu obxectivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientais, económicos ou sociais aos seus membros ou socios ou á localidade en que desenvolvan a súa actividade, máis que xerar unha rendibilidade financeira, e c) participa na xeración, incluída a procedente de fontes renovables, a distribución, a subministración, o consumo, a agregación, o almacenamento de enerxía, a prestación de servizos de eficiencia enerxética ou, a prestación de servizos de recarga para vehículos eléctricos ou doutros servizos enerxéticos aos seus membros ou socios». Estas comunidades cidadáns de enerxía aínda non contan cunha definición no noso dereito interno, xa non se traspuxo aínda a súa regulación. En cambio, si aparecen definidas no citado proxecto de Real decreto de 20 de abril de 2023, se ben esa norma aínda non se atopa en vigor.

Partindo destas definicións e tendo en conta o maior desenvolvemento que existe no noso dereito interno das comunidades de enerxía renovables semella que estas entidades serían as máis axeitadas para unha posible explotación de aproveitamentos hidroeléctricos. A pesar diso, polo momento atópanse nunha fase inicial de desenvolvemento, aínda que no PNIEC lle outorgan un papel relevante, fixándose como obxectivo que os cidadáns, pemes e entidades locais participen nestas comunidades.

Dentro deste desenvolvemento xurídico das comunidades enerxéticas a primeira cuestión a debater ao respecto é a da forma xurídica a adoptar. Nun estudo do Instituto Internacional de Dereito e Medio Ambiente (IIDMA) afirmase que as comunidades enerxéticas non poden adoptar a forma de sociedades mercantís e que encaixan mellor noutras formas como as asociacións e cooperativas, aínda que tampouco se descarta a creación dunha forma social *ad hoc*<sup>888</sup>. En cambio, outra doutrina e incluso algunhas administracións si consideraron que as comunidades enerxéticas se poden constituír como sociedades mercantís<sup>889</sup>.

Isto último tamén resulta coherente co disposto no considerando 71 da Directiva 2018/2001 onde se expresa que «as características particulares das comunidades locais de enerxías renovables en relación co seu tamaño, a súa estrutura de propiedade e o número de proxectos poden obstaculizar a súa competitividade

---

<sup>888</sup> INSTITUTO INTERNACIONAL DE DEREITO E MEDIO AMBIENTE, *Comunidades energéticas: aportaciones jurídicas para su desarrollo en España*, IIDMA, Madrid, 2021, pp. 33-34.

<sup>889</sup> Entre as administracións que consideraron tal posibilidade atópanse: DEPUTACIÓN DE BARCELONA, *Guía para el impulso de comunidades energéticas con perspectiva municipal*, 2021, pp. 31-32; e INSTITUTO VALENCIANO DE COMPETITIVIDAD EMPRESARIAL, *Plan para el fomento de las comunidades energéticas locales en la Comunitat Valenciana*, Conselleria de Economía Sostible, Sectores Productivos Comercio e Traballo, 2020, p. 11.

Mentres, entre a doutrina podemos citar: BARTLETT CASTELLÁ, E. R., «Comunidades energéticas», *Estudios sobre cambio climático y transición energética*, ALENZA GARCÍA, J. F. e MELLADO RUIZ, L. (coords.), Marcial Pons, Madrid, 2022, pp. 297-298; e FAJARDO, G., «El autoconsumo de energía renovable, las comunidades energéticas y las cooperativas», *Noticias de La Economía Pública, Social y Cooperativa*, n.º 66, 2021, pp. 38 e 48.

en igualdade de condicións fronte a actores a grande escala, isto é, fronte a competidores que contan con proxectos ou carteiras de maior envergadura. Por conseguinte, os estados membros deben ter a posibilidade de elixir calquera forma de entidade para as comunidades de enerxías renovables, sempre e cando tal entidade poida exercer dereitos e estar suxeita a obrigas actuando en nome propio». No caso español semella que a opción escollida será a de unha ampla variedade de formas xurídicas, xa que no proxecto de Real decreto publicado o 20 de abril de 2023 establécese a posibilidade de utilizar «calquera das formas xurídicas previstas no ordenamento xurídico que dispoñan de personalidade xurídica propia sempre e cando se garanta que son compatibles cos requisitos que se establecen» (artigos 3.2 e 9.2)

Independentemente da forma xurídica escollida e dos debates doutriniais existentes canto a iso, a Administración participaría como un socio máis da comunidade enerxética, posuíndo nela unha maior ou menor relevancia en función dos obxectivos perseguidos. Nesta participación, hai que resaltar que as comunidades enerxéticas non poden ter un socio único ou que actúe como tal –aínda que este fose un ente público–, xa que o propio considerando 71 da Directiva 2018/2001 dispón que «para evitar abusos e garantir unha ampla participación, as comunidades de enerxías renovables deben poder conservar a súa autonomía respecto dos membros individuais e doutros actores habituais no mercado que participen na comunidade como membros ou socios, ou que cooperan doutras formas, como por exemplo mediante o investimento. A participación en proxectos de enerxías renovables debe estar aberta a todos os potenciais membros locais, atendendo a criterios obxectivos, transparentes e non discriminatorios».

Respecto á participación pública, cómpre destacarmos que a Administración que está pensada para participar nas comunidades enerxéticas son os entes locais e non os organismos de bacía que contan coa competencia sobre o aproveitamento. Xa que logo, o sistema que se podería empregar para permitir este aproveitamento é o xa existente de concesións, pero incluíndo unha certa prioridade para estes organismos entre os criterios das licitacións. Iso sería

coherente co recollido no considerando 26 da Directiva 2018/2001, que establece:

*Os estados membros deben garantir que as comunidades de enerxías renovables poidan participar nos sistemas de apoio dispoñibles en igualdade de condicións cos grandes participantes. A tal fin, debe permitirse aos estados membros adoptar medidas, como a comunicación de información, o apoio técnico e financeiro mediante puntos de contacto administrativo únicos, a redución das esixencias administrativas, **a inclusión de criterios de licitación centrados nas comunidades**<sup>890</sup>, a creación de portelos de licitación adaptadas ás comunidades de enerxías renovables, ou autorizar que as comunidades de enerxías renovables sexan remuneradas mediante axudas directas se cumpren cos requisitos das pequenas instalacións.*

Respecto a estes criterios, poderíase alegar que supoñen unha discriminación que adultera o funcionamento do mercado. En cambio, tal e como se observou na súa definición, o obxectivo das comunidades de enerxías renovables non é a obtención de ganancias financeiras, senón que busca a xeración de beneficios medioambientais, económicos ou sociais. Ademais, a enerxía xerada destínase principalmente a autoconsumo (os excedentes, con todo, pódense vender no mercado), polo que estas comunidades non actúan nun réxime estrito de mercado, o que tamén corrobora o considerando 26 da Directiva 2018/2001 que se citou, ao permitir criterios de licitación que se centren nestes entes. Outro considerando desta directiva (o 71) determina que os membros da comunidade de enerxía renovables ao consumir a enerxía que xere a comunidade non deben quedar exentos dos custos, cargas, gravames e impostos que asumirían os consumidores finais que non pertencen á comunidade ou os produtores, nunha situación similar.

Por todo iso, independentemente de que a Directiva de servizos se entenda ou non aplicable ao sector, entendemos que facilitar a obtención de determinadas concesións hidroeléctricas a favor de comunidades enerxéticas non supón unha vulneración das normas de libre concorrencia nin o mercado interior de

---

<sup>890</sup> O resaltado é propio.

electricidade que recollen os artigos 114 e 194 do TFUE, así como que tampouco se pode considerar unha axuda de Estado prohibida polos artigos 106, 107 e 345 do TFUE. De feito, en diversos puntos da Directiva 2018/2001, como os considerando xa citados, ínstase a un maior apoio a estes organismos.

En liña con isto, no seu considerando 70 exprésanse as virtudes destes entes que xustifican tal apoio, ao indicar que «a participación dos cidadáns e autoridades locais nos proxectos de enerxías renovables a través de comunidades de enerxías renovables xerou un valor engadido significativo no que se refire á aceptación local das enerxías renovables e ao acceso a capital privado adicional, o que se traduciu en investimentos locais, unha maior elección para os consumidores e unha participación maior dos cidadáns na transición enerxética. Esa participación local é aínda máis importante no contexto dunha maior capacidade de enerxía renovable».

Este sistema de explotación mixta dos recursos hidroeléctricos a través das comunidades enerxéticas, a diferenza doutras alternativas apreciadas, non se podería aplicar dun xeito homoxéneo a todos os aproveitamentos hidroeléctricos. Dentro destes, os que presentan un mellor encaixe nas comunidades de enerxías renovables son aqueles que non resultan de gran tamaño e, por tanto, cunha xestión e mantemento doados. Isto, ademais, evitaría entrar en debates de se a hidroeléctrica de gran tamaño se pode considerar renovable para os efectos das comunidades de enerxías renovables<sup>891</sup>. Ademais, estes aproveitamentos deben atoparse en lugares en que sexa posible, pola súa propia estrutura de poboación, a creación da comunidade, xa que en ocasións as centrais hidroeléctricas sitúanse en zonas altamente despoboadas, o que dificultaría este modelo de explotación. En cambio, nada impediría que as centrais que non resulten propicias para a súa

---

<sup>891</sup> Cómpre lembrar que as comunidades de enerxías renovables, por propia definición, só admiten dentro do seu *mix* de xeración enerxías renovables. Na normativa referente a estas comunidades non existe ningunha referencia específica a que tipos de enerxías se deben entender renovables para os efectos e cales non, polo que cabe pensar que se aplica a normativa xeral.

integración dentro dunha comunidade enerxética fosen explotadas mediante outro dos métodos sinalados.

Finalmente, cabe indicar que dentro dos obxectivos observados de cara a potenciar o uso de enerxías renovables e o autoconsumo a través destes organismos, a enerxía hidroeléctrica outorgaríalle unha moito maior autonomía a estes entes. Tal e como se tivo ocasión de relatar nesta tese, dentro dos argumentos favorables á enerxía hidroeléctrica atópase a flexibilidade e estabilidade na súa produción (en centrais con encoro). Sempre que non haxa unhas condicións climáticas moi adversas como poden ser secas prolongadas, a enerxía hidroeléctrica pódese integrar no *mix* de produción a vontade do produtor nos momentos en que a demanda de electricidade o faga necesario. Isto cubriría os espazos en que outras enerxías renovables como a eólica e a solar non poidan producir polos seus propios condicionantes físicos. Xa que logo, dentro das comunidades enerxéticas e, en especial, dentro das comunidades de enerxías renovables, a enerxía hidroeléctrica podería integrarse como un factor de produción moi relevante dado que dotaría a esas comunidades de autonomía. Ademais, por outro lado, en caso de existir enerxía eléctrica remanente tras a utilizada para o autoconsumo nada impide que esta enerxía sexa vendida no mercado primario. Os ingresos obtidos por esas vendas poden ser usados en políticas sociais na zona en que se atope a comunidade enerxética, posto que, recordemos, un dos obxectivos principais destas comunidades é o de proporcionar beneficios sociais aos seus membros, ademais de medioambientais, que se cumpriría ao potenciar as enerxías renovables, e económicos, que faría o propio ao rebaixar a tarifa eléctrica mediante o autoconsumo.

Por tanto, aínda que as comunidades enerxéticas aínda se atopan nunha fase inicial do seu desenvolvemento tanto xurídico como de facto, presentan un importante potencial para mellorar o sector eléctrico, podendo resultar chave para un seu mellor funcionamento a explotación dos aproveitamentos hidroeléctricos a través delas.

## Conclusiones

Ao longo dos cinco capítulos desta tese de doutoramento estudouse en profundidade o réxime xurídico das concesións hidroeléctricas, ademais de se expor distintas propostas de cara á súa xestión no futuro. Sobre este estudo as principais conclusións que se extraen son as seguintes:

1. O sector eléctrico español xurdiu a finais do século XIX, nun primeiro momento apoiado esencialmente na iniciativa privada, pero, a medida que foi medrando en importancia e os investimentos necesarios aumentaron, apareceron tamén importantes empresas públicas, cuxo principal expoñente era Endesa. Dentro deste sector, durante boa parte do século XX, a principal fonte de enerxía foi a hidroeléctrica, malia que desde a segunda metade de século foi perdendo peso relativo na porcentaxe de xeración eléctrica española. Arestora, a importancia da enerxía hidroeléctrica radica na súa dispoñibilidade e relativamente doada xestión (en especial nas centrais de encoro e reversibles). Estas características permítenlle unha fácil e rápida integración na rede eléctrica, o que facilita que se integren tamén outras enerxías renovables en que non existe esa dispoñibilidade do recurso (esencialmente, a enerxía solar e a eólica).

2. A normativa eléctrica española experimentou unha importante evolución desde finais do século XIX até a actualidade. Nun primeiro momento, a regulación estaba orientada ao establecemento de normas de carácter policial, pero a medida que o sector foi aumentando en importancia a súa planificación foi tendo unha relevancia crecente. En cambio, o modelo actual explícase en boa parte pola liberalización e a privatización do sector levadas a cabo na década dos noventa do século pasado, cuxo máximo expoñente é a Lei do sector eléctrico de 1997 (LSE97). A raíz desta lei tamén se esixiu unha separación entre as

actividades de produción, transporte, distribución e comercialización. Esta reforma foi xustificada por unha suposta maior eficiencia do sector privado, que implicaría unha redución de prezos para os consumidores, aínda que non se conta con evidencias concluíntes de que se atinxise tal redución na literatura, unha vez pasados 25 anos. En cambio, considerouse que as empresas eléctricas que operaban no sector se viran prexudicadas pola reforma, polo que se lles outorgaron unhas axudas coñecidas como custos de transición á competencia (CTC), valoradas en case 12 000 millóns de euros. Ademais, a Lei do sector eléctrico de 1997 tamén abandonou a noción de servizo público do fornecemento eléctrico, substituíndoa pola garantía de fornecemento.

3. Logo da liberalización do sector, a evolución normativa máis relevante centrouse no apoio ás enerxías renovables e en tratar de reducir o déficit tarifario. No primeiro caso, este apoio viviu distintas fases, e manifestouse a través do outorgamento aos produtores de distintos tipos de remuneracións para incentivar unha actividade que, debido á evolución da curva de experiencia, tiña que soportar uns custos de produción sensiblemente superiores aos do resto das tecnoloxías. As devanditas remuneracións orientáronse cada vez máis á integración das enerxías renovables no mercado. En segundo lugar, pódese concluír que o déficit tarifario tivo a súa xénese nos defectos da regulación derivada do proceso de liberalización do sector eléctrico. Entre outras causas, a introdución na tarifa de conceptos regulatorios de moi diferentes tipos e orixes xerou o recoñecemento dun desequilibrio dentro do sistema que serviu de xustificación para a reforma eléctrica de 2013, xa que en 2012 alcanzaba a cifra de 24 000 millóns de euros. Este segue sendo un problema hoxe, malia que con data do 31 de decembro de 2021 conseguírase reducir a 12 182 millóns de euros.



4. A reforma do sector eléctrico de 2013, que deu lugar á actual Lei do sector eléctrico (LSE), xustificouse neste déficit tarifario, do cal se culpou especialmente aos esquemas de axudas á produción de electricidade a través de fontes renovables (*feed in tariff e feed in premium*). Por ese motivo, reduciuse especialmente a súa remuneración a través da implantación dun sistema novo de retribución baseado no concepto de rendibilidade razoable. Este feito provocou diversas reclamacións dos produtores tanto no ámbito español como no internacional. As reclamacións en España foron desestimadas co argumento de que o sector eléctrico se ve afectado polo risco regulatorio. Mentres, as reclamacións interpostas en tribunais de arbitraje internacional, en moitas ocasións, foron estimadas, o que deu lugar a unha dualidade problemática e dificilmente explicable. Ademais, a nova normativa sufriu diversas críticas, entre elas as da Comisión Nacional de Enerxía (CNE), pola súa importante complexidade, falta de transparencia e escasa visión sistemática. Por outro lado, nesta norma o fornecemento de enerxía eléctrica declarouse un servizo de interese económico xeral.

5. Outra conclusión observada respecto do sector eléctrico español é o seu marcado carácter oligopolístico. Nel, os tres actores máis importantes do sector (Endesa, Iberdrola e Naturgy) concentran máis da metade da capacidade instalada. Dentro desta, posúen a práctica totalidade das centrais nucleares, o 90 % da potencia instalada en centrais térmicas de carbón, máis do 80 % da hidroeléctrica, o 70 % das centrais de ciclo combinado, o 35 % da eólica e o 13 % doutras fontes de enerxía. Estas tres compañías, alén de controlaren a maior parte da produción eléctrica, tamén son as principais compradoras no mercado primario, aínda que estas compras as fan con sociedades distintas (as súas compañías de distribución e comercialización) en aplicación do imperativo legal da separación de actividades imposto pola UE. Por tanto, resulta aventurado afirmar que a produción de enerxía

eléctrica en España se realiza dentro dun mercado de competencia perfecta, debido ás limitacións evidentes, entre outras cuestións, no referido ao número de oferentes e demandantes, circunstancia que provoca que poucos actores concentren a maioría de compras e vendas.

6. Nun contexto onde o sistema ha de fornecer enerxía eléctrica de maneira eficiente e garantindo a continuidade e seguraza da subministración, na actualidade, as principais preocupacións do sector están centradas nos impactos do cambio climático, a transición enerxética e, especialmente a raíz do conflito de Ucraína, a seguridade do fornecemento. Dentro deste novo contexto, a enerxía hidroeléctrica presenta un papel destacado, xa que se trata dunha enerxía renovable que, ademais, facilita a integración na rede eléctrica doutras enerxías renovables cunha xestión substancialmente máis complexa. Por tales motivos, no Plan nacional integrado de enerxía e clima (PNIEC) apóstase por manter a potencia instalada en centrais de encoro e de auga fluente. Mentres, no caso das centrais de bombeo prevese duplicar a potencia instalada actual no horizonte temporal de 2030, aumentándoa nuns 3500 MW.

7. Unha vez analizada a evolución do subsector da produción de electricidade, o outro ámbito que afecta ás concesións hidroeléctricas é o do dereito de augas. Este, como resulta lóxico, ten unha antigüidade moito maior, e boa parte da súa configuración derivase da dispoñibilidade natural do recurso. En relación coa industria hidroeléctrica, as primeiras normas que lle afectan son as leis de augas do 3 de agosto de 1866 e do 13 de xuño de 1879, malia que cando foron redactadas e aprobadas non se estaba pensando nesta industria, posto que nese momento era inexistente. Por esa razón, as concesións de carácter industrial, entre as que se integraron os usos hidroeléctricos, contaban cuns prazos de duración a perpetuidade.

8. En cambio, observouse como esta situación cambiou xa nos primeiros momentos de configuración do sector

hidroeléctrico, debido a que o Real decreto do 14 de xuño de 1921 estableceu unha regulación específica para as concesións hidroeléctricas en que se decidiu eliminar a posibilidade de outorgar concesións a perpetuidade, aínda que as existentes foron respectadas nos seus dereitos. Mentres, para as novas concesións o prazo pasou a ser de 65 anos, transcorridos os cales debía producir se a reversión en favor do Estado de todas as obras, así como do construído en terras de dominio público, calquera que fose o seu destino. Este prazo de 65 anos foi posteriormente ampliado a través do Real decreto do 10 de novembro de 1922 a 75 anos. No caso de facer determinados investimentos, tal prazo podía aumentar a 99 anos. Esta normativa mantívose até a Lei de augas de 1985.

9. Antes da Guerra Civil española destacaron os diversos intentos de reforma da Lei de augas, así como a lexislación relacionada con cuestións agrarias. Isto tamén se observa durante a II República, na cal cabe salientarmos o Plan nacional de obras hidráulicas de 1933, onde se recoñece que a produción de enerxía hidroeléctrica era o «segundo e importantísimo aspecto do plan», malia que «o primordial interese agrícola deixa este aspecto, aínda sendo tan importante, nun segundo plano». Posteriormente, durante o réxime franquista, especialmente durante o período de autarquía, as políticas hidráulicas estiveron máis enfocadas ao regadío, para tratar de combater a deficitaria situación do campo español, o que incluso levou a poñer en marcha até políticas de colonización. No ámbito hidroeléctrico, durante esta ditadura viviuse un importante auxe na construción de centrais hidroeléctricas, en xeral, cun tamaño considerablemente superior ás dos períodos previos. Nesta época tamén se intensificou o problema das concesións en carteira, que se buscou combater a través da Orde do 3 de decembro de 1954, que introduciu a caducidade nestas concesións.

10. O seguinte cambio normativo relevante produciuse coa Lei de augas de 1985, así como co aínda vixente Regulamento do dominio público hidráulico (RDPH) que a desenvolve. Nesta norma limitouse a duración das concesións hidroeléctricas a 75 anos, sen posibilidade de prorrogalas até os 99. Ademais, as concesións que eran a perpetuidade foron tamén limitadas a unha duración de 75 anos, cuxo cómputo se iniciaría desde a entrada en vigor da norma. Por último, as que tivesen un prazo superior a 75 anos verían limitada a súa duración a eses 75 anos, contados desde a entrada en vigor da Lei. Por outro lado, esta norma foi impugnada ante o Tribunal Constitucional por diversas comunidades autónomas, debido especialmente a que introducía criterios de xestión por bacías hidrográficas, xa que as bacías que afectan a máis dunha comunidade autónoma son de competencia estatal. O Tribunal Constitucional validou finalmente a maior parte da norma e, en consecuencia, desenvolveuse unha planificación hidrográfica por bacías, a través dos correspondentes plans hidrolóxicos.

11. En 2001 o vixente texto refundido da Lei de augas (TRLA) substituíu a Lei de augas de 1985, aínda que máis da metade dos artigos desta norma eran idénticos aos da anterior. Porén, recolleu no seu texto outras variacións normativas que con anterioridade xa foran introducidas no dereito español a través de normas tales como a Lei 42/1994 ou a Lei 9/1996. Así as cousas, a variación normativa máis importante produciuse a raíz da transposición da Directiva marco da auga (DMA) ao noso dereito interno, a cal se levou a cabo principalmente a través da Lei 62/2003 e introduciu cambios substanciais. En especial, estes observáronse na organización das confederacións hidrográficas, coa introdución das demarcacións hidrográficas. Tamén se produciron variacións relevantes na planificación hidrolóxica, na protección do dominio público e no réxime económico financeiro do uso da auga. Estas reformas trataban de acadar os obxectivos ambientais

–aínda que tamén socioeconómicos– que a Directiva marco da auga impuña.

12. Tamén dentro da consecución de obxectivos ambientais destacan os caudais ecolóxicos, xa que afectan á industria hidroeléctrica e a condicionan de forma relevante. Dado que son os caudais mínimos para garantir o mantemento da flora e a fauna nos ríos, operan como unha restrición na explotación dos distintos usos. Compóñense de caudais mínimos, máximos, a distribución temporal entre ambos, caudais de crecida e taxas de cambio. Nos plans hidrolóxicos de terceiro ciclo de competencia estatal fixéronse normas concretas ao respecto en relación coa industria hidroeléctrica. Ao abeiro de tales normas, permitiuse a vulneración destes caudais en determinados momentos de urxencia. Ademais, tamén se observan outras previsións particulares en distintos plans hidrolóxicos como o do Miño-Sil. Nesta bacía, as taxas de cambio, os caudais xeradores e os caudais máximos poderán non fixarse en solicitudes de centrais reversibles entre encoros existentes, sempre e cando non impidan os usos preexistentes.

13. O Plan hidrolóxico do Miño-Sil afecta á Demarcación Hidrográfica do Miño-Sil, que é unha das catro demarcacións que discorren total ou parcialmente por territorio galego. Das restantes –Galicia-Costa, Cantábrico Occidental e Douro–, só a primeira é de competencia autonómica, ao ser a única que ocupa exclusivamente territorio galego. No ámbito da Comunidade Autónoma de Galicia, existe tamén unha Lei de augas, concretamente a Lei 9/2010, do 4 de novembro, de augas de Galicia. En todo caso, cómpre salientarmos que os distintos plans hidrolóxicos non abordan a produción de enerxía hidroeléctrica cun tratamento idéntico. No ámbito da demarcación de Galicia-Costa existe un Plan sectorial hidroeléctrico, que data de 2001, mais que xa se atopa desactualizado. Nesta demarcación procede destacarmos a prohibición existente respecto das novas concesións que

supoñan a implantación de novos obstáculos transversais ou calquera outro elemento que comprometa o mantemento da continuidade lonxitudinal fluvial. En cambio, si se admiten as solicitudes de modificación de concesións hidroeléctricas vixentes que impliquen a repotenciación ou modernización e mellora das infraestruturas xa existentes. Así, no Plan hidrolóxico do Miño-Sil dáselles prioridade a estes proxectos de repotenciación e mellora das instalacións en funcionamento se estes son de centrais reversibles e empregan infraestruturas xa existentes. Ademais, nesta demarcación si se admiten novas concesións, pero esíxese o cumprimento das condicións do artigo 40 descritas no capítulo segundo deste traballo. Pola súa parte, no caso do Cantábrico Occidental, a súa medida máis salientable é a posibilidade –que non obriga– de que o organismo de bacía sexa quen xestione as concesións hidroeléctricas. Finalmente, no Plan hidrolóxico do Douro inclúese unha listaxe de infraestruturas que se poden aproveitar con fins hidroeléctricos, xunto con normativa específica sobre o concurso público para ese aproveitamento. Nestes plans hidrolóxicos é de salientarmos tamén que nos casos das demarcacións do Miño-Sil e do Douro se limita o prazo das concesións hidroeléctricas a 20 anos no primeira e entre 15 e 25 anos na segunda, aínda que en ambos os casos con posibilidade de ampliarse de existiren razóns de interese público suficientes. No obstante, nos plans hidrolóxicos de Galicia-Costa e do Cantábrico Occidental non existe tal limitación, sen que se achegue ningunha razón que xustifique esta disparidade de criterios.

14. Após estudar o sector eléctrico e a normativa de augas, pasouse á análise da figura das concesións hidroeléctricas, que se enmarcan dentro das concesións de dominio público. Ao afondarmos na natureza xurídica das concesións de augas, concluíuse que se trata de actos esencialmente unilaterais, malia que na súa aceptación requiren a aceptación do concesionario (e, xa que logo, nese momento existe bilateralidade). A este respecto, afástanse dun réxime

contractual debido, especialmente, ás importantes facultades que posúe a Administración, a xulgar polas amplas competencias que o texto refundido da Lei de augas lles outorga aos organismos de bacía. Algunhas destas facultades poden implicar un dereito de indemnización. Un exemplo podemos atopalo no artigo 55.2 do texto refundido da Lei de augas referente a «condicionar ou limitar o uso do dominio público hidráulico para garantir a súa explotación racional», pero en boa parte delas non é así.

15. No relativo á tramitación das concesións hidroeléctricas, descrita no capítulo terceiro deste traballo de investigación, conclúese que nos atopamos ante un procedemento longo e complexo, cuestións estas que foron criticadas pola doutrina. Dentro del, resultan necesarias dúas habilitacións administrativas distintas: unha concesión de augas e unha autorización administrativa das reguladas na normativa do sector eléctrico (especialmente no artigo 53 da Lei do sector eléctrico e no Real decreto 1955/2000), alén dunha avaliación de impacto ambiental necesaria para obtelas. Ademais, este procedemento non está pensado concretamente para as centrais hidroeléctricas (por exemplo, na normativa de augas establécese o mesmo procedemento para as concesións de distinta índole relacionadas co recurso) nin moito menos para as centrais de bombeo, cuxo número se pretende aumentar no Plan nacional integrado de enerxía e clima.

16. Estas concesións hidroeléctricas pódense extinguir, segundo o artigo 53.1 do texto refundido da Lei de augas, por caducidade, expropiación forzosa, renuncia expresa do concesionario ou finalización do prazo de concesión. Dentro destas formas de extinción, observáronse certos problemas no caso da caducidade, xa que unha das súas causas é o incumprimento das condicións esenciais da concesión, sen que tales condicións estean definidas. A este respecto, existe xurisprudencia do Tribunal Supremo, aínda que sobre a Lei de augas de 1879 (Sentenza do 23 de

novembro de 1973), que considera ese incumprimento como un acto que «altere o aproveitamento de tal modo que resulte practicamente distinto ao concedido». Outra alternativa sería considerar esenciais as condicións que poñan en risco a continuación da concesión de forma similar a como se viña facendo. En relación coas formas de extinción destas concesións débese engadir que existe un proxecto de modificación do Regulamento do dominio público hidráulico do 22 de xullo de 2022 que variaría determinadas cuestións, aínda que estas se relacionan esencialmente co procedemento.

17. Tras a finalización da concesión prodúcese a reversión dos bens á Administración. Esta figura regúlase nos artigos 53.4 do texto refundido da Lei de augas e 89.4 do Regulamento do dominio público hidráulico. Cómpre salientarmos que a reversión inclúe cantas obras fosen construídas dentro do dominio público hidráulico para a explotación do aproveitamento, así como tamén outras que fosen construídas fóra do dominio público. Porén, sobre estas últimas o Tribunal Supremo concluíu que só procederá a reversión cando así se faga constar no título da concesión. Ademais, a reversión prodúcese de xeito gratuíto (con independencia de que a concesionaria conseguise amortizar os bens ou non) e libre de cargas á administración competente. Tal administración ten a potestade de esixirlle ao concesionario a entrega dos bens obxecto de reversión en condicións de explotación ou a demolición do construído, xa que unha vez se produza a reversión a Administración decide se continuar co aproveitamento ou non. Neste último caso, salvo que existan circunstancias que xustifiquen o contrario, procederase á demolición do construído no dominio público por parte do concesionario. Pola contra, se se desexa continuar a explotación, o Regulamento do dominio público hidráulico indica que procede a tramitación dunha nova concesión ou dun contrato de servizos, malia que en determinados plans hidrolóxicos se



observou a posibilidade doutros modelos de explotación, tal como a xestión directa por parte do organismo de bacía.

18. Ao analizarmos a reversión das concesións hidroeléctricas identificáronse diversos problemas. O máis destacado deles é a existencia de importantes atrasos na tramitación, que se deben a que ou ben se comeza o procedemento cando a concesión se atopa xa vencida – nalgúns casos incluso desde hai anos–, ou a que o procedemento se prolonga no tempo. Outro dos problemas observados consiste na escaseza de regulación aplicable. Alén disto, a regulación existente presenta certas indefinicións que se deberían resolver. Así, cando se indica que os bens reverten en condicións de explotación, non se concreta que se entende por tales condicións de explotación nin que nivel de deterioración dos bens admite tal concepto. Outro exemplo apréciase no caso dos bens sometidos a reversión. Nese caso indícase que reverten os bens construídos para a explotación do aproveitamento, pero non se concreta cales son estes. A tal respecto, concluímos que neste caso se deben entregar todos aqueles bens instalados no dominio público para a xeración de enerxía eléctrica até o punto que determina o límite entre produción e transporte desa enerxía. Por tanto, incluíranse os transformadores utilizados habitualmente para converter a enerxía eléctrica en alta ou media tensión antes de proceder ao seu transporte, así como todas aquelas instalacións que van até o momento en que empeza o transporte de enerxía, xeralmente nas barras de transporte e distribución. No entanto, a norma non concreta isto. Finalmente, tamén se observaron problemas relativos aos mecanismos de control efectivo dos concesionarios, de xeito que mesmo atopamos certos casos en que lles compensaba economicamente incumprir a normativa aplicable e satisfacer a correspondente sanción.

19. Algúns destes problemas foron abordados polas proposicións de Lei 122/000177 e 122/000020 sobre a reversión dos saltos hidroeléctricos, do 16 de febreiro de

2018 e o 16 de xullo de 2019 (que son esencialmente idénticas) presentadas polo Grupo Parlamentario Confederal de Unidos Podemos-En Comú Podem-En Marea, aínda que nunca chegaron a converterse en normas. Nestes proxectos de lei as medidas propostas máis salientables foron as seguintes:

- Os expedientes de reversión deben ser iniciados de oficio, por petición razoada doutros órganos ou por denuncia, e tal iniciación realizarase de xeito obrigatorio tres anos antes do vencemento do prazo. Este inicio do expediente debe serlles comunicado aos órganos competentes sobre a xestión do patrimonio.
- O prazo para resolver o expediente pasaría a ser dun ano, pero non operaría a caducidade. Esta cuestión, na nosa opinión, resultaría contraproducente, posto que podería incentivar o que trata de evitar, isto é, que os procedementos non se tramiten con celeridade.
- O expediente será informado polos municipios afectados, ademais de polas comunidades autónomas.
- Se existen bens obxecto de reversión en montes de utilidade pública de titularidade municipal, débese tramitar un expediente previo co concello afectado.
- Prevese a posibilidade de que o aproveitamento sexa explotado por un ente público, pero non se concreta de que xeito. En todo caso, os entes públicos que xestionasen as concesións non estarían exentos do imposto de actividades económicas.
- Os aproveitamentos explotados a través de contratos de servizos verían o seu prazo reducido a catro anos ,e os que se explotan mediante concesións de obras a 20 anos. Isto só afectaría aos novos aproveitamentos, non aos xa vixentes.
- No caso das centrais de menos de 5000 kVA segundo a norma, cederíaselles o aproveitamento aos municipios. Nos demais casos a comunidade autónoma correspondente ou outra entidade pública serían as encargadas da súa explotación, pero destinarían unha

parte dos rendementos ao municipio afectado pola explotación.

– Incluiríase unha prohibición de ser titular de concesións se se incumpren as obrigas de retirar ou demoler instalacións.

Por tanto, conclúese que estas proposicións de lei pretendían un cambio radical na xestión do recurso, introducindo algunhas medidas que, ao noso xuízo, resultarían positivas e en que nesta tese se fixo fincapé posteriormente no capítulo quinto. Porén, coidamos que outras das medidas propostas, tales como a eliminación da caducidade, poderían resultar negativas para o sector.

20. No ámbito internacional analizáronse o réxime xurídico e a estrutura do mercado dos países con máis potencia hidroeléctrica instalada tanto no ámbito europeo como no mundial. No ámbito europeo, o país con maior abundancia de recursos hidroeléctricos é Noruega. Neste país hai máis dunha década decidiuse que a produción de enerxía hidroeléctrica debía estar xestionada por empresas públicas, entendendo por tales aquelas en que un ente público controla dous terzos do capital e os votos. Ademais, ante os requirimentos da Autoridade de Vixilancia da EFTA, considerouse que a Directiva de servizos non era de aplicación a este sector, ao entender que a xeración de enerxía eléctrica non era un servizo dos definidos na dita directiva. Xa que logo, na actualidade o réxime xurídico de explotación é a través de licenzas sen límite temporal definido, en que non se esixe concorrencia para a súa obtención. Mentres, o mercado está dominado por empresas públicas de carácter estatal, rexional e local.

21. No caso de Francia, o segundo país europeo con máis potencia hidroeléctrica instalada de Europa, o réxime xurídico esixido para a explotación do recurso é o de autorización nas instalacións de 4,5 MW ou menos e o de concesión nas de máis de 4,5 MW, cunha competencia estatal ou da prefectura en función de se a instalación supera

ou non os 100 MW. A norma de cabeceira é o Código da enerxía francés, que no que a este sector se refire sufriu diversos cambios debidos, especialmente, a varios procedementos mantidos coa Comisión Europea. Ao igual que no caso español, as concesións hidroeléctricas non poden superar os 75 anos. Respecto da reversión, recóllense algunhas precisións distintas ás do dereito interno español. Neste aspecto resulta especialmente interesante o recollido no artigo R521-55 do Código da enerxía verbo de que, durante os cinco anos anteriores a finalización da concesión, o concesionario está obrigado a levar a cabo, con cargo ao Estado, os traballos que a Prefectura estime necesarios para a preparación da devolución da concesión en condicións de explotación. Tamén con carácter previo, en concreto con 18 meses de antelación, o artigo R521-56 esixe que o concesionario presente á Administración un expediente que detalle o bo funcionamento da concesión, así como que indique as medidas que planea introducir para garantir que a reversión da concesión se realiza en boas condicións de funcionamento.

En canto ás novas concesións, a normativa francesa recolle un modelo de pregos para elas que se pode adaptar segundo as circunstancias de cada caso. Este procedemento realízase mediante concurso público. Dentro destes concursos, o artigo R521-67 do Código da enerxía prevé a posibilidade de crear o que a norma denominou como «sociedades mixtas hidroeléctricas». Participadas necesariamente entre o 34 % e o 66 % do capital social e dos dereitos de voto polo Estado ou as administracións locais, o seu único obxecto social é a explotación da concesión, e deben disolverse necesariamente unha vez remate tal concesión. Nestes casos o accionista privado é elixido mediante unha licitación pública, en que os interesados deben sinalar os recursos técnicos e financeiros que se comprometen a achegarlle á compañía para asegurar a execución da concesión. Ademais, as entidades locais poden solicitar participar nestas sociedades mixtas, o que se

aprobará ou non esencialmente en función das competencias que teñan eses entes locais en materia de xestión dos usos da auga, distribución pública da electricidade ou produción de enerxías renovables, así como da súa capacidade para atender as necesidades financeiras da concesión. Canto ao mercado de produción, este atópase dominado pola compañía pública EDF, da cal o Estado francés, que xa posuía máis dun 80 % do capital social, nacionalizou recentemente o resto do capital privado. A outra compañía importante (ENGIE) é de capital mixto.

22. Pola súa banda, Italia tamén conta con máis potencia hidroeléctrica instalada que España. Neste país a forma xurídica de explotar o recurso é a través de concesións. Estas contan cunha duración máxima de 40 anos, coa posibilidade dunha prórroga de 10 anos, logo do cal reverten gratuitamente á Administración. En cambio, se o concesionario executa ou asume o custo de obras e investimentos durante a concesión, sempre e cando estivesen previstos no seu título e fosen autorizados pola Administración, goza dun dereito de compensación polo valor non amortizado ao procederse á reversión. Ademais, con carácter recente, Italia requiriu as distintas rexións para que desenvolvesen a súa propia normativa. A estas normativas rexionais permíteselles optar por: a) un sistema de concesións en que participen distintos operadores económicos por medio dunha licitación; b) empresas de capital mixto público-privado en que se elixa o socio privado mediante a realización de ofertas con trámites públicos; ou c) explotar os aproveitamentos mediante determinadas formas de colaboración público-privada. O sistema máis popular é o primeiro, malia que a normativa das distintas rexións tende a incluír a posibilidade de usar calquera deles. En canto á estrutura do mercado hidroeléctrico italiano, débese salientar un operador, Enel, que é unha empresa de capital mixto en que o principal accionista é o Estado italiano, con algo menos dun cuarto do capital social da empresa. Esta compañía, ao ser

historicamente a empresa estatal italiana, mantén sobre o sector hidroeléctrico do país unha posición próxima ao monopolio. Ademais, é a empresa matriz da española Endesa.

23. Xa con menos potencia hidroeléctrica instalada que España, pero cuns números significativos, destaca a Confederación Helvética. Neste país os distintos cantóns contan con importantes competencias e cunha normativa propia respecto da federal. De feito, son estes cantóns ou, de ser o caso, os municipios os que deciden sobre o outorgamento e a renovación das concesións hidroeléctricas. Dentro destes cantóns é en Valais, xunto con Grisóns, onde se concentra a maior parte da potencia instalada. En canto ao título xurídico necesario para operar os aproveitamentos hidroeléctricos, o sistema elixido é o de concesións, cun prazo máximo de 80 anos. Nestas tamén cabe salientarmos a ausencia dun procedemento competitivo para a súa obtela. Ademais, até hai escasos anos, existían importantes medidas de carácter proteccionista. Neste contexto, no mercado destaca unha ampla participación pública, especialmente a través dos distintos cantóns e no ámbito municipal e local, aínda que tamén existen importantes empresas de capital mixto.

24. O seguinte país analizado foi Suecia, respecto ao cal se conclúe que o seu sistema xurídico para os aproveitamentos hidroeléctricos se afasta do observado nos demais países da súa contorna. O título xurídico para a explotación do recurso é a concesión. En cambio, para a súa obtención séguense as regras dun procedemento xurisdiccional, cuxo veredicto fixa as condicións da concesión, ten forza de lei e outórgase sen límite de tempo. Este procedemento non inclúe ningún sistema de concorrencia. Arestora, o mercado da produción hidroeléctrica do país está controlado esencialmente por tres compañías, que son de propiedade total ou maioritariamente pública: Vattenfall, Fortum e Uniper. No entanto, no caso

de Uniper a propiedade pública é exercida por un terceiro estado (Alemaña).

25. No tocante ao estudo feito do sistema austríaco, salienta a existencia dunha normativa centrada esencialmente na análise dos proxectos desde unha perspectiva medioambiental. Neste país, para operar as centrais hidroeléctricas esíxese unha autorización que pode ter unha duración de até 90 anos, aínda que o frecuente é que se outorguen por prazos comprendidos entre os 20 e os 75 anos. Ademais, no procedemento de obtención da autorización non se prevé a posibilidade de que poida existir concorrencia. Por outra banda, tanto no sector da produción eléctrica en xeral como no da hidroeléctrica en particular destaca unha compañía, Verbund, que produce case a metade da enerxía eléctrica do país e conta cunha potencia hidroeléctrica instalada que se acerca ás tres quintas partes do total nacional. Esta compañía está controlada polo Estado austríaco, aínda que conta tamén con outras importantes participacións públicas. No resto do sector existen diversas compañías tanto con capital de control público como con capital de control privado. Entre estas destaca Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG), que posúe á volta do 10 % da potencia hidroeléctrica instalada do país e é unha empresa propiedade do Estado federado de Tirol.

26. No caso de Alemaña conclúese que a industria hidroeléctrica non ten unha importancia capital no país, xa que contribúe con menos do 5 % ao total do *mix* eléctrico. Aínda así, é o oitavo europeo país con máis potencia instalada. Nel resalta o seu marcado carácter descentralizado, pois a regulación máis relevante do sector é de carácter rexional. Dentro das rexións de Alemaña destacan os *länder* de Baden-Württemberg e, sobre todo, de Baviera, xa que son os que contan con máis potencia hidroeléctrica instalada. Nestes estados federados o sistema previsto para a explotación do recurso é o de permisos e licenzas por un prazo de 30 anos, pero sen que exista un

procedemento estándar para a súa obtención en réxime de concorrencia. En canto á estrutura do mercado de produción, constatouse que conviven empresas de carácter privado, como E.ON, con empresas de capital mixto, como RWE ou a austríaca Verbund, e con outras empresas públicas estranxeiras, como poden ser Vattenfall ou Statkraft.

27. O último país europeo estudado foi Portugal, que presenta grandes paralelismos co caso español. As semellanzas danse tanto na regulación como na estrutura do mercado. Así, na regulación portuguesa tamén se prevén concesións cun prazo máximo de 75 anos e procedementos de adxudicación en concorrencia. Nestas, ademais da figura principal da adxudicación das concesións a través dunha licitación, prevese a posibilidade de que os aproveitamentos hidroeléctricos sexan «directamente atribuídos por decreto lei ás entidades públicas empresariais e ás demais empresas públicas». Pola súa parte, a estrutura do mercado é novamente similar ao caso español, xa que en Portugal a xestión deste recurso tamén está en mans do sector privado. Neste caso estamos ante unha situación próxima ao monopolio da antiga empresa pública portuguesa EDP. Esta empresa presenta unha particularidade semellante á de Endesa, posto que ten como principal accionista unha empresa pública cuxo capital social está en mans dun terceiro estado, neste caso a China (China Three Gorges).

28. Ao estudar o sector hidroeléctrico no ámbito mundial, o país máis salientable en cifras de potencia instalada é a China, que, con todo, presenta importantes particularidades, derivadas especialmente da súa estrutura política e do seu gran crecemento nas últimas décadas. Neste caso, para explotar os recursos hidroeléctricos resulta necesario someterse a un réxime de licenzas e avaliacións ambientais, en que non se observa concorrencia. Ademais, aínda que nun principio se admiten investidores estranxeiros, existe un réxime de información exhaustiva que, na práctica,



determina que as empresas máis relevantes do sector sexan todas públicas.

29. O seguinte país con maior potencia instalada no ámbito mundial é o Brasil, en que se observou un réxime xurídico máis semellante ao español. Nel, para explotar un aproveitamento hidroeléctrico precísase de concesión para os aproveitamentos de máis de 50 MW e de autorización para os de entre 5 e 50 MW; no caso de aproveitamentos de menos de 5 MW tan só se necesita comunicalo á Administración. En canto ao tempo de duración das concesións, que son o título necesario para os aproveitamentos máis relevantes, o prazo máximo é de 35 anos, prorrogable por outros 20 anos, aínda que o prazo destas prórrogas variou en diversas normas e existiron distintos réximes transitorios. Finalizados estes prazos as concesións reverten á Administración de forma similar a no caso español, aínda que existen supostos en que o concesionario podería ser indemnizado por obras realizadas e non amortizadas. Tras isto, se se desexa continuar coas concesións, estas deben ser sometidas a un procedemento de concorrencia en que os distintos operadores poden presentar as súas ofertas. Dentro destes operadores, no país atópanse tanto compañías públicas como privadas, entre as cales a máis relevante é Eletrobras, que é unha compañía de capital mixto cuxo principal accionista é o Estado do Brasil. Comezouse a privatizar durante o Goberno de Jair Bolsonaro, pero após a recente vitoria de Lula da Silva é previsible que ese proceso se paralice. Ademais de Eletrobras, tamén destaca a participación de numerosas empresas estranxeiras, algunhas delas propiedade de terceiros estados, como é China Three Gorges Brasil, propiedade do Estado chinés.

30. Despois do Brasil, o seguinte país con máis hidroeléctrica son os Estados Unidos. Neste caso esíxese unha licenza para explotar os aproveitamentos hidroeléctricos, aínda que tamén existen permisos

preliminares que lle permiten ao titular ter prioridade para un aproveitamento durante tres anos e supostos de exención de licenza. O prazo máximo destas licenzas é de 50 anos, aínda que, ao respecto, a axencia responsable destas explotacións –a Federal Energy Regulatory Commission (FERC)– emitiu en 2017 unha declaración en que se establecía en 40 anos a duración predeterminada das licenzas para a maioría dos proxectos hidroeléctricos. Unha vez rematado o prazo das licenzas, a Administración pode decidir xestionar directamente o aproveitamento hidroeléctrico. Para iso débese remitir un aviso ao titular da licenza con polo menos dous anos de antelación, e, nese caso, o Estado ten dereito a obter todos os bens que posúe o titular da licenza para a xeración, o transporte e a distribución da enerxía de que dependa a utilidade da continuación da licenza, así como as esclusas e outras axudas á navegación que constrúe, pero pagando o investimento neto efectuado por este titular. En caso de que a Administración non desexe explotar directamente o aproveitamento hidroeléctrico, o titular pode solicitar unha nova licenza.

Respecto á forma de obter as licenzas, non existe un método de concorrencia competitiva, pois o tradicional é que a preferencia no dereito de cada interesado na explotación se basee na orde de chegada. Para esta obtención de licenzas existen procedementos distintos: o procedemento de licenza tradicional, o procedemento de licenza alternativo e o procedemento integrado de concesión de licenza, que se converteu no predeterminado, en que salientan especialmente as consultas coas distintas partes interesadas no proxecto.

En cambio, estes procedementos de concesión de licenzas e de reversión non lles son aplicados a aqueles aproveitamentos que son operados directamente pola Administración. Esta é a forma máis frecuente de explotación da industria no país. De feito, arredor da metade dos aproveitamentos estadounidenses son operados por

axencias federais, entre as que destaca especialmente o Corpo de Enxeñeiros do Exército, que é o principal operador do sector, con cerca dun cuarto da potencia instalada. Son salientables tamén o Bureau of Reclamation e a Autoridade do Val de Tennessee. Actualmente, algo máis dun cuarto da potencia hidroeléctrica instalada atópase en mans doutras entidades públicas ou de propiedade de consumidores, como poden ser os distintos estados, distritos de rega ou cooperativas rurais. Como consecuencia, a participación das compañías mercantís privadas tan só ocupa a parte restante, isto é, algo menos dun cuarto da potencia instalada.

31. O último país analizado foi Canadá, onde se observou que cada provincia presentaba un sistema propio de explotación do recurso, polo que este pode ser moi dispar dunhas a outras. As dúas provincias máis relevantes con diferenza no ámbito hidroeléctrico son as do Quebec, que posúe arredor do 50 % da potencia instalada no país, e a Columbia Británica, con cerca do 20 % da potencia instalada. Estas dúas provincias presentan un tratamento similar na xestión do recurso. En ambas destaca unha empresa pública, cunha posición próxima ao monopolio, que é totalmente controlada pola provincia e que mesmo presenta funcións propias dun axente do goberno da provincia: Hydro-Quebec no caso do Quebec e BC Hydro no caso da Columbia Británica. Ambas teñen a súa propia normativa particular e unhas potestades que poden chegar incluso ao nivel de poder expropiar outras explotacións hidroeléctricas, polo que a súa actuación é máis próxima a dun axente da Administración que á dunha compañía mercantil. Por tanto, no caso do Quebec e a Columbia Británica, aínda que existen outras compañías que tamén operan no sector (para o cal deben obter a correspondente licenza previamente, sen que exista un procedemento de concorrencia), este organízase arredor das empresas mencionadas.

32. Así pois, en dereito comparado aprécianse distintos réximes. Do seu estudo conclúese que é habitual que se necesite dun título xurídico que habilite os produtores para a explotación, xa sexa este unha concesión, unha licenza ou algún tipo de permiso. En cambio, a obtención e as condicións dese título varían de xeito significativo duns países a outros, e a súa duración é cambiante. As licitacións en réxime de concorrencia que se están utilizando en España non son algo universal, de feito, existen moitos sistemas que non o prevén, tanto dentro da UE como fóra. A pesar diso, na UE a Comisión manifestouse en diversas ocasións en contra da ausencia de réximes de concorrencia. Por outro lado, tamén se conclúe que a explotación do sector case en exclusiva por empresas privadas é pouco frecuente no ámbito internacional; observámolo só en España e Portugal. No resto dos países estudados ou ben a Administración explota o recurso, ou ben conviven formas públicas, privadas e mixtas, pero habitualmente o principal actor tende a ser a Administración.

33. Unha vez estudados os distintos réximes de dereito comparado, afondouse nos distintos argumentos en contra e a prol de continuar coa explotación dos recursos hidroeléctricos. Dentro dos primeiros apreciouse principalmente o impacto da construción na contorna, que inclúe problemas ambientais e climáticos, a necesidade de desenvolver infraestruturas, os problemas que pode implicar de fornecemento de augas, a posible falta de rendibilidade e a existencia de riscos. Entre estes argumentos, os máis relevantes son os de carácter ambiental, xa que os demais, na maior parte de casos existentes en España, ou non son de aplicación ou os seus efectos son máis doadamente controlables. Entre os efectos na contorna débense desbotar do estudo os efectos xa non recuperables, como é o caso do desprazamento de poboacións, e salienta en especial os problemas ambientais. A este respecto, a análise que cómpre desenvolver para continuar coa explotación do recurso debe consistir

especialmente en observar se os beneficios desta superan o impacto ambiental que xera.

34. Entre os argumentos a favor de continuar cos aproveitamentos hidroeléctricos destaca a natureza renovable desta fonte de xeración de enerxía, a flexibilidade e estabilidade na produción, o carácter autóctono e non dependente de terceiros estados, a existencia de custos de funcionamento baixos e a compatibilidade con outros usos. Entre estes argumentos, na actualidade concédeselle especial importancia ao segundo, xa que a flexibilidade da produción contribúe a poder integrar no sistema eléctrico outras enerxías renovables máis dificilmente xestionables – por exemplo, a eólica e a solar–, outorgándolle estabilidade ao sistema. Tendo en conta estas vantaxes, conclúese que, con carácter xeral, resulta recomendable continuar con este tipo de aproveitamentos, malia que resulta necesario o estudo individualizado e específico de cada caso, xa que poden existir supostos en que o impacto ambiental supere os beneficios que a central poida xerar.

35. Unha vez feita a recomendación de continuar co uso destes recursos, estudáronse os distintos tipos de explotación desde a óptica da súa propiedade. Isto é, unha explotación privada, que é a que existe na actualidade en España; unha explotación pública, en que estes recursos sexan controlados e xestionados pola Administración; ou unha explotación mixta, en que unha parte do capital social das compañías que operen estas centrais sexa de propiedade pública e outra parte privada. No caso da explotación exclusivamente privada, entre os argumentos que se atoparon na doutrina para xustificala salientan a inercia de resultar o método xa existente e máis «natural», a maior eficiencia deste tipo de empresas e a maior facilidade para realizar innovacións tecnolóxicas e novos investimentos. O primeiro argumento atopa a súa base nas ideas de carácter neoliberal imperantes na sociedade, onde se chegou a considerar que o mercado é o estado natural das distintas

industrias. En cambio, por si só non xustifica este tipo de explotación. De feito, o principal argumento empregado durante a liberalización e privatización do sector eléctrico foi o da suposta maior eficiencia do sector privado. En cambio, a maior parte da doutrina reconece que esta maior eficiencia é observada en contextos de mercados competitivos, pero non así en sectores regulados como o eléctrico, onde, ademais, o mercado se caracteriza polo seu carácter oligopolístico. Pola súa parte, o último argumento usado parte da base de considerar que a explotación privada do recurso favorece a innovación tecnolóxica e un maior investimento, aínda que, no caso español, os investimentos que cómpre facer non adoitan resultar de elevado importe (a excepción das novas centrais de bombeo que se constrúan).

36. No caso de se continuar coa explotación privada do recurso, conclúese que resultaría positivo introducir as seguintes medias:

- Tratar de reducir o tamaño das empresas para evitar a existencia dun oligopolio no mercado ou de empresas con dominio deste. Porén, esta medida resulta difícil de conseguir polo propio contexto do mercado hidroeléctrico, onde nunhas poucas centrais se concentra unha gran parte da potencia instalada. Neste contexto, entre Endesa, Iberdrola e Naturgy concentran máis do 80 % da potencia instalada. Respecto a isto, débense incluír nas novas concesións medidas tendentes á introdución de terceiros actores no mercado. Estas poden ser similares ás existentes na contratación pública para as pemes.
- Débense reducir os amplos prazos de duración das concesións. Nalgúns plans hidrolóxicos xa existen previsións ao respecto, pero outros non recollen tal opción. En todo caso, o prazo debe estar vinculado ao período de amortización dos investimentos, polo que, nas novas concesións producidas logo da reversión, debido a que os investimentos non son elevados –a obra

civil atópase xa construída– a duración da concesión tampouco debe ser elevada.

– Crear un modelo estándar de pregos que favorezan que exista unha certa homoxeneidade entre concesións, malia que cada unha delas se debe adaptar ás súas particulares condicións.

– Coordinación entre a planificación eléctrica e a hidráulica, xa que se observou como no Plan nacional integrado de enerxía e clima se prevé un importante aumento da potencia hidroeléctrica instalada en centrais de bombeo, pero apenas existen previsións deste aumento nos plans hidrolóxicos de terceiro ciclo, malia que tal circunstancia é susceptible de afectar ao estado ecolóxico das augas. Relacionado con isto, as novas concesións tamén se deben adaptar aos novos principios introducidos no Plan nacional integrado de enerxía e clima e na Lei de cambio climático e transición enerxética.

– Resolver os problemas na finalización das concesións. Entre estes destacan os atrasos existentes na reversión. Entre as medidas que se poden introducir para combater isto débese resaltar, en primeiro lugar, unha posible variación do artigo 164.1 do Regulamento do dominio público hidráulico, en que se indica que a Administración pode iniciar o procedemento de reversión até tres anos antes da conclusión do prazo. Cómpre facer obrigatoria esta antelación de tres anos no comezo de tal procedemento para a Administración. Ademais, tamén se podería trasladar ao dereito español o modelo observado en Francia. Nese caso durante os cinco anos anteriores á conclusión do prazo de concesión, o concesionario estaría obrigado a realizar, con cargo á Administración, os traballos que a autoridade competente e responsable considerase necesarios para a preparación da devolución da explotación. Outra alternativa para reducir estes problemas consistiría en facer recaer parte da

responsabilidade da reversión en mans do concesionario, impondo unha obriga legal de solicitar a iniciación do expediente de reversión.

– Estes problemas na finalización das concesións tamén poden provocar un enriquecemento inxusto por parte das concesionarias que sigan explotando a concesión sen xusto título, ou un incentivo para que non actúen de forma dilixente respecto á concesión en caso de que se lles esixa devolver os beneficios obtidos nese período. Xa que logo, nestes casos, a nova normativa que o Plan nacional integrado de enerxía e clima prevé para a finalización das concesións debe atopar unha solución intermedia, en que nin se produza un enriquecemento inxusto nin o concesionario teña ningún tipo de incentivo para non actuar coa dilixencia debida.

– Resolver os problemas de falta de transparencia do sector mediante a publicación, por parte das distintas confederacións hidrográficas, dos datos máis relevantes dos aproveitamentos e das concesións. Isto só se observa na actualidade na Confederación Hidrográfica do Cantábrico, polo que o resto de confederacións o deberían incluír.

– Evitar a delegación de funcións por parte da Administración en contratistas externos para a xestión destas concesións, xa que os ditos contratistas contan coa súa propia axenda particular, que pode diferir da defensa do interese público nesta materia.

37. Pola súa parte, entre os argumentos que poderían xustificar unha explotación integramente pública do recurso ou a existencia de empresas públicas no sector, salienta, en primeiro lugar, que este modelo resulta moi habitual no dereito comparado. Ademais, estamos ante un sector estratéxico tanto desde o punto de vista enerxético como desde a perspectiva da xestión dos recursos hídricos. A isto súmase que o mercado por xunto de produción de electricidade non conta nin cunha competencia perfecta nin



cunha situación asimilable, ao existir diversos fallos de mercado xeralmente admitidos pola literatura económica. Do mesmo xeito, a presumible maior eficiencia do sector privado no contexto de mercados regulados e con pouca competencia non se aprecia, e os estudos ao respecto amosan que as empresas públicas incluso resultan máis eficientes que as privadas en tales contextos. Por último, a contestación social existente no sector tamén favorece unha participación pública que poida facilitar que a cidadanía acepte mellor este tipo de explotacións.

38. En canto á forma xurídica da participación pública, esta xa foi abordada na Proposición de lei 122/000155, do 13 de setembro de 2021, con distintas cuestións para mellorar. Este texto introducía a posibilidade de crear un ente público empresarial de carácter estatal para xestionar, unha vez vencidas, as concesións hidroeléctricas de competencia estatal, así como aquelas de competencia autonómica que as comunidades autónomas decidisen ceder. O devandito formato de explotación do recurso poderíase introducir tanto a nivel central, como fai a proposición de lei, como a nivel autonómico para os aproveitamentos cuxa competencia lles corresponda ás comunidades autónomas. Ademais, tamén se pode introducir a xestión destes aproveitamentos por parte dos organismos de bacía. Neste último caso, esa posibilidade xa aparece expresamente prevista nos plans hidrolóxicos intracomunitarios andaluces (o das bacías mediterráneas andaluzas, o de Tinto, Odiel e Piedras; e o de Guadalete e Barbate), así como nos plans hidrolóxicos do Cantábrico, tanto o oriental como o occidental, aínda que na práctica non se está a facer un uso habitual desta posibilidade. No caso dos plans hidrolóxicos do Cantábrico, ademais, prevese expresamente que a explotación se poida levar a cabo a través dos medios propios da confederación hidrográfica correspondente ou doutros entes do sector público. Por último, unha explotación pública deste recurso desde o ámbito local resultaría máis complexa, xa que requiriría o acordo coa

administración con competencia sobre o recurso (sexa autonómica ou estatal). En caso de existir tal acordo, o procedemento sería similar, e poderíase levar a cabo a xestión a través dun ente público empresarial participado polo municipio.

39. A última posible forma de explotación que se valorou foi a de carácter mixto, entre entidades privadas e de titularidade pública. Entre os argumentos a favor deste modelo destaca novamente a existencia de múltiples exemplos de explotación mixta no ámbito internacional. A isto súmaselle a maior seguridade xurídica para os operadores privados, xa que teñen como socio a Administración, polo que esta ten menores incentivos para realizar unha regulación que prexudique o sector. Ademais, neste modelo pódense apreciar diversas vantaxes procedentes tanto do modelo exclusivamente privado (como poden ser o maior control a través do mercado de valores en caso de cotizar nel ou os maiores incentivos á innovación) como do exclusivamente público (tal e como é o garantirse o control dun sector estratéxico, evitar determinados problemas de axencia ou reducir a contestación social). Do mesmo xeito, tamén se vería facilitada a captación de financiamento propio e alleo ao poder acudir aos mercados de capitais, tal como fan as empresas privadas.

40. Ao estudar a posible forma xurídica que a explotación mixta do recurso podería presentar obsérvase, en primeiro lugar, a existencia desta no pasado no sector eléctrico en Galicia. Así, no Decreto 242/2007, do 13 de decembro, introducíase a participación pública como un ítem para valorar nos procesos de autorización de potencia eólica en situacións de concorrencia de proxectos, a través da proposta de compromisos adicionais por parte do interesado. Esta posibilidade, que se podería trasladar con facilidade ao sector hidroeléctrico, foi validada pola

Sentenza 187/2011, do 16 de marzo, do Tribunal Superior de Xustiza de Galicia.

Outra opción similar á anterior consistiría en replicar o sistema francés de sociedades de economía mixta, en que o operador privado é elixido mediante un procedemento de licitación pública en que oferta os recursos técnicos e financeiros que se compromete a brindar á empresa de economía mixta para asegurar a execución da concesión, así como os contratos que deba subscribir esta empresa para o cumprimento do seu obxecto. Este operador privado constituiría a denominada «sociedade de economía mixta» en que o Estado, as comunidades autónomas ou determinadas administracións locais posúen entre o 34 % e o 66 % do capital social e tamén entre o 34 % e o 66 % dos dereitos de voto nos órganos deliberantes. Unha vez rematada a concesión esta sociedade debe disolverse.

Por outro lado, existe a posibilidade de replicar o modelo dos Países Baixos para a explotación de diversos recursos naturais, tales como os hidrocarburos. Neste país existe unha compañía integramente pública (Energie Beheer Nederland) que participa necesariamente en todos os proxectos desa índole que se leven a cabo no país. A súa participación adoita ser dun 40 %, e para iso constitúese unha sociedade vehículo similar a una *joint venture* co operador privado, en que a compañía pública asume tamén a correspondente parte de custos, riscos e beneficios.

Tamén do dereito comparado se extrae outra posible medida. Neste caso, debemos fixarnos no sector hidroeléctrico suízo, onde existe a posibilidade de que a Administración nomee un número determinado de conselleiros da empresa que se constitúa para a xestión da concesión. Este modelo quizais sexa menos intrusivo que outros dos expostos, pero tamén lle permite á Administración ter un amplo coñecemento e control do sector.

Por último, atópase a posibilidade de explotar o recurso a través de comunidades enerxéticas. Nesta posibilidade, a

Administración que está pensada para participar na comunidade enerxética son os entes locais. A este respecto, resulta interesante naquelas centrais hidroeléctricas de pequeno tamaño, pero esta fórmula parece tornarse máis complexa de introducir en centrais de maior tamaño, debido aos reducidos recursos con que habitualmente contan estas comunidades.

En definitiva, obsérvase como o sector hidroeléctrico é, por todas as causas expostas, de gran relevancia para o sistema eléctrico, e por extensión para o conxunto do sistema económico e o benestar da cidadanía dun país. O Estado español non é unha excepción. Porén, a configuración xurídica do sistema de produción de electricidade a partir de fontes de renovables, e nomeadamente da xeración hidroeléctrica, en España presenta unha serie de problemas e de retos que esperan propostas de solución nos vindeiros anos. Por iso, o derradeiro pensamento deste traballo debe ser unha invitación expresa á reflexión sobre o futuro da produción de electricidade, valorando aspectos fundamentais como a loita contra o cambio climático, o desenvolvemento económico, o progreso e a cohesión social, e a busca da eficiencia na xestión dun recurso tan extraordinariamente estratéxico como é a auga dos ríos.

## Bibliografía

- AARONS, K. e VINE, D., *Canadian hydropower and the clean power plan*, Center for Climate and Energy Solutions, 2015, en línea, <https://www.c2es.org/wp-content/uploads/2015/04/canadian-hydropower-clean-power-plan.pdf>.
- ABAZAJ, J., RUUD, A. e MOEN, Ø., «Ambitious goals and ambiguous issues: Integrating water and energy concerns in the Norwegian hydropower sector», *Water Utility Journal*, vol. 12, 2016, pp. 3-15.
- ABELLÁN CONTRERAS, F. J., «El aprovechamiento de las aguas en la Ley de 13 de junio de 1879. Trayectoria de un texto legislativo a la luz de la optimización y eficacia de los recursos hídricos», *Irrigation, Society and Landscape. Tribute to Tom F. Glick*, Universidade Politécnica de Valencia, Valencia, 2015, pp. 686-700.
- AGOSTI, L., PADILLA, A. J. e REQUEJO, A., «El «mercado» de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados», *Economía Industrial*, vol. 364, 2007, pp. 21-37.
- AHARONI, Y., «State-owned enterprise: an agent without a principal», *Public Enterprise in Less Developed Countries*, JONES, L. P. (ed.), Cambridge University Press, Cambridge, 1982, pp. 67-76.
- ALBI CHOLBI, F., *Tratado de los modos de gestión de las corporaciones locales*, Aguilar, Madrid, 1960.
- ALCALÁ-ZAMORA Y TORRES, N., *La concesión como contrato y como derecho real*, Imprenta y Encuadernación de Julián Espinosa, Madrid, 1918.
- ALENZA GARCÍA, J. F., «Energías renovables y cambio climático: hacia un marco jurídico común», *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, ALENZA

- GARCÍA, J. F. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2014, pp. 625-683.
- ALMÉCIA, C. e SANZ, J., «Impacto medioambiental y aspectos legales», *Energía hidroeléctrica*, SANZ OSORIO, J. F. (coord.), Prensas Universitarias de Zaragoza, Zaragoza, 2008, pp. 349-393.
- ALONSO MOYA, F., «Sobre las aguas de dominio público y de dominio privado», *Revista de Administración Pública*, n.º 4, 1951, pp. 29-74.
- ÁLVAREZ GARCÍA, V. e DUARTE MARTÍNEZ, R., *Administración Pública y electricidad*, 1.ª edición, Civitas, Madrid, 1997.
- ÁLVAREZ GENDÍN, S., «La concesión y el contrato de Derecho Público», *Revista General de Legislación y Jurisprudencia*, vol. 59, n.º 156, 1930, pp. 423-442.
- ÁLVAREZ MARTÍN, M. M. e ORTÚÑEZ GOICOLEA, P. P., «La mirada del ejército sobre la industria: los sectores eléctrico y químico en la España de entreguerras», *Anales de Estudios Económicos y Empresariales*, vol. XX, 2010, pp. 185-212.
- ÁLVAREZ RICO, M., «La jurisprudencia del Tribunal Supremo sobre el procedimiento de concesión de aguas públicas superficiales», *Revista de Administración Pública*, n.º 58, 1969, pp. 209-237.
- *Las concesiones de aguas públicas superficiales*, Montecorvo, Madrid, 1970.
- ANDERSEN, G., CLEVELAND, M. e SHEA, D., «Water for energy: Addressing the nexus between electricity generation and water resources», National Conference of State Legislatures, 2019.
- ANSAR, A., FLYVBJERG, B., BUDZIER, A. e LUNN, D., «Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development», *Energy Policy*, vol. 69, 2014, pp. 43-56.

- ANTOLÍN FARGAS, F., «Electricidad y crecimiento económico. Los inicios de la electricidad en España», *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1988, pp. 635-655.
- «Electricidad y crecimiento económico. Una hipótesis de investigación», *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1990, pp. 661-671.
- «Dotaciones y gestión de los recursos energéticos en el desarrollo económico de España», *Papeles de Economía Española*, n.º 73, 1997, pp. 193-207.
- «Iniciativa privada y política pública en el desarrollo de la industria eléctrica en España. La hegemonía de la gestión privada, 1875-1950», *Revista de Historia Económica*, n.º 2, 1999, pp. 411-448.
- «Regulación y gestión de los recursos eléctricos durante el primer siglo de la industria eléctrica», *Revista de Historia Industrial*, n.º 61, 2016, pp. 111-139.
- ARAGÓN CAVALLER, J. R., «Hitos en la captura del agua y en la erosión remontante de su estado», *VIII Congresso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 763-774.
- ARBUCKLE, E. J., BINSTED, M., DAVIES, E. G. R., CHIAPPORI, D. V., BERGERO, C., SIDDIQUI, M. S., RONEY, C., MCJEON, H. C., ZHOU, Y. e MACALUSO, N., «Insights for Canadian electricity generation planning from an integrated assessment model: Should we be more cautious about hydropower cost overruns?», *Energy Policy*, vol. 150, 2021, 112138.
- ARGIMÓN, I., ARTOLA, C. e GONZÁLEZ-PÁRAMO, J. M., «Empresa pública y empresa privada: titularidad y eficiencia relativa», Banco de España, documento de trabajo n.º 9723, 1997.
- ARIMANY LAMOGLIA, E., *La reversión de instalaciones en la concesión administrativa de servicio público*, Bosch, Barcelona, 1980.

- «Situación jurídica de la Administración respecto de los bienes sujetos a reversión en la concesión administrativa de servicio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 92, 1980, pp. 153-184.
- ARIÑO ORTIZ, G., «La afectación de bienes al servicio público», Escola Nacional de Administración Pública, Alcalá de Henares, 1973.
- «El servicio público como alternativa», *Revista Española de Derecho Administrativo*, n.º 23, 1979, pp. 537-560.
- «El mercado eléctrico y los costes de transición a la competencia», *Economía Industrial*, 1997, n.º 316, pp. 93-108.
- ARIÑO ORTIZ, G. e DE LA CUÉTARA, J. M., «Algunas ideas básicas sobre regulación de sectores estratégicos», *Cuadernos de Derecho Público*, n.º 9, 2000, pp. 9-26.
- ARIÑO ORTIZ, G., DEL GUAYO CASTIELLA, Í. e ROBINSON, D., «Los retos del futuro. Análisis de los temas clave del funcionamiento del sector eléctrico en la transición energética», *La transición energética en el sector eléctrico: líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados*, ARIÑO ORTIZ, G. (dir.), Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, San Sebastián, 2020, pp. 117-221.
- ARIÑO ORTIZ, G. e LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., «El mercado eléctrico y los costes de transición», Programa de Estudios de Regulación Económica, Universidad Autónoma de Madrid, *Working Paper* n.º 25, 1996.
- *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*, 1.<sup>a</sup> edición, Montecorvo, Madrid, 1998.
- ARIÑO ORTIZ, G. e SATRE BECEIRO, M., «Los mercados del agua en España: una propuesta de reforma de la ley de aguas», *Ingeniería del Agua*, vol. 4, n.º 1, 1997, pp. 17-26.



- ARIÑO ORTIZ, G. e VELASCO CABALLERO, F., «Los costes de transición a la competencia: perspectiva jurídica», *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico*, 1ª edición, Civitas, Madrid, 1998, pp. 149-192.
- ARNEDILLO BLANCO, Ó., «¿Es competitivo el mercado eléctrico español? Indicadores de abuso de poder de mercado y aplicación al caso de España», *Estudios de Economía Aplicada*, vol. 29, n.º 2, pp. 627-654.
- AROCENA, P., «The Reform of the Utilities Sector in Spain», United Nation University-World Institute for Development Economics Research, *Discussion Paper* n.º 2001/13, 2001, pp. 19-20.
- «Privatisation Policy in Spain: Stuck Between Liberalisation and the Protection of Nationals' Interests», *CEsifo Working Paper*, n.º 1187, 2004.
- «Cost and quality gains from diversification and vertical integration in the electricity industry: A DEA approach», *Energy Economics*, vol. 30, n.º 1, 2008, pp. 39-58.
- AROCENA, P., KÜHN, K. U. e REGIBEAU, P., «Regulatory reform in the Spanish electricity industry: a missed opportunity for competition», *Energy Policy*, vol. 27, n.º 7, 1999, pp. 387-399.
- AROCENA, P. e RODRÍGUEZ ROMERO, L., «Incentivos en la regulación del sector eléctrico español (1988-1995)», *Revista de Economía Aplicada*, n.º 18, vol. VI, 1998, pp. 61-84.
- ARQUED ESQUÍA, V. M., «Diagnóstico ofrecido por la planificación hidrológica sobre la situación del agua en España», *Treinta años de la ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra 2016, pp. 243-308.
- ARROJO AGUDO, P., «Lo público y lo privado en la gestión del agua», *VIII Congresso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 16-32.

- ARROYO ILERA, F., «Territorio, tecnología y capital. La regulación hidroeléctrica de los ríos españoles (1900-1970)», *Treballs de la Societat Catalana de Geografia*, n.º 63, 2007, pp. 39-70.
- «La iniciativa privada y el desarrollo de la industria hidroeléctrica en España. La otra cuestión nacional», *Agua y territorio. La cooperación hídrica en España*, Real Sociedade Gráfica, Madrid, 2011, pp. 145-172.
- AUSTVIK, O. G., «Norway: Small state in big energy play. Room for national political maneuvering in European energy markets», *M-RCBG Associate Working Paper Series*, n.º 72, 2017.
- «Norway: small state in the great European energy game», *New Political Economy of Energy in Europe: Power to Project, Power to Adapt*, GODZIMIRSKI, J. M. (coord.), Palgrave Macmillan, Londres, 2019, pp. 139-164.
- AYMERICH CANO, C., «La contratación pública en el TTIP», *Revista Vasca de Administración Pública*, n.º 107-I, 2017, pp. 19-41.
- «Parecer xurídico sobre a transmisión e modificación dos aproveitamentos hidroeléctricos dos que a empresa Ferroatlántica é titular nos ríos Xallas e Grande», informe realizado por pedimento do Comité de Empresa de Cee-Dumbría-Centrales Hidroeléctricas, Universidade da Coruña, 2017.
- «El acceso de las pequeñas y medianas empresas (pyme) y las cooperativas a la contratación pública en la Unión Europea», *Direitos fundamentais e políticas públicas*, AYMERICH CANO, C. e GESTA LEAL, R. (Dirs.), SÁNCHEZ GONZÁLEZ, J. (coord.), Bubok Publishing, A Coruña, 2021. pp. 65-107.
- BAEZA SANZ, D., VAQUERO, L. e IRANZO JIMÉNEZ, E., «La caducidad de concesiones hidroeléctricas como oportunidad para mejorar la gestión de los ríos», *Retos de la*

*planificación y gestión del agua en España. Informe 2018*, LA ROCA, F. e MARTÍNEZ, J. (coords.), Observatorio das Políticas da Auga, Zaragoza, 2018, pp. 78-87.

BALLBÉ, M., «Concepto de dominio público», *Revista Jurídica de Cataluña*, n.º 5, 1945, pp. 25-73.

BALLESTER CIURÓ, A. e PARÉS, M., «Democracia deliberativa y política de agua. experiencias de participación en el contexto de la directiva marco del agua en España», *VIII Congresso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 201-213.

BALSA PASCUAL, C., «La «better regulation», *Papeles de Evaluación*, n.º 1, 2006, pp. 1-36.

BARCIELA LÓPEZ, C., «La contrarreforma agraria y la política de colonización del primer franquismo, 1936-1959», *Reformas y políticas agrarias en la historia de España (de la Ilustración al primer franquismo)*, GARCÍA SANZ, Á. e SANZ FERNÁNDEZ, J. (coords.), Ministerio de Agricultura, Pesca e Alimentación, Madrid, 1996, pp. 351-398.

BARNÉS VÁZQUEZ, J. e PÉREZ DE AYALA BECERRIL, L., «Reflexiones sobre los cambios normativos y sus efectos en los particulares. Los problemas que plantea la responsabilidad del estado legislador. La necesaria prospección de los poderes públicos», *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015, pp. 191-217.

BARROS DE ANDRADE MELO, A. C., «Regulação estatal no setor elétrico e possibilidades de crescimento da produção distribuída de energia: Estudo sob enfoque constitucional», *Revista Constituição e Garantia de Direitos*, vol. 9, n.º 1, 2016, pp. 351-365.

- BARTLETT CASTELLÁ, E. R., «Comunidades energéticas», *Estudios sobre cambio climático y transición energética*, ALENZA GARCÍA, J. F. e MELLADO RUIZ, L. (coords.), Marcial Pons, Madrid, 2022, pp. 289-311.
- BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, I., «La industria eléctrica española antes de la guerra civil: reconstrucción cuantitativa», *Revista de Historia Industrial*, n.º 15, 1999, pp. 139-160.
- «La industria eléctrica en España (1890-1936)», *Estudios de Historia Económica*, n.º 50, 2007.
- «¿Fue el sector eléctrico un gran beneficiario de la política hidráulica anterior a la Guerra Civil? (1911-1936)», *Hispania*, vol. LXXI, n.º 239, 2011, pp. 789-818.
- BEATO BLANCO, P., «La liberalización del sector eléctrico en España, ¿un proceso incompleto o frustrado?», *Información Comercial Española*, n.º 826, 2005, pp. 259-283.
- BEHN, C. e BAKKER, K. «Rendering Technical, Rendering Sacred: The Politics of Hydroelectric Development on British Columbia's Saaghii Naachii/Peace River», *Global Environmental Politics*, vol. 19, n.º 3, 2019, pp. 98-119.
- BEL, G. e COSTA, A., «La privatización y sus motivaciones en España: de instrumento a política», *Revista de Historia Industrial*, n.º 19-20, 2001, pp. 105-132.
- BENET, J. «Política hidráulica», *Agricultura y Sociedad*, n.º 32, 1984, pp. 273-280.
- BENSAÏD, D., «El dominio público contra la privatización del mundo», *Viento Sur*, n.º 10, 2004, pp. 73-82.
- BERNANKE, B. S., «Causes of the Recent Financial and Economic Crisis», discurso do 2 de setembro de 2010 ante a Financial Crisis Inquiry Commission, Washington, D. C., 2010, en línea,

<https://www.federalreserve.gov/newsevents/testimony/bernanke20100902a.htm>.

- BERMEJO VERA, J., *Régimen jurídico del ferrocarril en España (1844-1974)*, Tecnos, Madrid, 1975.
- BETTI, A., CRISOSTOMI, E., PAOLINELLI, G., PIAZZI, A., RUFFINI, F. e TUCCI, M., «Condition monitoring and early diagnostics methodologies for hydropower plants», preprint arXiv:1911.06242, 2019.
- BILGILI, F., LORENTE, D. B., KUŞKAYA, S., ÜNLÜ, F., GENÇOĞLU, P. e ROSHA, P., «The role of hydropower energy in the level of CO2 emissions: An application of continuous wavelet transform», *Renewable Energy*, vol. 178, 2021, pp. 283-294.
- BIN D., «Discussion on the development direction of hydropower in China», *Clean Energy*, vol. 5, n.º 1, 2021, pp. 10-18
- BJÄLLAS U., «Experience of Sweden's Environmental Courts», *Journal of Court Innovation*, vol. 3(1), 2010, pp. 178-184.
- BLÁZQUEZ GÓMEZ, M. L., «Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español: 1988-2004», tese de doutoramento, GRIFELL-TATJE, E. (dir.), Universidade Autònoma de Barcelona, Barcelona, 2008.
- BLANCO SILVA, F., LÓPEZ DÍAZ, A. I., REGUEIRO FERREIRA, R. M. e PEREIRO LÓPEZ, G., «Tendencias en el precio de la energía eléctrica: efecto de la liberalización sectorial (1997-2010)», *Revista de Estudios Económicos y Empresariales*, n.º 23, 2013, pp. 115-142.
- BOYCKO, M., SHLEIFER, A. e VISHNY, R. W., «A theory of privatisation», *The Economic Journal*, vol. 106, n.º 435, 1996, pp. 309-319.
- BRACMORT, K., VANN, A. e STERN, C. V., «Hydropower: Federal and nonfederal investment», Congressional Research Service, Report prepared for Members and Committees of Congress, 2015.

- BRANDT, T. «Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector», *Privatisation of Public Services and the Impact on Quality, Employment and Productivity*, Dusseldorf, 2006.
- BRUFAO CURIEL, P., «Efectos demaniales, registrales y ambientales de la recuperación del dominio público hidráulico: el caso de las Lagunas de Ruidera», *Revista de Administración Pública*, n.º 183, 2010, pp. 235-246.
- «Normativa técnica administrativa y obras hidráulicas: la puesta fuera de servicio del Reglamento de Seguridad de Presas y Embalses y su influencia en el régimen concesional», *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental*, n.º 17, 2010, pp. 321-330.
- CABEZA GARCÍA, L. e GÓMEZ ANSÓN, S., «Privatización y performance de las empresas españolas privatizadas», *Estudios Financieros*, n.º 267, 2005, pp. 163-194.
- «Influencia de la estructura de propiedad en la eficiencia de las privatizaciones empresariales», *Administrando en entornos inciertos. XXIII Congreso Anual AEDEM*, ESIC, 2009.
- CALATAYUD GINER, S., «Antes de la política hidráulica. La gestión del agua bajo el Estado liberal en España (1833-1866)», *Historia Agraria*, n.º 68, 2016, pp. 13-40.
- CALLEGARI, C., SZKLO, A. e SCHAEFFER, R., «Cost overruns and delays in energy megaprojects: How big is big enough?», *Energy Policy*, vol. 114, 2018, pp. 211-220.
- CAMERON, B., CARLSON, R. e COONS, J. *Canada's energy transformation –Evolution or revolution? A Discussion Paper for Canadian Policymakers, Utilities, Regulators and Key Stakeholders on Managing Risk and Creating Opportunities as We Build Low-emission Energy Systems*, QUEST-Quality Urban Energy Systems of Tomorrow and Pollution Probe Foundation, 2019.

- CANO CAMPOS, T., «Consideraciones generales sobre la invalidez en el Derecho Administrativo», *Documentación Administrativa*, n.º 5, 2018, pp. 7-26.
- CANO TELLO, C. A., *La hipoteca de concesiones administrativas*, Montecorvo, Madrid, 1973.
- CANTERO MARTÍNEZ, J., «El régimen transitorio de la Ley de Aguas y los aprovechamientos preexistentes en la jurisprudencia del Tribunal Supremo», *Revista de Administración Pública*, n.º 159, 2002, pp. 221-256.
- CARBAJO JOSA, A., «La seguridad de los sistemas eléctricos europeos», *Energía y Geoestrategia 2020*, Ministerio de Defensa, 2020, pp. 171-232.
- CARMONA BADÍA, X., «Una empresa pequeña se hace grande: la Sociedad General Gallega de Electricidad y los orígenes de Fenosa», *Revista de Historia Industrial*, n.º 58, 2015, pp. 349-381.
- CARO-PATÓN CARMONA, I., *El derecho a regar: entre la planificación hidrológica y el mercado del agua*, Marcial Pons, Madrid, 1997.
- CARPI ABAD, M. V., *La concesión de aguas para uso hidroeléctrico: su configuración jurídica*, Lex Nova, Valladolid, 2002.
- CARVAJAL, P. E., LI, F. G., SORIA, R., CRONIN, J., ANANDARAJAH, G. e MULUGETTA, Y., «Large hydropower, decarbonisation and climate change uncertainty: Modelling power sector pathways for Ecuador», *Energy Strategy Reviews*, vol. 23, 2019, pp. 86-99.
- CAYÓN GARCÍA, F., «Electricidad e historia: la perspectiva de un siglo», *Tst: Transportes, Servicios y telecomunicaciones*, n.º 1, 2001, pp. 113-133.
- «Hidroeléctrica Española: un análisis de sus primeros años de actividad (1907-1936)», *Revista de Historia Económica*, n.º 2, 2002, pp. 301-334.

- CECALA, I. e ENDRES, B., «An examination of public participation and evolving approaches to hydropower development in the United States and Brazil», *Idaho Law Review*, vol. 55, n.º 1, 2019, pp. 115-155.
- CENTENO, R., «Glosa del trabajo de Carles Sudrià sobre la restricción energética», *Papeles de Economía Española*, n.º 73, 1997, pp. 189-192.
- CHRISTIAN, J., SHIPLEY, L. e LUNDELL, L., «Electricity regulation in Canada: Overview», *The Energy and Natural Resources Global Guide 2016/17*, Thomson Reuters Practical Law, 2016.
- CIARRETA, A., LAGULLÓN, M. e ZARRAGA, A., «Modelación de los precios en el mercado eléctrico español», *Cuadernos de Economía*, vol. 30, n.º 54, 2011, pp. 227-250.
- CIARRETA, A., NASIROV, S. e SILVA, C., «The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization», *Energy Policy*, n.º 96, 2016 pp. 700-710.
- CIARRETA ANTUÑANO, A. e PIZARRO-IRIZAR, C., «La nueva reforma del mercado eléctrico español: eficiencia y austeridad», *Cuadernos Económicos del ICE*, n.º 88, 2014, pp. 97-126.
- CLIFTON, J., COMÍN COMÍN, F. e DÍAZ FUENTES, D. «La privatización de empresas públicas en la UE: ¿ la vía británica o la senda europea?», *Revista de Economía Mundial*, n.º 15, 2006, pp. 121-153.
- COASE, R., «The problem of social cost», *Journal of Law and Economics*, n.º 3, 1960, pp. 1-44.
- COFFEE Jr, J. C., «Market failure and the economic case for a mandatory disclosure system», *Virginia Law Review*, vol. 70, n.º 4, 1984, pp. 717-753.
- COLMENAR-SANTOS, A., CAMPÍÑEZ-ROMERO, S., PÉREZ-MOLINA, C. e MUR-PÉREZ, F., «Repowering: An actual possibility for



- wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, 2015, pp. 319-337.
- COLOM PIAZUELO, E., «Cuestiones ambientales en relación con las centrales de producción de energía eléctrica: las evaluaciones ambientales estratégicas y las evaluaciones de impacto ambiental», *Agua y energía*, EMBID IRUJO, A. (dir.), 1.ª edición, Civitas, Pamplona, 2010, pp. 83-172.
- «El objeto del dominio público: su necesaria determinación para una adecuada gestión de los patrimonios públicos», *Anuario Aragonés del Gobierno Local*, n.º 6, 2014, pp. 241-272.
- COMÍN, F., «Los mitos y los milagros de Suanzes: la empresa privada y el INI durante la autarquía», *Revista de Historia Industrial*, n.º 18, 2000, pp. 221-245.
- CONCA, J., «EROI -- A Tool To Predict The Best Energy Mix», 11/02/2015, en <https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2015/02/11/eroi-a-tool-to-predict-the-best-energy-mix/?sh=4b8c36cea027>.
- CONDE ANTEQUERA, J., «Perspectivas jurídicas del trinomio agua-energía-cambio climático», *Agua, energía y medioambiente*, MELGAREJO MORENO, J., LÓPEZ ORTIZ, M. I. e FERNÁNDEZ ARACIL, P. (coords.), Universidade de Alacant, Alacant, 2022, pp. 941-958.
- CONNOR, B., *Industry perspectives on regulatory obstacles to and policy incentives for the electrification of non-powered federal dams in the United States*, National Hydropower Association, 2021.
- CORNIU, J. P., *L'avenir de l'hydroélectricité*, Fondation pour l'innovation politique, 2018.
- CORRÊA, M. L., «Contribuição para uma história da regulamentação do setor de energia elétrica no Brasil: o Código de Águas de 1934 e o Conselho Nacional de Águas

- e Energía Eléctrica», *Política & Sociedade*, n.º 6, 2005, pp. 255-291.
- COSTA CAMPI, M. T., «Evolución del sector eléctrico español (1975-2015)», *Revistas ICE*, n.º 889-890 (exemplar dedicado á economía española no reinado de Xoán Carlos I, 2016, pp. 139-156.
- CÔTE, D. O., «Firm efficiency and ownership structure. The case of U.S. electric utilities using panel data», *Annals of Public and Cooperative Economics*, vol. 60, n.º 4, 1989, pp. 431-450.
- CRAGG, M. I. e DYCK, I. J. A., «Management control and privatization in the United Kingdom», *The RAND Journal of Economics*, vol. 30, n.º 3, 1999, pp. 475-497.
- CRAMPES, C. e MOREAUX, M., «Microéconomie de l'hydroélectricité. Partie 1. Valeurs de l'eau», *TSE Working Paper* n.º 16-640, Toulouse.
- CRAMPES, C. e FABRA, N., «The Spanish Electricity Industry: Plus ça change...», *The Energy Journal*, vol. 26, 2005, pp. 127-153.
- CUERDO MIR, M., «Evaluación de los planes energéticos nacionales en España (1975-1998)», *Revista de Historia Industrial*, n.º 15, 1999, pp. 161-178.
- CUERVO GARCÍA, Á., «La privatización de la empresa pública: la nueva desamortización», *Papeles de Economía Española*, n.º 27, 1986, pp. 331-340.
- CUMYN, M. C., «Recent developments to the law applicable to water in Québec», *Vermont Law Review*, vol. 34, 2010, pp. 859-868.
- CURNOW, P., «Renewable Energy Law in China», informe de Baker & McKenzie para o Governo de Australia, 2007.
- DAMBRINA, F., «Sur les perspectives de developpement de la production hydroelectrique en France», Rapport présenté à Monsieur le Ministre de l'économie, des finances et de

- l'industrie par le haut fonctionnaire de développement durable, 2006.
- DE LA CRUZ FERRER, J., «Funciones e instrumentos de la regulación eléctrica: Su condicionamiento europeo en los Estados de la UE», *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, RIVERO ORTEGA, R. e RASTROLLO SUÁREZ, J. J. (coords.), Salamanca, 2014, pp 29-66.
- DE LA CUÉTARA MARTÍNEZ, J. M., *Las potestades administrativas*, Tecnos, Madrid, 1986.
- DE LA TORRE VARGAS, D., «Fallos del mercado y regulación económica en los servicios públicos domiciliarios: aproximaciones a una disciplina poco entendida por los juristas», *Revista Digital de Derecho Administrativo*, n.º 12, 2014, pp. 45-62
- DE OLIVEIRA FILHO, L. C., «Etapas da desestatização no Brasil: 30 anos de história», *Reforma do Estado Brasileiro. Transformando a Atuação do Governo*, GIAMBIAGI, F., FERREIRA, S. e AMBRÓZIO, A. M. (coords.), GEN Atlas, Brasil, 2020.
- DE STEFANO, L. «Los mercados de agua y la conservación del medio ambiente: oportunidades y retos para su implantación en España», *WWF-Spain Position Paper*, 2005.
- DE STEFANO, L. e HERNÁNDEZ-MORA, N., «Los mercados informales de agua en España: una visión de conjunto», *Los mercados de agua en España: presente y perspectivas*, GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J. (coords.), Fundación Cajamar, Barcelona, 2016, pp. 95-121.
- DEBREGEAS, A. e PLIHON, D., «L'impasse de la libéralisation du marché de l'électricité et du projet Hercule», *Les Économistes Atterrés*, febreiro, 2021.
- DEEMER, B. R., HARRISON, J. A., LI, S., BEAULIEU, J. J., DELSONTRO, T., BARROS, N., BEZERRA-NETO, J. F., POWERS, S. M., DOS SANTOS, M. A. e VONK, J. A., «Greenhouse gas emissions from reservoir water surfaces:

- a new global synthesis», *BioScience*, vol. 66, n.º 11, 2016, pp. 949-964.
- DEL CERRO TOCINO, J., «La generación de energía eléctrica en la época franquista (1940-1975): estrategias empresariales y opciones tecnológicas», tese de doutoramento, SUDRIÀ, C. (dir.), Universidade Pompeu Fabra, Barcelona, 2012.
- DEL MORAL, L. e DO Ó, A. «Actualización del debate sobre la cuenca hidrográfica y las escalas de la gestión del agua. Reflexión desde la experiencia Ibérica», *VIII Congreso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 33-55.
- DEL RÍO GONZÁLEZ, P., «The years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms», *Energy Policy*, n.º 36, 2008, pp. 2917-2929.
- DEL SAZ CORDERO, S., *Aguas subterráneas, aguas públicas. El nuevo Derecho de Agua*, Marcial Pons, Madrid, 1990.
- DELGADO PIQUERAS, F., «La transposición de la Directiva Marco de Aguas en España», *Revista de Administración Pública*, n.º 165, 2004, pp. 181-214.
- DÍAZ MENDOZA, A. C., LARREA BASTERRA, M., ÁLVAREZ PELEGRY, E. e MOSÁCULA ATIENZA, C., «De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español», *Cuadernos Orkestra*, n.º 10, 2015.
- DÍAZ MORLÁN, P., «El proceso de creación de Saltos del Duero (1917-1935)», *Revista de Historia Industrial*, n.º 13, 1998, pp. 181-198.
- DÍAZ MORLÁN, P. e SAN ROMÁN, E., «Causas de la restricción eléctrica en el primer franquismo: una aportación desde la historia empresarial», *Investigaciones de Historia Económica*, vol. 5, n.º 13, 2009, pp. 73-95.
- DOMÍNGUEZ-BERRUETA DE JUAN, M. A., *El incumplimiento de la concesión de servicio público*, Montecorvo, Madrid, 1981.
- DOGMUS, Ö. C. e NIELSEN, J. Ø., «Is the hydropower boom actually taking place? A case study of a South East European

- country, Bosnia and Herzegovina», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, 2019, pp. 278-289.
- DOWNS, A., *Inside bureaucracy*, Little Brown, Boston, 1967.
- DUGUIT, L., *Traité de Droit constitutionnel*, 3.<sup>a</sup> edición, Éditions de Boccard, París, 1930.
- DUPLÁ MARÍN, M. J., «Dotaciones para la recuperación de activos revertibles como deducibles del impuesto sobre sociedades», tese de doutoramento, SOPENA I GIL, J. (dir.) e PEÑUELAS I REIXACH, L. (codir.), Universidat Pompeu Fabra, Barcelona, 2002.
- ELEONORA NINO, I., «Le concessioni idroelettriche tra tutela della concorrenza e tutela dell'ambiente», tese de doutoramento, ROSARIO SPASIANO, M. (dir.), Universidat de Napolés Federico II, Napolés, 2014.
- EMBID IRUJO, A., «La planificación hidrológica», *Revista de Administración Pública*, n.º 123, 1990, pp. 115-152.
- «Las competencias constitucionales y estatutarias sobre las aguas continentales. Planteamiento normativo y realidad jurídica», *Revista Española de Derecho Constitucional*, n.º 37, 1993, pp. 37-79.
- «Público y privado en la construcción, explotación y mantenimiento de obras hidráulicas» *Revista de Administración Pública*, n.º 143, 1997, pp. 28-74.
- «El Derecho de Aguas en España: Influencia europea y tradición nacional», *Revista Derecho Administrativo Económico*, vol. 1, n.º 2, 1999, pp. 241-261.
- «Evolución del derecho y de la política del agua en España», *Revista de Administración Pública*, n.º 156, 2001, pp. 59-100.
- «La política de aguas y su marco jurídico», *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental*, n.º 14, 2008, pp. 13-27.

- «El agua y la energía en el ordenamiento jurídico. Reflexiones generales con atención singular a la regulación del orden de utilización y al caudal ecológico», *Agua y energía*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2010, pp. 13-81.
  - «El Derecho de Aguas del siglo XXI», *Actas de Derecho de Aguas*, n.º 2, 2012, pp. 79-104.
  - «El futuro de la Ley de Aguas», *Treinta años de la ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2016, pp. 57-98.
  - «Marco legal de los mercados de agua en España», *Los mercados de agua en España: presente y perspectivas*, GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J. (coords.), Fundación Cajamar, Barcelona, 2016, pp. 41-68.
- ESPEJO MARÍN, C. e GARCÍA MARÍN, R., «Agua y energía: producción hidroeléctrica en España», *Investigaciones Geográficas*, n.º 51, 2010, pp. 107-129.
- ESPINOSA, M. P., «Understanding Tariff Deficit and Its Challenges», *Spanish Economic and Financial Outlook*, vol. 2, n.º 2, 2013, pp. 1-9.
- ESPINOSA, M. P. e PIZARRO-IRIZAR, C., «Políticas para la reducción del déficit tarifario», *Papeles de Economía Española*, n.º 134, 2012, pp. 117-126.
- ESTEVE PARDO, J., «Consideraciones sobre la afectación de bienes al servicio público a partir de las llamadas afectaciones a non dominio», *Revista de Administración Pública*, n.º 113, 1987, pp. 181-216.
- «Perspectiva e impacto de la crisis desde la nueva correlación entre Estado y sociedad», *Documentación Administrativa*, n.º 1, 2014.
- ESTOA PÉREZ, A., «El acceso a las redes de transporte y distribución», *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO

- GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.<sup>a</sup> edición, Iustel, 2009, pp. 631-678.
- ESTRIN, S. e PEROTIN, V., «Does ownership always matter?», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 9, n.º 1, 1991, pp. 55-72.
- EYLANDS BRANDSAAS, E., «Law on Renewable Energy in the European Union and the effects on the EEA States Norway and Iceland», tese de doutoramento, MÉNDEZ PINEDO, M. E. (dir.), Háskóli Íslands, Reikiavik, 2012.
- EZQUERRA HUERVA, A., «El concepto de obra hidráulica en el derecho español vigente», *Revista de Administración Pública*, n.º 173, 2007, pp. 9-61.
- FABRA UTRAY, J., «El déficit tarifario en el sector eléctrico español», *Temas para el Debate*, n.º 210, 2012, pp. 52-54.
- FABRA PORTELA, N. e FABRA UTRAY, J., «El déficit tarifario en el sector eléctrico español», *Papeles de Economía Española*, n.º 134, 2012, pp. 88-100.
- FABRA, N. e TORO, J., «Price wars and collusion in the Spanish electricity market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 23, n.º 3, 2005, pp. 155-181.
- FAJARDO, G., «El autoconsumo de energía renovable, las comunidades energéticas y las cooperativas», *Noticias de la Economía Pública, Social y Cooperativa*, n.º 66, 2021, pp. 34-51.
- FAJAS TORRAS, J., «La financiación de pequeños proyectos energéticos: el caso de las minicentrales hidroeléctricas», *II Jornadas de energía minihidráulica*, AA. VV., Instituto para a Diversificación e Aforro da Enerxía, Madrid, 1987.
- FALL, M., «Les partenariats public-privé dans le domaine des services énergétiques», tese de doutoramento, DELZANGLES, H., (dir.), Universidade de Burdeos, Francia, 2019.

- FANLO LORAS, A., «La gestión del agua en España: experiencias pasadas, retos futuros», Servizo de Publicacións, Universidade da Rioxa, 2001.
- FARIA, D. M. C. D., «Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica: Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao modelo», tese de doutoramento, SOARES RAMOS, D. (dir.), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.
- FERNÁNDEZ ACEVEDO, R., *Las concesiones administrativas de dominio público*, 2.<sup>a</sup> edición, Thomson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2012.
- FERNÁNDEZ CLEMENTE, E., «Un siglo de obras hidráulicas en España. De la utopía de Joaquín Costa a la intervención del Estado», *Cuadernos Económicos Escuela y Despensa*, n.º 11, 2000.
- FERNÁNDEZ DE VELASCO, R., «Naturaleza jurídica del dominio público según Hauriou. Aplicación a la legislación española», *Revista de Derecho Privado*, n.º 94-95, 1921, pp. 230-236.
- FERNÁNDEZ DE GATTA SÁNCHEZ, D., «La potestad sancionadora de la administración en el ámbito de los bienes públicos», *Documentación Administrativa*, n.º 282-283 (exemplar dedicado á potestade sancionadora das administracións públicas II), 2009, pp. 449-496.
- FERNÁNDEZ SCAGLIUSI, M. DE LOS Á., «El problemático plazo de las concesiones de uso del dominio público (a propósito de la Resolución de la DGRN de 4 de diciembre de 2012)», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, n.º 317, 2011, pp. 283-295.
- «La valorización del dominio público», tese de doutoramento, CARRILLO DONAIRE, J. A. e MONTOYA MARTÍN, E., (dirs.), Universidade de Sevilla, Sevilla, 2014.



- FERRERAS, P. «Situación actual y futura de la industria pública», *Economía Industrial*, nº 328, 1999, pp. 19-27.
- FLADEN B. A., OLAND, G., GAKKESTAD, K., KROKEN, S. e VOGNILD, I. H., «Overview of Norway's electricity history», *Norges vassdrags- og energidirektorat*, 2016.
- FLECKER, J. HERMANN, C., VERHOEST, K., VAN GYES, G., VAEL, T., VANDEKERCKHOVE, S., JEFFERYS, S., POND, R., KILICASLAN, Y., CEVAT TASIRAN, A., KOZEK, W., RADZKA, B., BRANDT, T. e SCHULTEN, T., *Privatisation of Public Services and the Impact on Quality, Employment and Productivity*. PIQUE, Viena, 2009.
- FLORES JIMENO, M. R. e SANTOS CEBRIÁN, M., «El mercado eléctrico en España: la convivencia de un monopolio natural y el libre mercado», *Revista Europea de Derechos Fundamentales*, n.º 25, 2015, pp. 257-297.
- FOLGADO BLANCO, J., «Una reflexión sobre el sistema eléctrico español», *Estudios de Economía Aplicada*, n.º 29-2, 2011, pp. 433-448.
- FORTES MARTÍN, A., «Estudio sobre la revocación de los actos administrativos», *Revista de Derecho*, vol. XIX, n.º 1, 2006, pp. 149-177.
- FRANK, T. e SCHMIDT, J., *Wasserkraft im Märkischen Kreis. Nutzungsmöglichkeiten, Fragen und Antworten*, Universidade de Siegen, Siegen, Alemania, 2012.
- FRIEDEN, D., TUERK, A., ROBERTS, J., D'HERBEMONT, S., GUBINA, A. F. e KOMEL, B., «Overview of emerging regulatory frameworks on collective self-consumption and energy communities in Europe», estudio presentado na 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2019. pp. 1-6.
- FUENTES I GASÓ, J. R., *La concesión y el procedimiento administrativo: dos instituciones administrativas en simbiosis*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2021.

- GALÁN VIOQUE, R., «El ocaso de las energías renovables en España», *I servizi pubblici economici tra mercato e regolazione: atti del 20° Congresso italo-spagnolo dei professori di diritto amministrativo: Roma 27 febbraio-1 marzo 2014*, SANDULLI, M. A. e VANDELLI, L. (dir. Congr.), 2016, pp. 377-394.
- GALLEGO ANABITARTE, A., «Los cuadros del Museo del Prado (I): Reflexiones histórico y dogmático-jurídicas con ocasión del artículo 132 (y 133.1) de la Constitución española de 1978», *Administración y Constitución: estudios en homenaje al profesor Mesa Moles*, Servicio de Publicaciones, Presidencia do Gobierno, 1982, pp. 227-310.
- «El Derecho español de aguas en la historia y ante el Derecho comparado», *El Derecho de aguas en España*, tomo I, GALLEGU ANABITARTE, A., MENÉNDEZ REXACH, A. e DÍAZ LEMA, J. M. (dirs.), Centro de Publicacións do Ministerio de Obras Públicas e Urbanismo, Madrid, 1987, pp. 13-420.
- «Concesiones de aguas continentales», *Cuadernos de Derecho Judicial*, n.º 3, 1993, pp. 37-72.
- GALLEGO CÓRCOLES, I., *Comunidades de energía y transición energética*, Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2021.
- GAMERO RUIZ, E. e RODRÍGUEZ MORAL, J., «El curso legal del agua en España: Dominio público, recurso natural y recurso paisajístico», *Revista General de Derecho Administrativo*, n.º 51, 2019.
- GANIM, A., *Setor elétrico brasileiro. Aspectos regulamentares, tributários e contábeis*, 2.ª edición, Synergia Editora- Editora Canal Energia, Brasilia, 2009.
- GARCÉS SANAGUSTÍN, Á. «La participación en la gestión de los recursos hídricos», *Revista Aragonesa de Administración Pública*, n.º 13, 2013, pp. 473-495.

- GARCÍA, A., GARCÍA-ÁLVAREZ, M. T. e MORENO, B., «Transición en el Sector Eléctrico Ibérico: hacia un mercado más sostenible y liberalizado», Global Development and Environment Institute, documento de trabajo n.º 17-01, 2017.
- GARCÍA ÁLVAREZ, G., «La UE como estado regulador y las administraciones independientes», *Revista de Administración Pública*, n.º 194, 2014, pp. 79-111.
- GARCÍA ÁLVAREZ, M. T., MARIZ PÉREZ, R. M. e CALVO BABÍO, N., «Efectos de la liberalización en la actividad de generación eléctrica», *XVIII Congreso ASEPELT*, León, 2004.
- GARCÍA ÁLVAREZ, M. T. e MORENO, B., «La liberalización en la industria eléctrica española. El reto de lograr precios competitivos para los hogares», *Gestión y Política Pública*, vol. 25, n.º 2, 2016, pp. 551-589.
- GARCÍA DE ENTERRÍA, E., «Sobre la imprescriptibilidad del dominio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 13, 1954, pp. 11-52.
- «El problema de la caducidad de las concesiones de aguas públicas y la práctica de las concesiones en cartera», *Revista de Administración Pública*, n.º 17, 1955, pp. 269-294.
- «El régimen jurídico de la electricidad durante el siglo de vida de la Compañía Sevillana de Electricidad», *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, ALCAIDE, J., BERNAL, A.M., GARCÍA DE ENTERRÍA, E., MARTÍNEZ-VAL, J. M., DE MIGUEL, A., NUÑEZ, G. e TUSELL, J. (dirs.), 1.ª edición, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla, 1994, pp. 98-125.
- «Memoria sobre la reconfiguración sustancial del sistema eléctrico Español en 1951», *Revista de Administración Pública*, n.º 171, 2006, pp. 403-413.

- «El dogma de la reversión de concesiones», *Dos estudios sobre la usucapión en Derecho administrativo*, 4.<sup>a</sup> edición ampliada, Thomson Civitas, Cizur Menor, 2007.
- GARCÍA GÓMEZ DE MERCADO, F., «Las concesiones de aguas», *Nuevo derecho de aguas*, Civitas Thomson Reuters, Pamplona, versión en línea en Thomson Reuters Aranzadi Instituciones (BIB 2007\3351), 2007.
- GARCÍA GONZÁLEZ, J., «La mañería», *Anuario de Historia de Derecho Español*, n.º 21-22, 1951-1952, pp. 224-299.
- GARCÍA PÉREZ, M., *La utilización del dominio público marítimo-terrestre: estudio especial de la concesión demanial*, Marcial Pons, Madrid, 1995.
- «La naturaleza jurídica de la autorización y la concesión, a propósito de la utilización del dominio público», *Anuario da Facultade de Dereito da Universidade da Coruña*, n.º 1, 1997, pp. 337-352.
- GARCÍA TASICH, S., «Recursos naturales estratégicos», Instituto Español de Estudios Estratégicos, documento de opinión n.º 38, 2017.
- GARCÍA-TREVIJANO FOS, J. A., «Aspectos de la Administración económica», *Revista de Administración Pública*, n.º 12, 1953, pp. 11-76.
- «Caducidad de concesiones hidráulicas», *Revista de Administración Pública*, n.º 16, 1955, pp. 261-272.
- «Desintegración de la empresa y reversión de concesiones (Comentario a la Sentencia de 22 de diciembre de 1954)», *Revista de Derecho Mercantil*, n.º 57, 1955, pp. 201-210.
- «Titularidad y afectación demanial en el ordenamiento jurídico español», *Revista de Administración Pública*, n.º 29, 1959, pp. 11-57.
- GARRÁN ROMÁN, M. «Apuntes sobre la ley de aguas, promulgada en 3 de agosto de 1866, y acerca de la redacción de los

- reglamentos para su cumplimiento», *Revista de Obras Públicas*, vol. 16, 1879, pp. 19-20.
- GARRIDO COLMENERO, A., «La economía del agua en España. Entre lo público y lo privado, la difícil búsqueda del interés general», *Arbor*, n.º 646 (exemplar dedicado á nova cultura da auga en España), 1999, pp. 217-240.
- GARRIDO FALLA, F., «Sobre el régimen del dominio público», *Problemática de la Ciencia del Derecho. Estudios en Homenaje al Profesor José María Pi y Suñer*, 1.ª edición, Bosch, Barcelona, 1962, pp. 303-340.
- «Efectos económicos de la caducidad de las concesiones de servicios», *Revista de Administración Pública*, n.º 45, 1964, pp. 231-244.
- *Tratado de Derecho Administrativo II. Parte general*, 10.ª edición, Tecnos, Madrid, 1992.
- GARRUÉS IRURZUN, J., «Mérito y problemas de las eléctricas pioneras: Arteta, 1893/98-1961», *Revista de Historia Industrial*, n.º 31, 2006, pp. 65-106.
- «Las eléctricas españolas ante la regulación «tradicional»: Poder de mercado vs poder regulador, 1973-1992/6», *Jornadas de Historia de la Electricidad*, 2008.
- «La transición eléctrica en España: de la regulación tradicional a la regulación para el mercado (1982-1996)», *Revista de Historia Industrial*, n.º 61, monográfico I, 2016, pp. 184-206.
- GARRUÉS IRURZUN, J. e LÓPEZ GARCÍA, S., «Red Eléctrica de España, S.A.: instrumento de regulación y liberalización del mercado eléctrico español (1944-2004)», *IX Congreso de la Asociación Española de Historia Económica (AEHE)*, TEDDE, P., GÓMEZ MENDOZA, A. e AUBANELL, A. (coords.), Murcia, 2008.

- GENINATTI SATÈ, L., «La legge regionale sulle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche: temi e problemi», *Il Piemonte delle Autonomie*, ano VIII, n.º 1, 2021, pp. 36-43.
- GIL EGEA, J. M., «Equilibrio económico en las concesiones hidroeléctricas», *Revista de Obras Públicas*, n.º 135, 1988, pp. 605-612.
- GIL OLCINA, A., «Regalía de las aguas públicas y dominio público hidráulico», *Investigaciones Geográficas*, n.º 53, 2010, pp. 7-23.
- GLACHANT, J. M., SAGUAN, M., RIOUS, V., DOUGUET, S. e GENTZOGLANIS, E., *Regimes for granting rights to use hydropower in Europe*, Robert Schuman Centre for Advanced Studies-European University Institute, Florencia, 2015.
- GLACHANT, J. M., RIOUS, V., SAGUAN, M. e DOUGUET, S., *For a harmonisation of hydropower regimes in European Single Market*, Robert Schuman Centre for Advanced Studies-European University Institute, Florencia, 2016.
- GOBY, B., SCHABHÜTTL, S., PIKL, M., OBERSCHEIDER, A. e HINTERHOFER, M., *Gewässer schützen-Wasserkraft nützen. Flüsse im Spannungsfeld der Interessen*, Umweltdachverband GmbH, Viena, 2015.
- GÓMEZ-FERRER RINCÓN, R. «La sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico», *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, RIVERO ORTEGA, R. e RASTROLLO SUÁREZ, J. J. (coords.), Salamanca, 2014, pp. 67-91.
- GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J., «Los mercados de agua y su implementación en España. Una introducción», *Los mercados de agua en España: presente y perspectivas*, GÓMEZ-LIMÓN, J. A. e CALATRAVA LEYVA, J. (coords.), Cajamar Caja Rural, 2016, pp. 15-40.

- GÓMEZ MENDOZA, A., «UNESA y la autorregulación de la industria eléctrica (1944-1973)», *Electra y el Estado. Volumen I*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.ª edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 443-632.
- «La intervención pública en la industria eléctrica bajo el franquismo», *Electra y el Estado. Volumen II*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.ª edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 33-573.
- GÓMEZ PUENTE, M., *Breve historia administrativa del transporte por carretera*, Airlex Ediciones, Madrid, 2011.
- GONZÁLEZ-BERENGUER URRUTIA, J. L., «Sobre la crisis del concepto de dominio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 56, 1968, pp. 191-222.
- *Comentarios a la Ley de Aguas. Ley 29/1985, de 2 de agosto (BOE del 8; corrección de errores en el 10 de octubre)*, Abella, Madrid, 1985.
- GONZÁLEZ-PÁRAMO, J. M., «Privatización y eficiencia: ¿es irrelevante la titularidad?», *Economistas*, vol. 13, n.º 63, 1995, pp. 32-43.
- GONZÁLEZ PÉREZ, J., TOLEDO JÁUDENES, J. e ARRIETA ÁLVAREZ, C., *Comentarios a la Ley de Aguas*, Civitas, Madrid, 1987.
- GONZÁLEZ TATO, G., «Artigo 4. Concepto de interesado», *Lei 39/2015 comentada por letrados da Xunta de Galicia. Comentarios, anotacións e xurisprudencia sobre a Lei 39/2015, do 1 de outubro, do Procedemento Administrativo Común das Administracións Públicas*, DÍAZ CARBAJO, C., NOVO CASTRO, M. I. e VALENCIA VILA, S. (coords.), Escola Galega de Administración Pública, Santiago de Compostela, 2017, pp. 38-44.
- GONZÁLEZ-VARAS IBÁÑEZ, S., «El concepto y las formas de privatización», *Revista Española de Control Externo*, vol. 3, n.º 7, 2001, pp. 77-102.

- GORBANEFF, Y., «Teoría del agente-principal y el mercadeo», *Revista Universidad EAFIT*, vol. 39, n.º 129, 2003, pp. 75-86.
- GOSÁLBEZ PEQUEÑO, H., «Ejecución directa de obras públicas versus contrato administrativo: el principio del contratista interpuesto en el derecho administrativo español del siglo XIX», *Misión Jurídica*, vol. 11, n.º 15, 2018, pp. 57-82.
- GREENWALD, B. C. e STIGLITZ, J. E., «Externalities in economies with imperfect information and incomplete markets», *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 101, n.º 2, 1986, pp. 229-264.
- GROSSMAN, S. J. e HART, O. D., «The costs and benefits of ownership: A theory of vertical and lateral integration», *Journal of Political Economy*, vol. 94, n.º 4, 1986, pp. 691-719.
- GUAITA MARTORELL, A., «Le domaine public en Espagne», *Revue Internationale des Sciences Administratives*, n.º 22, 1956, pp. 121-140.
- GUARNIDO RUEDA, A. e JAÉN GARCÍA, M., «La experiencia privatizadora en España», *Cuadernos de Ciencias Económicas y Empresariales*, vol. 49, 2005, pp. 67-91.
- GUZMÁN ÁLVAREZ, J. R., «Recorrido histórico del derecho a usar el agua», *El agua domesticada: Los paisajes de los regadíos de montaña en Andalucía*, GUZMÁN ÁLVAREZ, J. R. e NAVARRO CERRILLO, R. M. (coords.), Axencia Andaluza da Agua, Consellería de Medio Ambiente da Xunta de Andalucía, Sevilla, 2010, pp. 142-159.
- GUZMÁN RAJA, I., *Las concesiones administrativas afectas a reversión de activos: un estudio empírico*, Instituto de Contabilidade e Auditoría de Contas, Ministerio de Economía, Madrid, 2000.



- HAURIOU, M., *Précis de Droit Administratif et de droit public general*, 3.<sup>a</sup> edición, Librairie Larousse, París, 1897.
- HEDDENHAUSEN, M., «Privatisations in Europe's liberalised electricity markets –the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany, and France», *Understanding Privatization Policies: Political Economy and Welfare Effects*, Stiftung Wissenschaft und Politik, Research Unit EU Integration, 2007.
- HELD, A., RAGWITZ, M., HUBER, C., RESCH, G., FABER, T. e VERTIN, K., *Feed-In Systems in Germany, Spain and Slovenia. A comparison*, 2007, en línea, <https://www.mresearch.com/pdfs/docket4185/NG11/doc44.pdf>.
- HERNÁNDEZ, N., «Privatizaciones: significado y razón de ser desde un punto de vista económico», *Anuario de la Facultad de Derecho de la Universidad Autónoma de Madrid*, n.º 3, 1999, pp. 37-60.
- HERNÁNDEZ ALVA, C. A. e LI, X., «Power Sector Reform in China. An international perspective», informe realizado para a International Energy Agency, 2018.
- HERNÁNDEZ DE COS, P., «Empresa pública, privatización y eficiencia», *Estudios Económicos*, n.º 75, 2004.
- «Titularidad pública y eficiencia empresarial: una revisión de la literatura», *Economía Industrial*, n.º 381, 2011, pp. 135-142.
- HERNÁNDEZ MARTÍNEZ, F., «Electricity output in Spain: Economic analysis of the activity after liberalization», FUNCAS, documento de trabajo n.º 290, 2006.
- HERNÁNDEZ-MORA, N., «La planificación hidrológica y la Directiva Marco del Agua en España en el periodo 2000-2012: ¿hemos avanzado?», Fundación Nova Cultura da Auga, Sevilla, 2012.

- «Una evaluación de 30 Años de la Ley de Aguas en España: perspectiva ciudadana de algunos aspectos relacionados con los avances en la implementación de la Directiva Marco del Agua», *Treinta años de la ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra 2016, pp. 309-340.
- HERNÁNDEZ MORA, N., FERRER MATVIEYCHUC, G., LA CALLE MARCOS, A., LA ROCA CERVIGÓN, F., MORAL ITUARTE, L. D. e PRAT, N., «La planificación hidrológica y la Directiva Marco del Agua en España: estado de la cuestión», *Papeles Seguridad Hídrica, Agricultura y Naturaleza. Los Nuevos Planes de Demarcación Hidrográfica Según la Directiva Marco del Agua*, vol. 2, 2011.
- HERNÁNDEZ SANZ, C., «Sector eléctrico en España: un balance del proceso de liberalización», *Revista de Derecho Administrativo Económico*, n.º 16, 2006, pp. 145-156.
- HERRERA ANCHUSTEGUI, I., MIDTUN, L. e STRØMSNES, K., «Service Concessions. Directive 2014/23 on the award of concession contracts. A comparative study of its transposition into Norwegian law», *Service concessions in the EU: a comparative study of the transposition of Directive 2014/23 on the award of concession contracts into national law*, Aranzadi Thomson Reuters, 2018, pp. 237-278.
- HUGHES, J. D., *Canada's Energy Sector. Status, evolution, revenue, employment, production forecasts, emissions and implications for emissions reduction*, Canadian Centre for Policy Alternatives, BC Office, 2021.
- IGLESIAS GONZÁLEZ, F., *La revocación de actos administrativos favorables*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2017.
- ISHIYAMA, N., RYO, M., KATAOKA, T., NAGAYAMA, S., SUEYOSHI, M., TERUI, A., MORI, T., AKASAKA, T. e NAKAMURA, F., «Predicting the ecological impacts of large-dam removals on a river network based on habitat-network structure and

- flow regimes», *Conservation Biology*, vol. 32, n.º 6, 2018, pp. 1403-1413.
- JENSEN, M. C., *Foundations of Organizational Strategy*, Harvard University Press, Cambridge, 1998.
- JENSEN, M. C. e MECKLING, W. H., «Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs, and ownership structure», *Journal of Financial Economics*, vol. 3, n.º 4, 1976, pp. 305-360.
- JIMÉNEZ, J. C. «El déficit tarifario y el laberinto eléctrico», *Economistas*, n.º 116, 2008, pp. 93-100.
- JIMÉNEZ COMPAIRED, I., «La evolución del régimen económico-financiero: contribuyentes y usuarios en la política hídrica», *Treinta años de la Ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra 2016, pp. 99-154.
- JOANAZ DE MELO, J., «Not sustainable: the sad business of Portuguese new dams», *32nd Annual Conference of the International Association for Impact Assessment-IAIA 2012*, Porto, 2012.
- JORDANA DE POZAS, L., «La evolución del derecho de aguas en España y en otros países», *Revista de Administración Pública*, vol. 37, 1962, pp. 9-61.
- JUÁREZ SÁNCHEZ-RUBIO, C., «Los desafíos del agua. La producción eléctrica como factor de desequilibrio económico regional», *Paisaje, cultura territorial y vivencia de la geografía. Libro homenaje al profesor Alfredo Morales Gil*, VERA REBOLLO, J. F., OLCINA CANTOS, J. e HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ, M. (eds.), Publicacións da Universidade de Alacant, Unión de Editoriais Universitarias Españolas, Alacant, 2016, pp. 1121-1152.
- KAERCHER LOUREIRO, G., *A disciplina jurídica da indústria elétrica*, Serviço de publicações do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura, 2021.

- KALEN, S., «Historical flow of hydroelectric regulation: A brief history», *Idaho Law Review*, vol. 53, 2017, pp. 1-40.
- KANG, X., *Hydropower Development in China: History and Narratives*, Greater Mekong Subregion Study Center, Yunnan University, 2014.
- KAVULLA, T. e FARKAS, L., «Streamlining the production of clean energy: Proposals to reform the hydroelectricity licensing process», *Public Land & Resources Law Review*, vol. 39, 2018, pp. 123-163.
- KNUDSEN, J. K. e RUUD, A., «Changing currents in Norwegian hydropower governance? The challenge of reconciling conflicting interests», SINTEF Energy Research, Oslo, Noruega, 2011.
- KORNAL, J., *The economics of shortage*, North-Holland, Amsterdam, 1980.
- LA CALLE MARCOS, A., «La adaptación española de la Directiva marco del agua», *Panel científico-técnico de seguimiento de la política de aguas*, Fundación Nova Cultura da Auga, Sevilla, 2008, en liña, <http://www.unizar.es/fnca>.
- «Planificación hidrológica: la verdad oficial contestada», *VIII Congreso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 56-87.
- LA ROCA, F., FERRER, G., LA CALLE, A., HERNÁNDEZ-MORA, N., DEL MORAL, L. e PRAT, N., «Directiva Marco del Agua. Preparando la evaluación de la década», *Congreso Nacional del Medio Ambiente*, 2010.
- LABANDEIRA, X., LEÓN, C. J. e VÁZQUEZ, M. J., *Economía ambiental*, Pearson Prentice Hall, Madrid, 2007.
- LAFUENTE BENACHES, M. M., *La concesión de dominio público. Estudio especial de la declaración de su caducidad*, Montecorvo, Madrid, 1988.
- LANDÍN ZORRILLA, R., RELAÑO COBIÁN, G. e HERAS MORENO, G., «Teoría y práctica de las concesiones hidroeléctricas»,

- Derecho de Aguas*, CABEZAS CALVO-RUBIO, F. (dir.), MARTÍNEZ NIETO, A. (coord.), Fundación Instituto Euromediterráneo da Auga, Murcia, 2006, pp. 429-446.
- LASHERAS, M. A., «La teoría de la regulación: un panorama», *Energía: del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*, GARCÍA DELGADO, J. L. e JIMÉNEZ, J. C. (dirs.), 1.ª edición, Thomson Civitas, Navarra, 2006, pp. 153-188.
- LATONDA PEDRAZA, M. A., «El sistema de intermediación de intereses y los grupos de interés en el sector eléctrico español», tese de doutoramento, MOLINS LÓPEZ-RODÓ, J. e OÑATE RUBALCABA, P. (dirs.), Universidade de Valencia, Valencia 2014.
- LAZAR, J., «Electricity Regulation In the US: A Guide. Second Edition», Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project, 2016.
- LEDO REGAL, T., «Da privatización da Auga en Galiza», *Revista Irimia*, ano XXXI, n.º 827, 2011, pp. 8-10.
- LESCOP, A., FICHEUX, F., GERENTON, R. e TOURET, J. P., «Étude sur la production hydraulique en France», Institut Energie Developpement, 2015.
- LEVINE, A., PRACHEIL, B., CURTIS, T., SMITH, L., CRUCE, J., ALDROVANDI, M., BRELSFORD, C., BUCHANAN, H., FEKETE, E., PARISH, E., URÍA-MARTINEZ, R., JOHNSON, M. e SINGH, D., «An examination of the hydropower licensing and Federal authorization process», Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (U.S. Department of Energy), 2021.
- LINDSTRÖM, A. e RUUD, A., «Swedish hydropower and the EU Water Framework Directive», Stockholm Environment Institute, 2011.
- LLAMAS MADURGA, M. R., «Declaración y financiación de obras hidráulicas de interés general, mercado del agua, aguas

- subterráneas, planificación hidrológica», *Ingeniería del Agua*, vol. 4, n.º 3, 1997, pp. 33-44.
- LLISET I BORRELL, F., *Manual de los contratos públicos. Comentarios a la Ley 13/1995*, Bayer Hnos., Barcelona, 1996.
- LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., «La nueva configuración jurídica del sector eléctrico tras la Ley 54/1997», *Documentación Administrativa*, n.º 256, 2000, pp. 11-30.
- LÓPEZ GARCÍA, C., «Servicios de interés general y principio de competencia: del Tratado CEE de 1957 al Tratado de Lisboa de la Unión Europea de 2007», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, n.º 306, 2008, pp. 237-278.
- LÓPEZ MENUDO, F., «¿Régimen jurídico unitario para las concesiones o pluralidad de regímenes especiales?», *Administración de Andalucía*, n.º 63, 2006, pp. 11-45.
- «Las aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 200, 2016, pp. 251-276.
- LÓPEZ MILLA, J., «La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales», tese de doutoramento, PARDO ALÉS, G. (dir.), Universidade de Alacant, Alacant, 1999.
- LÓPEZ PELLICER, J. A. e SÁNCHEZ DÍAZ, J. L., *La concesión administrativa en la esfera local: servicios, obras y dominio público*, Instituto de Estudios de Administración Local, Madrid, 1976.
- LÓPEZ RAMÓN, F., «Las dificultades de una legislación básica sobre concesiones administrativas», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, n.º 243, 1989, 563-610.
- «Utilización de aguas públicas», *Sistema jurídico de los bienes públicos*, Civitas Thomson Reuters, Pamplona,

versión en línea en Thomson Reuters Aranzadi Instituciones (BIB 2012\23708), 2012.

- LOPES RODRIGUES, C. H. e FOLLMANN JURGENFELD, V., «O neoliberalismo no governo Itamar Franco: Uma análise de sua política de privatizações», *Revista da Sociedade Brasileira de Economia Política*, n.º 60, 2021, pp. 145-176.
- LOSCH, M., STREITNER, J., GARY, W. e BERGER, P., *Energie in Österreich. Zahlen, Daten, Fakten*, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Viena, 2020.
- LUIZ PASE, H. e BASTOS MATOS, I. O., «Políticas públicas e energia: Como se forma a agenda do setor elétrico brasileiro», *7.º Congreso Latinoamericano de Ciencia Política*, ALACIP, Bogotá, 2013.
- MACFARLANE, D. e WATSON, A., «Hydro democracy: Water power and political power in Ontario», *Scientia Canadensis*, vol. 40, n.º 1, 2018, pp. 1-18.
- MAKOWSKI, N., «Regelung der Wasserkraft», *Göttinger Onlinebeiträge zum Agrarrecht*, MARTÍNEZ, J. (ed.), Institut für Landwirtschaftsrecht, n.º 02/18, 2017.
- MANSO, P., SCHLEISS, A. e SCHAEFLI, B., «Adaptation of Swiss hydropower infrastructure to meet future electricity needs», Conferencia: Hydro 2015, Burdeos, Francia, 2015.
- MARCOS FANO, J. M., «Historia y panorama actual del sistema eléctrico español», *Física y Sociedad*, n.º 13, 2003, pp. 10-17.
- MÁRMOL ACITORES, G. e SOTO TEJERO, H., «La deuda del sistema eléctrico. Situación actual y perspectivas futuras», *Cuadernos de Energía*, vol. 48, 2016, pp. 66-75.
- MARTIN, S. e PARKER, D., *The impact of privatization: ownership and corporate performance in the UK*, Routledge, Londres, 1997.

- MARTÍN-RETORTILLO BAQUER, S., «La elaboración de la Ley de Aguas de 1866», *Revista de Administración Pública*, n.º 32, 1960, pp. 11-54.
- «Problemas de organización en materia de aguas públicas», *Revista de Administración Pública*, n.º 33, 1960, pp. 47-78.
- «Sobre la reforma de la Ley de Aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 44, 1964, pp. 25-58.
- «Competencias constitucionales y autonómicas en materia de aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 128, 1992, pp. 23-84.
- *El Derecho Civil en la génesis del Derecho Administrativo y de sus Instituciones*, edición dixital da 1.ª edición impresa de 1960, Universidade de Sevilla, Sevilla, 2012.
- MARTÍNEZ DE AGUIRRE ALDAZ, R., «Algunas consideraciones sobre la responsabilidad patrimonial *ex* artículo 1.911 del Código Civil y su actuación en el Derecho Administrativo», *Revista Jurídica de Navarra*, n.º 26, 1998, pp. 159-175.
- MEILÁN GIL, J. L., «Sobre la determinación conceptual de la autorización y la concesión (A propósito del régimen jurídico de las Centrales Lecheras)», *Revista de Administración Pública*, n.º 71, 1973, pp. 59-100.
- MELLE HERNÁNDEZ, M., «Las privatizaciones en España: objetivos y algunos efectos», *Cuadernos de Información Económica*, n.º 158, 2000, pp. 77-87.
- MELLADO RUIZ, L., «Reformas pendientes de la administración y del régimen jurídico del agua en Portugal y España: distribución competencial, integración de planes y corresponsabilización de los agentes sociales», *VIII Congresso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 111-133.
- MENDES DE ALMEIDA Jr, J. T., «Regulação da água no Brasil e em alguns modelos estrangeiros», *Água, sustentabilidade e*



- direito (Brasil-Espanha)*, MOLINA GIMÉNEZ, A., AHMED, F., MELGAREJO MORENO, J., BUZAGLO DANTAS, M. e MÁRCIO CRUZ, P. (organizs.), UNIVALI, 2015, pp. 134-148.
- MENDOZA LOSANA, A. I., «La nueva regulación del sector eléctrico: nuevos derechos para los consumidores y nuevo régimen de precios», Centro de Estudos de Consumo da Universidade de Castela-A Mancha, 2014.
- MENÉNDEZ GALLEGO, F., «La extinción de las concesiones hidroléctricas no construidas y reversión del patrimonio adquirido», *Agua y energía*, EMBID IRUJO, A., Civitas Thomson Reuters, Pamplona, 2010, pp. 313-336.
- MENÉNDEZ REXACH, Á., «¿A quién pertenece el agua? A vueltas con los travases», *Encuentros Multidisciplinares*, vol. 10, n.º 29, 2008, pp. 21-29.
- «La génesis de la Ley de Aguas de 1985: problemas y objetivos», *Treinta años de la ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.) Thomson Reuters Aranzadi, Navarra 2016, pp. 15-56.
- «El dominio público como institución jurídica: configuración histórica y significado actual en el derecho público español», *Revista Jurídica Universidad Autónoma de Madrid*, n.º 10, 2004, pp. 209-223.
- MESTRE DELGADO, J. F., «La extinción de las autorizaciones y concesiones demaniales», *Comentarios a la Ley 33/2003, del Patrimonio de las Administraciones Públicas*, CHINCHILLA MARÍN, M. C. (coord.), Civitas Thomson Reuters, Madrid, 2004. pp. 491-520.
- MEYER, R. A., «Publicly owned versus privately owned utilities: A policy choice», *The Review of Economics and Statistics*, vol. 57, n.º 4, 1975, pp. 391-399.
- MIGNORANCE MARTÍN, C., «Energías renovables y riesgo regulatorio: los principios de seguridad jurídica, irretroactividad y protección de la confianza legítima en el

- ámbito de la producción de energía eléctrica desde fuentes proambientales», *Revista Andaluza de Administración Pública*, n.º 87, 2013, pp. 137-185.
- MOLINA GIMÉNEZ, A., *Trasvases, medio ambiente y planificación hidrológica. Reflexiones a la luz del tercer ciclo de planificación (2022-2027)*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2023.
- MOLINA IBÁÑEZ, M., «La producción y el consumo de energía eléctrica en España», *Geographicalia*, n.º 1, 1977, pp. 51-96.
- MONTES, E., «El déficit tarifario», *Economistas*, n.º 30 (131), 2012, pp. 235-239.
- MORAN, E. F., LOPEZ, M. C., MOORE, N., MÜLLER, N. e HYNDMAN, D. W., «Sustainable hydropower in the 21st century», *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 115, n.º 47, 2018, pp. 11891-11898.
- MOREIRA MENDES, L. M., RIBEIRO SOUZA, G. A. e ANDRADE SANTOS, H., «Downstream alterations on hydrodynamic fields by hydropower plant operations: implications for upstream fish migration», *Hydrobiologia*, n.º 849, 2022, pp. 281-307.
- MORELL OCAÑA, L., «Las titularidades sobre aguas privadas», *Revista de Administración Pública*, n.º 154, 2001, pp. 7-46.
- MOREU BALLONGA, J. L., «Una reflexión sobre la política y legislación hidráulicas y sobre los travases», *Revista de Administración Pública*, n.º 182, 2010, pp. 39-83.
- MOREU CARBONELL, E., «Desmitificación, privatización y globalización de los bienes públicos: del dominio público a las «obligaciones de dominio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 161, 2003, pp. 435-477.
- MUNNÉ, A., BARDINA, M., SOLÀ, C. e PRAT, N., «El análisis de los planes de cuenca desde la perspectiva de su posible impacto en el estado ecológico de las masas de agua», *VIII*

- Congresso Ibérico de Gestão e Planeamento da Água*, 2013, pp. 138-145.
- MUÑOZ MACHADO, S., «Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia», *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.ª edición, Iustel, 2009, pp. 17-51.
- MUR SANGRÁ, M., «Privatización y eficiencia: el caso de Endesa», VIII Encuentro de Economía Aplicada, Murcia, 2005.
- NAGEL, A. C. e PTAK, T., «Approaching obsolescence? A multi-criteria analysis of high-risk dams in the United States Pacific Northwest», *International Journal of Water Resources Development*, vol. 38, n.º 2, 2022, pp. 217-241
- NAREDO, J. M., «Lo público y lo privado, la planificación y el mercado, en la encrucijada actual de la gestión del agua en España», *Panel científico-técnico de seguimiento de la política de aguas*, Fundación Nova Cultura da Auga, Sevilla, en liña, <http://www.unizar.es/fnca>, 2008.
- NAVARRO RODRÍGUEZ, P., *La Comisión Nacional de Energía. Naturaleza, funciones y régimen jurídico*, 1.ª edición, Marcial Pons, Madrid, 2008.
- NETHERTON, A., «The Political Economy of Canadian Hydro-Electricity: Between Old “Provincial Hydros” and Neoliberal Regional Energy Regimes», *Canadian Political Science Review*, vol. 1, n.º 1, 2007, pp. 107-124.
- NEUBARTH, J., «Social and economic drivers for hydropower development in Danube countries», informe de e3 consult GmbH encargado pola International Commission for the Protection of the Danube River, 2020.
- NEUBERG, L. G., «Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems», *The Bell Journal of Economics*, vol. 8, n.º 1, 1977, pp. 303-323.
- NOGUEIRA LÓPEZ, A., «Evolución e deficiencias do dereito ambiental en Galicia», *Análisis y reflexiones sobre el*

- Derecho Ambiental en Galicia: Jornadas sobre la situación actual y nuevas perspectivas del Derecho Ambiental en Galicia (CEIDA, 26 de noviembre 2008)*, 2009, pp. 73-83.
- «Derecho y políticas ambientales en Galicia (segundo semestre 2012). Montes, aguas, vuelta atrás en la planificación de residuos y un último impulso a la espera de las elecciones», *Revista Catalana De Dret Ambiental*, vol. III, n.º 2, 2012.
- «Derecho y políticas ambientales en Galicia: escasa actividad normativa y conflictividad económica alrededor de actividades con repercusión ambiental», *Revista Catalana de Dret Ambiental*, vol. VI, n.º 1, 2015.
- «Derecho y políticas ambientales en Galicia (segundo semestre 2015). Galicia: una acción normativa programática con escaso fondo ambiental», *Revista Catalana de Dret Ambiental*, vol. VI, n.º 2, 2016.
- NOWLAN, L., «Customary Water Laws and Practices in Canada», informe realizado para a Organización das Nacións Unidas para a Alimentación e a Agricultura, 2004.
- NUÑEZ FERNÁNDEZ, A., «Regulación vs Liberalización: Evaluación de la Transición a la Competencia en el Sector Eléctrico. Aplicación práctica al caso español», tese de doutoramento, PÉREZ ARRIAGA, I. (dir.), Universidade Pontificia Comillas de Madrid, Madrid, 2010.
- NÚÑEZ ROMERO-BALMAS, G., «Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953)», *Revista de Historia Industrial*, n.º 3, 1995, pp. 39-80.
- OJEDA SAN MIGUEL, R., «Los libros de «registros de aguas»: una fuente para la historia industrial y de los recursos energéticos» *Revista de Historia Industrial*, n.º 15, 1999, pp. 179-188.
- OLMEDA MARGELÍ, M., «La energía ante el nuevo Plan Hidrológico de la Cuenca del Ebro», *Agua y energía*, EMBID IRUJO, A.

- (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2010, pp. 391-420.
- OLMEDO GAYA, A. I., «Estudio histórico del ferrocarril desde la perspectiva de sus normas reguladoras», II Congreso de Historia ferroviaria «Siglo y medio de ferrocarriles en Madrid, Aranjuez, 2001.
- ORTEGA SANTOS, A., «De aguas, tierras y políticas hidráulicas en la España contemporánea», *Vínculos de Historia*, n.º 1, 2012, pp. 73-94.
- OSBORNE, J. K., «California v. FERC: Federal Supremacy in Hydroelectric Power Continues», *Kentucky Law Journal*, vol. 80, n.º 1, 1991, pp. 353-375.
- PALACÍN FARRÉ, P., *El Sector Eléctrico Español de 1880 a 2005, su liberalización. Comparativa internacional*, 1.ª edición, Promocions e Publicacions Universitaries, Barcelona, 2007.
- PALAZUELOS, E., *El oligopolio que domina el sistema eléctrico. Consecuencias para la transición energética*, Akal, Madrid, 2019.
- PALOMAR OLMEDA, A., «La protección del medio ambiente en materia de aguas», *Revista de Administración Pública*, n.º 110, 1986, pp. 107-130.
- PACHEN-LEFEVRE, M. H. e CROS, A., «Concessions hydrauliques: un nouveau cadre juridique pour l'attribution et le renouvellement des concessions d'énergie hydraulique», *Lettre d'actualités juridiques Energie & Environnement Seban & Associés*, 07/06/2016, 2016, en línia, <https://www.seban-associés.avocat.fr/concessions-hydrauliques-nouveau-cadre-juridique-attribution-et-renouvellement-concessions-d-energie-hydraulique/>.
- PARADA VÁZQUEZ, J. R., «La nueva Ley de Contratos del Estado», *Revista de Administración Pública*, n.º 47, 1965, pp. 397-454.

- PAREJO ALFONSO, L., «Dominio público: un ensayo de reconstrucción de su teoría general», *Revista de Administración Pública*, n.º 100-102, 1983, pp. 2379-2422.
- «Cambio regulatorio, sector eléctrico y estado de necesidad», *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015, pp. 29-72.
- PAREJO GAMIR, R., «Transmisión y gravamen de concesiones administrativas», *Revista de Administración Pública*, n.º 107, 1985, pp. 7-78.
- PAREJO GAMIR, R. e RODRÍGUEZ OLIVER, J. M., *Lecciones de dominio público*, Instituto Católico de Artes e Industrias, Madrid, 1976.
- PARICIO RALLO, E., «El concepto europeo de servicio de interés general y los servicios municipales», *Cuadernos de Derecho Local*, n.º 32, 2013, pp. 103-116.
- PAYNE, H., «A long slog: What a ten year hydroelectric relicensing process demonstrates about public participation and administrative regulation theories», *Idaho Law Review*, vol. 53, n.º 1, 2017, pp. 41-92.
- PERERA, P. e ZHONG, L., *Water-energy nexus in the People's Republic of China and emerging issues*, Asian Development Bank, Metro Manila, Filipinas, 2017.
- PÉREZ BLANCO, S., «El derecho de reversión», *Revista jurídica de la Comunidad de Madrid*, n.º 26, 2008, pp. 145-163.
- PÉREZ PÉREZ, E., «Disposiciones decimonónicas sobre aguas. Ley de 1879», *Hitos históricos de los regadíos españoles*, GIL OLCINA, A. e GIL MORALES, A. (coords.), Ministerio de Agricultura, Alimentación e Medio Ambiente, Secretaría Xeral Técnica, 1992, pp. 183-202.
- PERNAS GARCÍA, J., «El principio de no causar un perjuicio significativo al medio ambiente (conocido como «DNSH») y su impacto en la gestión contractual de los fondos Next Generation», *Observatorio de Contratación Pública*,

21/10/2021, en liña, <https://www.obcp.es/opiniones/el-principio-de-no-causar-un-perjuicio-significativo-al-medio-ambiente-conocido-como-dnsh>.

- PESCATRICE, D. R. e TRAPANI III, J. M., «The performance and objectives of public and private utilities operating in the United States», *Journal of Public Economics*, vol. 13, n.º 2, 1980, pp. 259-276.
- PETHERAM, C. e MCMAHON, T. A., «Dams, dam costs and damnable cost overruns», *Journal of Hydrology X*, 2019, vol. 3, 100026.
- PINEAU, P. O., TRANCHECOSTE, L. e VEGA-CÁRDENAS Y., «Hydropower Royalties: A Comparative Analysis of Major Producing Countries (China, Brazil, Canada and the United States)», *Water*, Vol 9(4), n.º 287, 2017.
- PINHEIRO SAMPAIO, P. R. e GUERRA, S., «Relicitação das concessões de geração de energia elétrica e a reversão de bens», *Revista Brasileira de Políticas Públicas*, vol. 9, n.º 1, 2019, pp. 372-388.
- PIÑANES LEAL, J., «La distribución competencial en materia de transporte por carretera en el Estado de las autonomías», tese de doutoramento, GOMEZ-FERRER MORANT, R. (dir.), Universidade Complutense, Madrid, 1991.
- PLANA CASTELLVÍ, J. A., «Apuntes a una visión histórica del agua», *Treballs de la Societat Catalana de Geografia*, n.º 31, 1991, pp. 89-96.
- PLAZA MARTÍN, C., «El dominio público hidráulico», *El derecho de los bienes públicos*, GONZÁLEZ GARCÍA, J. V. (dir.), Tirant Lo Blanch, Valencia, 2005.
- PÖHLER, F., «Der Stellenwert der Wasserkraftnutzung in Bayern. Potentiale und Hemmnisse eines weiteren Ausbaus», *Wasserkraft mehr Wirkungsgrad+ mehr Ökologie= mehr Zukunft*, n.º 45, 2011, pp. 29-40.

- POLLIT, M. G., «Productive efficiency in electricity transmission and distribution systems», *Applied economics discussion paper series*, University of Oxford, Institute of Economics and Statistics, n.º 161, 1994.
- «Ownership and efficiency in nuclear power production», *Oxford Economic Papers*, vol. 48, n.º 2, 1996, pp. 342-360.
- PONCE HERRERO, G. e JUÁREZ SÁNCHEZ-RUBIO, C., «Del “agro-franquismo” al “electro-franquismo”: las grandes infraestructuras hidráulicas al servicio de los modelos socioeconómicos en la España de la dictadura (1939-1975)», *III Simposio Internacional de historia de la electrificación*, Cidade de México, 2015.
- PONCE SOLÉ, J., *Negociación de Normas y Lobbies. Por una mejor regulación que favorezca la transparencia, evite la corrupción y reduzca la litigiosidad*, 1.ª edición, Thomson-Reuters Aranzadi, Navarra, 2015.
- PRIMEAUX, W. J., «An assessment of X-efficiency gained through competition», *The Review of Economics and Statistics*, vol. 59, n.º 1, 1977, pp. 105-108.
- PROUDHON, V., *Traité du domaine public ou de la distinction des biens*, 2.ª edición, Chez Victor Lagier, Dijon. 1833.
- PUEYO, J., «Las relaciones entre las empresas eléctricas y el Estado franquista», *Jornadas de Historia de la Electricidad*, 2008.
- «La regulación de la industria de producción y distribución de energía eléctrica en España, 1939-1972», *Electra y el Estado. Volumen I*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.ª edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 61-439.
- PULIDO SAN ROMÁN, A., «Innovación, competitividad y privatización», *Teoría y política de privatizaciones: su contribución a la modernización económica: análisis del caso español*, Fundación SEPI, Madrid, 2004, pp. 185-199.



- QIU, X. e LI, H., «Energy Regulation and Legislation in China», *Environmental Law Reporter, News & Analysis*, vol. 7, 2012, pp. 10678-10693.
- QUINONES, R. M., GRANTHAM, T. E., HARVEY, B. N., KIERNAN, J. D., KLASSON, M., WINTZER, A. P. e MOYLE, P. B., «Dam removal and anadromous salmonid (*Oncorhynchus* spp.) conservation in California», *Reviews in Fish Biology and Fisheries*, vol. 25, n.º 1, 2015, pp. 195-215.
- RAMOS GIL, R., «La producción de energía eléctrica en régimen ordinario», *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.ª edición, Iustel, 2009, pp. 333-380.
- REGINA GIONGO, C. e ROSA MENDES, J. M., «A legitimação da injustiça social e ambiental: análise da legislação no campo da construção de hidrelétricas no Brasil», *Textos & Contextos (Porto Alegre)*, vol. 17, n.º 2, 2018, pp. 423-436.
- REGUEIRO FERREIRA, R. M. e DOLDÁN GARCÍA, X. R., «Los pequeños inversores eólicos: reflexiones económicas y ambientales», *M + A: Revista Electrónica de Medioambiente*, vol. 15, n.º 2, 2014, pp. 28-36.
- RIPLEY, D. I., «La utilización privativa de los bienes de dominio público: las concesiones demaniales en la nueva Ley de Patrimonio de las Administraciones Públicas», *Actualidad Jurídica Uriá & Menéndez*, n.º 8, 2004, pp. 25-36.
- RIQUELME SALAZAR, C. DE L., «El derecho al uso privativo de las aguas en España y Chile. Un estudio de derecho comparado», tese de doutoramento, CASADO CASADO, L. (dir.), Universidade Rovira i Virgili, Tarragona, 2013.
- RIVERO TORRE, P., «Antecedentes y visión global de la reforma eléctrica en España (una reflexión)», *Cuadernos de Energía*, vol. 44, 2015, pp. 54-60.
- RODELES, A. A., GALICIA, D. e MIRANDA, R. «Barriers to longitudinal river connectivity: review of impacts, study

- methods and management for Iberian fish conservation», *Limnetica*, vol. 39, n.º 2, 2020, pp. 601-619.
- RODRÍGUEZ-ARANA MUÑOZ, J., «La caducidad de las concesiones y autorizaciones de aguas (y II)», *Actualidad Administrativa*, n.º 3, 1994, pp. 21-28.
- «Reflexiones sobre la caducidad en el derecho público», *Revista Aragonesa de Administración Pública*, n.º 5, 1994, pp. 340-355.
- «La caducidad de las concesiones de aguas», *Nuevo derecho de aguas*, Thomson-Reuters Aranzadi, Pamplona, versión en línea en Thomson Reuters Aranzadi Instituciones (BIB 2007\3352), 2007.
- RODRÍGUEZ BAJÓN, S., «El concepto de riesgo regulatorio. Su origen jurisprudencial. Contenido, efectos y límites», *Revista de Administración Pública*, n.º 188, 2012, pp. 189-205.
- RODRÍGUEZ MONROY, C., «Evolución histórica reciente y situación actual del sector eléctrico español», *Cuadernos de Economía*, vol. 25, 2002, pp. 429-439.
- ROJAS, A. e MAÑUECO, P., «La reforma del sector eléctrico español», *Cuadernos de Información Económica*, n.º 239, 2014, pp. 41-48.
- ROJO RAMÍREZ, A., «Empresas concesionarias y sus problemas contables: La naturaleza del fondo de reversión», *Revista Española de Financiación y Contabilidad*, n.º 58, 1989, pp. 483-502.
- ROMERA ALONSO, P., «The liberalisation process of the spanish electricity sector», *Proceedings of the Tenth forum: Croatian Energy Day: Energy sector liberalisation and privatisation in transition-economy and EU countries: experiences and perspectives*, 2001, pp. 99-108.

- ROSADO PACHECO, S., «La concesión administrativa en la Ley de Reforma y Desarrollo Agrario», *Anuario de la Facultad de Derecho*, n.º 2, 1983, pp. 411-432.
- «La concesión administrativa de aguas (su nueva regulación)», *Anuario de la Facultad de Derecho*, n.º 4, 1986, pp. 167-202.
- ROTHWELL, G. e GOMEZ, T., «Electricity Economics –Regulation and Deregulation», *IEEE series on power engineering*, John Wiley & Sons publication, 2003.
- RUBÍN DE CÉLIX CABALLERO, M. «Seguridad de presas: Pasado, presente y futuro», *Revista del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos*, vol. 62, 2003, pp. 12-21.
- RUDBERG, P. M., «Constant Concessions Under Changing Circumstances: the Water and Renewable Energy Directives and Hydropower in Sweden», Stockholm Environment Institute, 2011.
- «Sweden’s Evolving Hydropower Sector: Renovation, Restoration and Concession Change», Stockholm Environment Institute, 2013.
- RUDBERG, P. M. e NILSSON, M., «Reducing our emissions while achieving good status of our water bodies –is it possible? Swedish hydropower in the limelight», *World Renewable Energy Congress-Sweden, 8-13 May; 2011, Linköping; Sweden*, Linköping University Electronic Press, 2011, pp. 2690-2696.
- RUIZ MOLINA, M. E., «Liberalización del mercado eléctrico y elegibilidad: consecuencias para el consumidor», *Revista de Treball, economia i Societat*, n.º 29, 2003, pp. 23-35.
- RUIZ OLMO, I., «El fomento de energías renovables en la sentencia del Tribunal Constitucional 96/2014, de 12 de junio: la aparente incompatibilidad del interés general con el de los productores», *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, RIVERO ORTEGA, R. e RASTROLLO SUÁREZ, J. J. (coords.), Salamanca, 2014, pp. 231-241.

- RUIZ OLMO, I. e DELGADO PIQUERAS, F., «La nueva regulación legal de las energías renovables: del régimen especial al régimen específico», *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, ALENZA GARCÍA, J. F. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2014, pp. 59-96.
- SÁENZ DE MIERA, G., DEL RÍO GONZÁLEZ, P. e VIZCAÍNO, I., «Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain», *Energy Policy*, vol. 36, n.º 9, 2008, pp. 3345-3359.
- SÁINZ MORENO, F., «El dominio público: una reflexión sobre su concepto y naturaleza, cincuenta años después de la fundación de la *Revista de Administración Pública*», *Revista de Administración Pública*, n.º 150, 1999, pp. 477-514.
- SALA ARQUER, J. M., *La revocación de los actos administrativos en el Derecho español*, Instituto de Estudios Administrativos, Madrid, 1974.
- SALINAS ALCEGA, S., «Adaptación a los impactos del cambio climático en los recursos hídricos transfronterizos: Respuestas desde el Derecho internacional y europeo», *Treinta años de la Ley de aguas de 1985*, EMBID IRUJO, A. (dir.), Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2016, pp. 155-206.
- SALLÉ ALONSO, C., «El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico», *Papeles de Economía Española*, n.º 134, 2012, pp. 101-116.
- SÁNCHEZ ANDRÉS, A., «La política energética en España: el caso del sector de la electricidad», *Ибероамериканские мепаду*, n.º 3, 2016, pp. 27-33.
- SÁNCHEZ COLL, F., «El «estallido» financiero de 2008 en EEUU: Un análisis institucional de sus principales factores determinantes», tese de doutoramento, TOBOSO, F. (dir.), Universidade de Valencia, Valencia, 2015, p. 320.

- SÁNCHEZ MARTÍNEZ, M. T., RODRÍGUEZ FERRERO, N. e SALAS VELASCO, M., «La gestión del agua en España. La unidad de Cuenca», *Revista de Estudios Regionales*, n.º 92, 2011, pp. 119-220.
- SÁNCHEZ MORÓN, M., «Los bienes públicos en general», *Los bienes públicos. Régimen jurídico*, SÁNCHEZ MORÓN, M. (dir.), Tecnos, Madrid, 1997.
- SANDULLI, M. A., «The italian system of hydroelectric concessions», *Rivista Italiana di Antitrust*, n.º 2, 2015, pp. 36-44.
- SANDULLI, M. A. e CONTE, G. B., «Le grandi derivazioni a scopo idroelettrico: Uso di una risorsa strategica fra problemi di competenza legislativa e tutela comunitaria del diritto di stabilimento e della concorrenza», *Revista Aragonesa de Administración Pública*, n.º 11, 2009, pp. 95-104.
- SANTANDREU CAPÓN, F. J., «Transmisión de títulos administrativos», *Foro*, n.º 11-12, 2010, pp. 83-146.
- SANZ, A., «Las privatizaciones. Algunos aspectos generales», *Cuadernos de Relaciones Laborales*, vol. 13, 1998, pp. 20-52.
- SANZ LARRUGA, F. J., «El régimen jurídico de las aguas de Galicia», Máster en Enxeñaría da Auga, Universidade da Coruña, 2006.
- SANZ RUBIALES, Í. e CARO-PATÓN CARMONA, I., «Los mercados artificiales de recursos naturales», *Libre mercado y protección ambiental: intervención y orientación ambiental de las actividades económicas*, SANZ LARRUGA, F. J., GARCÍA PÉREZ, M. e PERNAS GARCÍA, J. J. (dirs.), Instituto Nacional de Administración Pública, 2013, pp. 463-488.
- SANZ VILLARROYA, I. e SANAÚ VILLARROYA, J. J., «Configuración del sector eléctrico a partir de 1945 y crecimiento español», *XXII Encuentro de Economía Pública. Reformas y nuevos retos de los Estados de Bienestar: eficiencia y equidad*, Universidade de Vigo, Servizo de Publicacións, Vigo, 2016.

- SASTRE BECEIRO, M., «Sistema concesional de derechos de aguas y su aprovechamiento», *Derecho de Aguas*, CABEZAS CALVO-RUBIO, F. (dir.), MARTÍNEZ NIETO, A. (coord.), Fundación Instituto Euromediterráneo del Agua, Murcia, 2006, pp. 337-361.
- SENSIBA, C. R., SWIGER, M. A. e WHITE, S. L., «Deep decarbonization and hydropower», *Environmental Law Reporter, News & Analysis*, vol. 48, 2018, pp. 10.309-10.333.
- SERNA VALLEJO, M., «Los bienes públicos: formación de su régimen jurídico», *Anuario de Historia del Derecho Español*, n.º 75, 2005, pp. 967-1012.
- SERRANO GONZÁLEZ, M., «La CNE como regulador de los mercados energéticos» *Derecho de la regulación económica. III. Sector energético*, MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. e BACIGALUPO SAGGESE, M. (dirs.), 1.ª edición, Iustel, 2009, pp. 79-123.
- SHEER, D. P., «Dysfunctional Water Management: Causes and Solutions», *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 136, n.º 1, 2010, pp. 1-4.
- SIEMONSMEIER, M., BAUMANN, P., VAN BRACHT, N., SCHÖNEFELD, M., SCHÖNBAUER, A., MOSER, A., DAHLHAUG, O. e HEIDENREICH, S., «Hydropower Providing Flexibility for a Renewable Energy System: Three European Energy Scenarios», informe de HydroFlex, Trondheim, 2018.
- SOLARIN, S. A., BELLO, M. O. e BEKUN, F. V., «Sustainable electricity generation: the possibility of substituting fossil fuels for hydropower and solar energy in Italy», *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, vol. 28, n.º 5, 2021, pp. 429-439
- SORO MATEO, B., «La revisión de concesiones de uso privativo de agua para su adaptación a las exigencias ambientales de los planes hidrológicos y su eventual indemnización», *Revista*

- Aragonesa de Administración Pública*, n.º 47, 2016, pp. 151-179.
- SOTELO PÉREZ, M. e SOTELO PÉREZ, I., «Planificación y gestión del agua en España, en la actualidad», *Observatorio Medioambiental*, vol. 17, 2014, pp. 375-408.
- SOVACOO, B. K. e WALTER, G., «Internationalizing the political economy of hydroelectricity: security, development and sustainability in hydropower states», *Review of International Political Economy*, vol. 26, n.º 1, 2019, pp. 49-79.
- STIGLITZ, J., *La economía del sector público*, 3.ª edición, Antonio Bosch Editor, Barcelona, 2000.
- STEPHENS, J. C., «Energy democracy: Redistributing power to the people through renewable transformation», *Environment: Science and Policy for Sustainable Development*, Vol. 61, n.º 2, 2019, pp. 4-13.
- STOLL, B., ANDRADE, J., COHEN, S., BRINKMAN, G. e BRANCUCCI MARTINEZ-ANID, C., «Hydropower Modeling Challenges», National Renewable Energy Laboratory (U.S. Department of Energy), 2017.
- SUDRIÀ, C., «La electricidad en España antes de la Guerra Civil: una réplica», *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1990, pp. 651-660.
- «Puntualizaciones a la respuesta de Francesca Antolín», *Revista de Historia Económica*, n.º 3, 1990, pp. 673-675.
- «La restricción energética al desarrollo económico de España», *Papeles de Economía Española*, n.º 73, 1997, pp. 165-188.
- «La economía española bajo el primer franquismo: la energía», *VII Congreso de la Asociación de Historia Económica*, 2001.
- «El Estado y el sector eléctrico español bajo el franquismo: regulación y empresa pública», *Electra y el Estado*.

- Volumen I*, GARCÍA DELGADO, J. L. (dir.), 1.ª edición, Aranzadi, Navarra, 2007, pp. 17-60.
- SUN, M., ZHANG J. e TAN, Q., *The Energy Regulation and Markets Review*, capítulo dedicado a China, SCHWARTZ, D. (ed.), 10.ª edición, The Law Reviews, Londres, 2021, pp. 38-56.
- TANCREDI, M. e ALVES ABBUD, O., «Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?», *Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Textos para a Discussão*, n.º 128, 2013.
- TARLOCK, D., «Hydro law and the future of hydroelectric power generation in the United States», *Vanderbilt Law Review*, vol. 65, n.º 6, 2012, pp. 1.723-1.767.
- TERRAZAS PONCE, J. D., «La tutela jurídica del agua en el derecho romano», *Revista Chilena de Derecho*, vol. 39 n.º 2, 2012, pp. 371-409.
- TORRE DE SILVA LÓPEZ DE LETONA, V., «En torno a la concesión de aprovechamiento hidroeléctrico y a su situación inicial», *Revista Española de Derecho Administrativo*, n.º 79, 1993, pp. 457-473.
- TRIEBSWETTER, U. e WACKERBAUER, J., *Wasser-Standortfaktor für die bayerische Wirtschaft*, Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, informe encargado polo Ministerio de Medio Ambiente e Sanidade de Baviera, ifo Forschungsberichte, 2010, p. 39.
- TRILLO-FIGUEROA MARTÍNEZ-CONDE, J., «Liberalización eléctrica en España: aspectos básicos de su regulación», *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico*, 1.ª edición, Civitas, Madrid, 1998, pp. 37-83.
- UDDIN, K., «Hydropower Dams, Environment and Politics», *Journal of International Affairs*, vol. 2, n.º 1, 2018, pp. 1-18.
- URÍA-MARTÍNEZ, R., JOHNSON, M. M. e SHAN, R., «U.S. Hydropower Market Report», informe elaborado para a



- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U. S. Department of Energy, 2021.
- VAQUER CABALLERÍA, M., «Demanio, obra pública y servicio público en el abastecimiento de aguas a la población: el problema de la caducidad por término de las concesiones en la materia», *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, n.º 291, 2003, pp. 1197-1225.
- VALENCIA VILA, S., «Artigo 21. Obriga de resolver», *Lei 39/2015 comentada por letrados da Xunta de Galicia. Comentarios, anotacións e xurisprudencia sobre a Lei 39/2015, do 1 de outubro, do Procedemento Administrativo Común das Administracións Públicas*, DÍAZ CARBAJO, C., NOVO CASTRO, M. I. e VALENCIA VILA, S. (coords.), Escola Galega de Administración Pública, Santiago de Compostela, 2017, pp. 138-146.
- VAN ATTEN, C., SAHA, A., HELLGREN, L. e LANGLOIS, T., «Benchmarking Air Emissions of the 100 Largest Electric Power Producers in the United States», informe realizado por M. J. Bradley & Associates LLC, 2021.
- VAN SLUYS, B., HANSEN, M., OSLANSKI A., HANSEN, L., BUDGELL, P., MOSS, G., STOGRAN, M., NADEW, M., HUNDAL, M., HOYLE, A. e JOHNSON M., «Canada's Energy Future 2020», informe de Canada Energy Regulator, VAN SLUYS, B., HANSEN, M. e OSLANSKI A. (dirs.), 2020.
- VÁZQUEZ MATILLA, F. J., *Las concesiones demaniales para estacionamientos subterráneos para residentes*, 1.ª edición, Bubok, 2012.
- VELÁZQUEZ CURBELO, F., *Manual práctico de contratación administrativa adaptado a la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas (L. 13/1995, de 18 de mayo, BOE de 19 de mayo) y a su Reglamento de desarrollo parcial (RD 390/1996, de 1 de marzo, BOE de 21 de marzo)*, Marcial Pons, Madrid, 1997.

- VERA JURADO, D. J., «El régimen jurídico del patrimonio de destino en la concesión administrativa de servicio público», *Revista de Administración Pública*, n.º 109, 1986, pp. 217-246.
- VERGARA BLANCO, A., «La teoría del dominio público: el estado de la cuestión», *Revista de Derecho Público*, vol. I, n.º 114, 1989, pp. 27-58.
- «Teoría del dominio público y afectación minera», *Revista Chilena de Derecho*, vol. 17, 1990, pp. 135-159.
- VERGÉS-JAIME, J., *Las privatizaciones de empresas públicas en España*, 5.ª edición Universidad Autónoma de Barcelona, Barcelona, 2013, recuperado de: <https://ddd.uab.cat/record/130250>.
- VICENTE DAVILA, F., «El principio de no causar un perjuicio significativo al medio ambiente (DNSH) como mecanismo de evaluación ambiental de las actuaciones del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia: a propósito de la Orden HFP/1030/2021, del 29 de septiembre por la que se configura el sistema de gestión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia», *Actualidad Jurídica Ambiental*, 2022, n.º 119, pp. 10-37.
- VICKERS, J. e YARROW, G., *Privatization: an economic analysis*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1988.
- VILLAR PALASÍ, J. L., «Concesiones administrativas», *Nueva Enciclopedia Jurídica*, vol. IV, Francisco Seix Editor, Barcelona, 1952, pp. 684-770.
- *Derecho administrativo*, 1.ª edición, Sección de Publicaciones da Universidade de Madrid, Facultade de Dereito, Madrid, 1968.
- Prólogo a: ARIÑO ORTIZ, G., *Economía y Estado: crisis y reforma del sector público*, Marcial Pons, Madrid, 1993.

- VIVES, X., «El reto de la competencia en el sector eléctrico», IESE Business School, Universidade de Navarra, *Ocasional Paper* n.º 06/13, 2006.
- WAGNER, B., HAUER, C., SCHODER, A. e HABERSACK H., «A review of hydropower in Austria: Past, present and future development», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, 2015, pp. 304-314.
- WALLIS S. e PERRAUDIN, F., «Retour des concessions», Service de l'énergie et des forces hydrauliques du Canton du Valais (SEFH), 2021.
- WALVIS, A. e LOPES GONÇALVES, E. D., *Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia*, Serviço de publicações do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura, 2014.
- WILLIAMSON, O., *The economic institutions of capitalism*, Free Press, Nova York, 1985.
- XU, J., POLLITT, M., XIE, B. C. e YANG, C. H., «China's Energy Law Draft and the Reform of its Electricity Supply Sector», *EPRG Working Paper 2028-Cambridge Working Paper in Economics 2091*, 2020.
- YOUMEI, L., «Hydropower and Sustainable Development in China», United Nations Symposium on Hydropower and Sustainable Development, Pekín, outubro de 2004.
- ZARFL, C., LUMSDON, A. E., BERLEKAMP, J., TYDECKS, L. e TOCKNER, K., «A global boom in hydropower dam construction», *Aquatic Sciences*, vol. 77, n.º 1, 2015, pp. 161-170.
- ZHANG, Y., TANG, W., DUFFIELD, C. F., ZHANG, L. e HUI, F. K. P., «Environment Management of Hydropower Development: A Case Study», *Energies*, vol. 14, n.º 7, 2021.
- ZHAO, Z. Y., ZUO, J., FAN, L. L. e ZILLANTE, G. «Impacts of renewable energy regulations on the structure of power

generation in China –a critical analysis», *Renewable Energy*, vol. 36, n.º 1, 2011, pp. 24-30.

## DOCUMENTACIÓN

- AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE (ARERA), «Relazione 306/2020/I: Relazione annuale all'agenzia internazionale per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia e alla Commissione Europea sull'attività svolta e i compiti dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente», 2021, en liña, <https://www.arera.it/allegati/docs/21/344-21.pdf>.
- AXENCIA EUROPEA DE MEDIO AMBIENTE, «European waters. Assessment of status and pressures», 2018, en liña, <https://www.eea.europa.eu/publications/state-of-water/>.
- CANADIAN HYDROPOWER ASSOCIATION, «HYDROPOWER AND THE CANADIAN ECONOMY: JOBS AND INVESTMENT IN Canada's largest electricity source», *2015 Forum on Hydropower*, 2015.
- CENTRO DE ESTUDOS E EXPERIMENTACIÓN DE OBRAS PÚBLICAS, «Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España», informe técnico para Ministerio de Agricultura e Pesca, Alimentación e Medio Ambiente, 2017, en liña, [https://ceh.cedex.es/web\\_ceh\\_2018/documentos/CAMREC/2017\\_07\\_424150001\\_Evaluaci%C3%B3n\\_cambio\\_clim%C3%A1tico\\_recu.pdf](https://ceh.cedex.es/web_ceh_2018/documentos/CAMREC/2017_07_424150001_Evaluaci%C3%B3n_cambio_clim%C3%A1tico_recu.pdf).
- CNMC, «Régimen especial de producción de energía eléctrica en España», informe do 2 de xullo de 2014.
- «Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2020», 2021.
- COMISIÓN EUROPEA, «Estrategia europea de la seguridad energética», comunicación da Comisión ao Parlamento Europeo e ao Consello do 28 de maio de 2014.
- CONSELLO ECONÓMICO E SOCIAL DE ESPAÑA, «Informe 04/2017. El sector eléctrico en España», informe elaborado por iniciativa propia polo Consello Económico e Social, 2017.

- CPFL ENERGIA, «Características dos Sistemas Eléctricos e do Setor Eléctrico de Países e/ou Estados seleccionados», *Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Eléctrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Seleccionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente*, 2014.
- DEPUTACIÓN DE BARCELONA, *Guía para el impulso de comunidades energéticas con perspectiva municipal*, 2021.
- DEPUTACIÓN DE HUESCA, *Informe jurídico relativo a cuestiones generales sobre extinción y reversión de concesion de aprovechamientos hidroeléctricos y su incidencia en los municipios de la provincia de Huesca, así como la aplicación de los rendimientos a la restitución territorial de los municipios afectados*, 2016.
- EDF, «Setting up of an ad hoc committee», 19 de xullo de 2022, en liña, <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/setting-up-of-an-ad-hoc-committee>.
- ENERGÍA Y SOCIEDAD, «Manual de la energía. Electricidad», 2021, en liña, <https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.pdf>.
- ENERGIE BEHEER NEDERLAND, «A Sea of Opportunity. Exploration in The Netherlands», 2019, en liña, <https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2019/06/Brochure-A-Sea-of-Opportunity-The-Netherlands.pdf>.
- GOVERNMENT OF BRITISH COLUMBIA, *Clean Energy Production in B.C. An Inter-Agency Guidebook for Project Development*, 2016, en liña, [788](https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-resource-use/land-water-use/crown-land/land-use-plans-and-objectives/natural-resource-major-projects/major-projects-</a></p>
</div>
<div data-bbox=)

- office/guidebooks/clean-energy-projects/clean\_energy\_guidebook.pdf.
- IIDMA, «Comunidades energéticas: Aportaciones jurídicas para su desarrollo en España», 2021.
- INSTITUTO ACENDE BRASIL, «Concessões do Setor Elétrico: Alternativa de Políticas Públicas», *White Paper* n.º 5, 2011.
- INSTITUTO VALENCIANO DE COMPETITIVIDAD EMPRESARIAL, *Plan para el fomento de las comunidades energéticas locales en la Comunitat Valenciana*, Consellería de Economía Sostenible, Sectores Productivos, Comercio e Trabajo, 2020.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, «Energy policies of IEA countries. Norway, 2017 Review», 2017.
- «Energy policies of IEA countries. Switzerland, 2018 Review», 2018.
- «Energy policies of IEA countries. Sweden, 2019 Review», 2019.
- «Energy policies of IEA countries. United States, 2019 Review», 2019.
- «Austria 2020. Energy Policy Review», 2020.
- «Germany 2020 Energy Policy Review», 2020.
- «France 2021. Energy Policy Review», 2021.
- «Portugal 2021. Energy Policy Review», 2021.
- «Canada 2022. Energy Policy Review», 2022.
- INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION, «2021 Hydropower Status Report Sector trends and insights», 2021, en línea, [https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/60c37321987070812596e26a\\_IHA20212405-status-report-02\\_LR.pdf](https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/60c37321987070812596e26a_IHA20212405-status-report-02_LR.pdf).
- IPCC, «Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the

- Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change», PÖRTNER, H.-O., ROBERTS, D. C., TIGNOR, M., POLOCZANSKA, E. S., MINTENBECK, K., ALEGRÍA, A., CRAIG, M., LANGSDORF, S., LÖSCHKE, S., MÖLLER, V., OKEM, A. e RAMA, B. (eds.), Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido e Nova York, en liña, [https://report.ipcc.ch/ar6/wg2/IPCC\\_AR6\\_WGII\\_FullReport.pdf](https://report.ipcc.ch/ar6/wg2/IPCC_AR6_WGII_FullReport.pdf)
- IRENA, «Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers», Abu Dabi, 2018.
- MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE, «Hydroélectricité», 2021, en liña, <https://www.ecologie.gouv.fr/hydroelectricite>.
- MITECO, «Generación de energía a partir del agua. Tipos de centrales hidráulicas y elementos que las conforman y minicentrales hidroeléctricas», 2014, p. 3, en liña, [https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/310generaciondeenergiaapartirdelaguatiposdecentraleshidraulicasyelementosquelasconformanyminicentraleshidroelectricas\\_tcm30-215763.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/310generaciondeenergiaapartirdelaguatiposdecentraleshidraulicasyelementosquelasconformanyminicentraleshidroelectricas_tcm30-215763.pdf).
- «Síntesis de los planes hidrológicos españoles. Segundo ciclo de la DMA (2015-2021)», 2018, (en liña) [https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/plani-ficacion-hidrologica/libro\\_sintesis\\_pphh\\_web\\_tcm30-482083.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/plani-ficacion-hidrologica/libro_sintesis_pphh_web_tcm30-482083.pdf) [consulta 9 de febreiro de 2023]
- OFFICE FÉDÉRAL DE L'ÉNERGIE OFEN, «Potentiel hydroélectrique de la Suisse. Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050», Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), 2019.
- OFFICE OF ENERGY PROJECTS, *Hydropower Primer: A Handbook of Hydropower Basics*, Federal Energy Regulatory Commission, 2017.



PRESIDENCIA DO GOBERNO-DEPARTAMENTO DE SEGURIDADE NACIONAL, «Estrategia de Seguridad Energética Nacional 2015», 2015.

SECRETARÍA DE ESTADO DDE ENERXÍA, *Estrategia de almacenamiento energético*, Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico, Vicepresidencia Cuarta do Goberno de España, Madrid, 2021.

SAUVONS LE CLIMAT, «Renouvellement des concessions hydroélectriques en concurrence», 2013, en liña, [https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf\\_files/atelier-bois-2013/Delacoux-Concessions.pdf](https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/atelier-bois-2013/Delacoux-Concessions.pdf).

WWF, *¿Quién paga el agua? Una propuesta para la recuperación de costes*, 2017, en liña, [https://d80g3k8vowjyp.cloudfront.net/downloads/factsheet\\_recuperacioncos\\_tesespana\\_ed1.pdf](https://d80g3k8vowjyp.cloudfront.net/downloads/factsheet_recuperacioncos_tesespana_ed1.pdf).

## WEBGRAFÍA

### Páxinas webs consultadas:

- Páxina web de Augas de Galicia: [augasdegalicia.xunta.gal](http://augasdegalicia.xunta.gal)
- Páxina web da axencia de noticias Reuters: <https://www.reuters.com/>
- Páxina web da Axencia Estatal de Meteoroloxía: <http://www.aemet.es>
- Páxina web da Axencia Europea de Medio Ambiente: [www.eea.europa.eu](http://www.eea.europa.eu)
- Páxina web da Axencia Instituto Enerxético de Galicia: [www.inega.gal](http://www.inega.gal)
- Páxina web da compañía A2A: [www.a2a.eu](http://www.a2a.eu)
- Páxina web da compañía Adger Energy: [www.ae.no/](http://www.ae.no/)
- Páxina web da compañía AES Brasil: [www.aesbrasil.com.br](http://www.aesbrasil.com.br)
- Páxina web da compañía Alpiq: [www.alpiq.com](http://www.alpiq.com)
- Páxina web da compañía Axpo: [www.axpo.com](http://www.axpo.com)
- Páxina web da compañía BC Hydro: [www.bchydro.com](http://www.bchydro.com)
- Páxina web da compañía Berkshire Hathaway Energy: [www.brkenenergy.com](http://www.brkenenergy.com)
- Páxina web da compañía BKW: [www.bkw.ch](http://www.bkw.ch)
- Páxina web da compañía China Three Gorges Project Corporation: [www.ctg.com.cn](http://www.ctg.com.cn)
- Páxina web da compañía China Three Gorges Project Corporation Brasil: [www.ctgbr.com.br](http://www.ctgbr.com.br)
- Páxina web da compañía CPFL Energia: [www.cpfl.com.br](http://www.cpfl.com.br)
- Páxina web da compañía da Compañía Energética de Minas Gerais: [www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br)

- Páxina web da compañía da Companhia Paranaense de Energia: [www.copel.com](http://www.copel.com)
- Páxina web da compañía Dominion Energy: [www.dominionenergy.com](http://www.dominionenergy.com)
- Páxina web da compañía Duke Energy: [www.duke-energy.com](http://www.duke-energy.com)
- Páxina web da compañía Eco Energy: [hafslundeco.no](http://hafslundeco.no)
- Páxina web da compañía EDF: [www.edf.fr](http://www.edf.fr)
- Páxina web da compañía EDP: [www.edp.com](http://www.edp.com)
- Páxina web da compañía EDP Brasil: [www.edp.com](http://www.edp.com)
- Páxina web da compañía Edison: [www.edison.it](http://www.edison.it)
- Páxina web da compañía Eletrobras: [www.eletrobras.com](http://www.eletrobras.com)
- Páxina web da compañía EnBW: [www.enbw.com](http://www.enbw.com)
- Páxina web da compañía Endesa: [www.endesa.com](http://www.endesa.com)
- Páxina web da compañía Enel: [www.enel.com](http://www.enel.com)
- Páxina web da compañía Enel Green Power: [www.enelgreenpower.com](http://www.enelgreenpower.com)
- Páxina web da compañía ENI: [www.eni.com](http://www.eni.com)
- Páxina web da compañía ENGIE: [www.engie.com](http://www.engie.com)
- Páxina web da compañía ENGIE Brasil: <https://brasil.edp.com>
- Páxina web da compañía Exelon Corporation: [www.exeloncorp.com](http://www.exeloncorp.com)
- Páxina web da compañía E.ON: [www.eon.com](http://www.eon.com)
- Páxina web da compañía Fortum: [www.fortum.com](http://www.fortum.com)
- Páxina web da compañía Groupe E: [www.groupe-e.ch](http://www.groupe-e.ch)
- Páxina web da compañía Hydro-Québec: [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com)

- Páxina web da compañía Iberdrola: [www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)
- Páxina web da compañía Manitoba Hydro: [www.hydro.mb.ca](http://www.hydro.mb.ca)
- Páxina web da compañía Nalcor Energy: [www.nalcorenergy.com](http://www.nalcorenergy.com)
- Páxina web da compañía Nant de Drance SA: [www.nant-de-drance.ch](http://www.nant-de-drance.ch)
- Páxina web da compañía Naturgy: [www.naturgy.com](http://www.naturgy.com)
- Páxina web da compañía Ontario Power Generation: [www.opg.com](http://www.opg.com)
- Páxina web da compañía Rede Eléctrica de España: [www.ree.es](http://www.ree.es)
- Páxina web da compañía RWE: [www.rwe.com](http://www.rwe.com)
- Páxina web da compañía Schluchseewerk AG: [www.schluchseewerk.de](http://www.schluchseewerk.de)
- Páxina web da compañía Sotavento Galicia, S. A.: [www.sotaventogalicia.com](http://www.sotaventogalicia.com)
- Páxina web da compañía Southern Company: [www.southerncompany.com/](http://www.southerncompany.com/)
- Páxina web da compañía Statkraft: [www.statkraft.no](http://www.statkraft.no)
- Páxina web da compañía Uniper: [www.uniper.energy](http://www.uniper.energy)
- Páxina web da compañía Vattenfall: [group.vattenfall.com](http://group.vattenfall.com)
- Páxina web da compañía Verbund: [www.verbund.com](http://www.verbund.com)
- Páxina web da Confederación Hidrográfica do Cantábrico: [www.chcantabrico.es](http://www.chcantabrico.es)
- Páxina web da Confederación Hidrográfica do Douro: [www.chduero.es](http://www.chduero.es)
- Páxina web da Confederación Hidrográfica do Miño-Sil: [www.chminosil.es](http://www.chminosil.es)

- Páxina web do Canada Energy Regulator: [www.cer-rec.gc.ca](http://www.cer-rec.gc.ca)
- Páxina web do Corpo de Enxeñeiros do Exército dos Estados Unidos: [www.usace.army.mil](http://www.usace.army.mil)
- Páxina web de datos de libre acceso do Banco Mundial: [datos.bancomundial.org](http://datos.bancomundial.org)
- Páxina web da Deputación de Huesca: [www.dphuesca.es](http://www.dphuesca.es)
- Páxina web do diario El Confidencial: [www.elconfidencial.com](http://www.elconfidencial.com)
- Páxina web do diario El País: [www.elpais.com](http://www.elpais.com)
- Páxina web do diario Eldiario.es: [www.eldiario.es](http://www.eldiario.es)
- Páxina web do diario Energy News: [www.energynews.pro](http://www.energynews.pro)
- Páxina web do diario Galicia Press: [www.galiciapress.es](http://www.galiciapress.es)
- Páxina web do diario La Voz de Galicia: [www.lavozdegalicia.es](http://www.lavozdegalicia.es)
- Páxina web do diario Libération: [www.liberation.fr](http://www.liberation.fr)
- Páxina web do diario Valor Económico: <https://valor.globo.com/>
- Páxina web de Energía y Sociedad: [www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es)
- Páxina web da Energifakta Noruega: [energifaktanorge.no](http://energifaktanorge.no)
- Páxina web de iagua: [www.iagua.es](http://www.iagua.es)
- Páxina web da International Energy Agency: [www.iea.org](http://www.iea.org)
- Páxina web do Instituto para a Transición Xusta: [www.transicionjusta.gob.es](http://www.transicionjusta.gob.es)
- Páxina web da International Hydropower Association: <https://www.hydropower.org/>
- Páxina web da Oficina de Recuperación dos Estados Unidos: [www.usbr.gov](http://www.usbr.gov)

- Páxina web da Organización das Nacións Unidas:  
[www.un.org/es](http://www.un.org/es)
- Paxina web do medio alemán Der Aktionär:  
[www.deraktionaer.de](http://www.deraktionaer.de)
- Páxina web do Ministère de la Transition Écologique francés:  
[www.ecologie.gouv.fr](http://www.ecologie.gouv.fr)
- Páxina web do Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico español: [www.mapama.gob.es/es](http://www.mapama.gob.es/es)
- Páxina web do Operador do Mercado Ibérico de Enerxía:  
[www.omie.es](http://www.omie.es)
- Páxina web da Réseau de Transport d'Électricité francesa:  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)
- Páxina web da Sociedade Española de Presas e Embalses:  
[www.seprem.es/index.php](http://www.seprem.es/index.php)
- Páxina web da sección española de World Wildlife Fund for Nature: [www.wwf.es](http://www.wwf.es)
- Páxina web do Senado español: [www.senado.es](http://www.senado.es)