

Trabajo de Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

Futuro de las centrales hidroeléctricas: perspectivas sobre concesiones

Autor: Julia Chaves Vargas

Tutor: Pascual Riesco Chueca

Ramón Abella Monserrat

**Dpto. Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de
Fluidos**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2024



Trabajo de Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

Futuro de las centrales hidroeléctricas: perspectivas sobre concesiones

Autor:

Julia Chaves Vargas

Tutor:

Pascual Riesco Chueca

Ramón Abella Monserrat

Dpto. de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Carrera: Futuro de las centrales hidroeléctricas: perspectivas sobre concesiones

Autor: Julia Chaves Vargas

Tutor: Pascual Riesco Chueca
Ramón Abella Monserrat

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Gracias a mi familia por haberme permitido crecer en todas las direcciones que mi imaginación me decía.

Gracias a mis amigas y amigos por apoyarme y enseñarme que fallar también puede ser divertido.

Gracias a mis profesores y profesoras por transmitirme su conocimiento y su curiosidad, que se volvieron contagiosas.

Gracias a todos los que, con pequeñas acciones, consciente o inconscientemente me habéis impulsado hasta aquí.

Julia Chaves Vargas

Sevilla, 2024

Resumen

Este Trabajo de Fin de Carrera (TFC) aborda la incertidumbre en torno al futuro de las centrales hidroeléctricas en España al llegar al término de sus concesiones administrativas, habida cuenta de su importancia en la red eléctrica como máquinas síncronas que proporcionan estabilidad. Se examina la evolución histórica de las concesiones, el marco legal vigente y los desafíos actuales del sector, para poder comprender la situación actual en la que nos encontramos. Se evalúan posibles escenarios tras el vencimiento de las concesiones actuales, incluyendo la gestión pública, la renovación de concesiones a empresas privadas y el desmantelamiento de las centrales. La investigación incluye un análisis comparativo a nivel internacional, identificando prácticas y soluciones aplicables al contexto español. Además, se realiza un estudio presupuestario de una central de bombeo para evaluar su rentabilidad y viabilidad, utilizando datos específicos de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir y de profesionales del sector.

El objetivo final de este TFC es ofrecer una visión clara y fundamentada sobre el futuro de las concesiones hidroeléctricas en España, entendidas como parte de un recurso internacionalmente reconocido como estratégico. Ello va orientado a proporcionar recomendaciones para una gestión justa y equitativa del recurso hidroeléctrico.

Agradecimientos	vii
Resumen	viii
Índice	ix
Índice de Tablas	xi
Índice de figuras	xii
Notación	xiv
1 Introducción	1
1.1 <i>Sistemas de la energía eléctrica</i>	2
1.2 <i>Reacción del Sistema eléctrico ante fallos</i>	6
1.2.1 Efectos en la red debidos al despliegue de las renovables	8
1.3 <i>Funcionamiento del mercado eléctrico</i>	10
1.3.1 Curva de casación	11
1.4 <i>Importancia de la energía hidráulica para el mercado intradiario</i>	12
2 Centrales Hidroeléctricas	15
2.1 <i>Tipos de centrales</i>	16
2.1.1 Centrales fluyentes	16
2.1.2 Centrales de embalse	17
2.1.3 Centrales de bombeo	17
2.1.4 Minicentrales	19
2.2 <i>Partes de una Central Hidroeléctrica</i>	20
2.2.1 Turbinas hidráulicas	26
2.3 <i>Selección de centrales</i>	28
2.4 <i>Central hidroeléctrica de Guillena</i>	28
2.4.1 Últimas mejoras	30
3 Normativa vigente	33
3.1 <i>Conceptos fundamentales</i>	33
3.2 <i>Marco legislativo</i>	36
3.2.1 Normativa Comunitaria	36
3.2.2 Normativa Nacional	36
3.2.3 Normativa Autonómica	37
3.3 <i>Contratos de Concesión de Obras Hidráulicas</i>	38
3.3.1 Introducción a los Contratos de Concesión	39
3.3.2 Contenido de los Contratos	42
3.3.3 Cese de la concesión para el uso privativo del agua en centrales hidroeléctricas	42
3.3.4 Evolución y problemática de la normativa	44
3.3.5 Situación actual	45
4 Posibles desenlaces	48
4.1 <i>Gestión pública</i>	48
4.2 <i>Gestión de empresa privada</i>	50
4.2.1 Otras consideraciones	51

4.3	<i>Continuación de la concesión o prórroga</i>	51
4.4	<i>Fin de la Concesión: Desmantelamiento de la Central Hidroeléctrica</i>	52
5	Tendencia internacional	55
5.1	<i>Concesiones a centrales hidroeléctricas en otros países</i>	55
5.1.1	Noruega	55
5.1.2	Francia	56
5.1.3	Estados Unidos	57
5.1.4	Canadá	58
5.2	<i>La UE y las Concesiones Hidroeléctricas Españolas</i>	58
6	Viabilidad de la central seleccionada	61
6.1	<i>Precios de la energía</i>	61
6.2	<i>Cálculo de impuestos y gastos</i>	64
7	Conclusión	11
	Referencias	13
	Índice de Conceptos	¡Error! Marcador no definido.
	Anexo	20

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Detalle de la Gráfica 7.	14
Tabla 2. Ranking de empresas según la facturación conseguida por la producción de energía hidroeléctrica para el año 2022.	41
Tabla 3. Fecha de fin de las concesiones hidroeléctricas más cercanas.	47
Tabla 4. Ranking europeo de potencia hidroeléctrica instalada 2022. Fuente: (International Hydropower Association, 2024)	57
Tabla 5. Precios medios de compra y venta de la energía para el año 2023.	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Central hidroeléctrica de pie de presa de Itoiz, Navarra, 2009.	1
Ilustración 2. Flujo de energía convencional frente al flujo actual	2
Ilustración 3. Zonas afectadas por el apagón de 2006	5
Ilustración 4. Intercambio energético de España, año 2023.	9
Ilustración 5. Evolución temporal del mercado eléctrico.	11
Ilustración 6. Central hidroeléctrica de Detroit, Oregon.	15
Ilustración 7. Imponente fuerza del agua, presa de Saucelle desagando.	15
Ilustración 8. Ejemplo de CH de tipo fluyente.	16
Ilustración 9. Esquema básico de una CH de tipo fluyente.	16
Ilustración 10. Presa de la CH de Inguri (1300 MW), Georgia.	17
Ilustración 11. Ejemplo de esquema básico de una CH de embalse.	17
Ilustración 12. Plano de la CH de bombeo Tajo de la Encantada.	18
Ilustración 13. CH Tajo de la Encantada.	18
Ilustración 14. Configuración 1, turbina y bomba independientes.	19
Ilustración 15. Configuración 2, Rodete reversible de la CH de Guillena.	19
Ilustración 16. Interior de la minicentral de Racioneros.	20
Ilustración 17. Esquema básico de funcionamiento de una central hidroeléctrica.	20
Ilustración 18. Canal de desagüe de la CH Toma del Canal.	21
Ilustración 19. Interior planta de máquinas.	21
Ilustración 21. Ejemplo compuerta radial permitiendo la salida parcial del agua embalsada.	22
Ilustración 20. Chimenea de equilibrio de la CH Tajo de la Encantada.	22
Ilustración 22. Embalse de Cortes-La Muela, deposito inferior de la CH de bombeo La Muela II.	23
Ilustración 23. Alternadores de la CH Toma del Canal.	23
Ilustración 24. Tipos de presas.	24
Ilustración 25. Transformador para central hidroeléctrica en Albania.	25
Ilustración 26. Tuberías forzadas de CH reversible.	25
Ilustración 27. Colocación del rodete de la CH de Alcalá del Río.	25
Ilustración 28. Válvula esférica.	25
Ilustración 29. Clasificación según la geometría del flujo.	26
Ilustración 30. Ejemplo de turbina Pelton.	27
Ilustración 31. Ejemplo de turbina Kaplan.	27
Ilustración 32. Llegada de un nuevo rodete Francis a la CH de Krasnoyarsk, Rusia.	27
Ilustración 33. Depósito superior de la Central Hidroeléctrica de bombeo, Guillena.	29
Ilustración 34. Interior de la central, imagen de los tres generadores.	29

Ilustración 35. Imagen aérea del deposito superior y de la CH de Guillena sobre el río Rivera de Huelva.	30
Ilustración 36. Preparación para la colocación de la nueva válvula. Imagen aérea del tapón en grúa.	30
Ilustración 37. División del territorio nacional según su cuenca hidrográfica.	34
Ilustración 38. Presa de Ricobayo, primera gran central hidroeléctrica, año 1935	38
Ilustración 39. Mapa de las instalaciones hidráulicas nacionales.	39
Ilustración 40. CH de Kvilldal (1249 MW), Noruega.	55
Ilustración 41. Conexión antiguo de La Mudarra.	22
Ilustración 42. Leyenda del mapa de interconexión de La Mudarra.	23

Notación

AEHM	Apuntes Asig. Energía Hidráulica y Marina
AIER	Apuntes Asig. Integración
AIMH	Apuntes Asig. Instalaciones y Máquinas Hidráulicas
ASEE	Apuntes Asig. Sistemas de la Energía Eléctrica
BOE	Boletín Oficial del Estado
CH	Central Hidroeléctrica
CHG	Confederación Hidrográfica del Guadalquivir
EFTA	Asociación Europea de Libre Comercio
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESS	Energy Storage System
FER	Fuentes de Energía Renovables
FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía
H	Constante de inercia o Constante de tiempo de inercia
H_{agg}	Inercia rotacional agregada
IAE	Impuesto sobre Actividades Económicas
LCCTE	Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OST	Operadores del Sistema de Transmisión
R	Grado de Reacción
RAE	Real Academia Española
RDPH	Reglamento de Dominio Público Hidráulico
REE	Red Eléctrica de España
SAIH	Sistema Automático de Información Hidrológica
SIA	Sistema de Información Administrativa
SWIS	South West Interconnected System
TFUE	Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea
TRLA	Texto Refundido de la Ley de Aguas
UCTE	Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad
US	Universidad de Sevilla

1 INTRODUCCIÓN

“La naturaleza es inagotablemente sostenible si cuidamos de ella. Es nuestra responsabilidad universal pasar una tierra sana a las futuras generaciones.”

- Sylvia Dolson -

En un mundo caracterizado por la creciente demanda global de energía eléctrica y la urgencia de adoptar fuentes sostenibles, las centrales hidroeléctricas emergen como un componente crucial en la matriz energética del futuro. La expansión constante de la demanda de energía, impulsada por el desarrollo industrial y tecnológico, requiere soluciones eficientes y respetuosas con el medio ambiente. Este imperativo ha revitalizado el interés en las energías limpias, destacando el papel fundamental de las fuentes renovables en la transición hacia un modelo energético más sostenible.

En este escenario, las centrales hidroeléctricas se presentan como una opción prometedora. Su capacidad para aportar electricidad a la red en pocos minutos y para almacenar grandes cantidades de energía en el caso de las centrales de bombeo, las convierten en una herramienta invaluable (MITECO Ayudas proyectos innovadores, 2023). Estas características no solo minimizan los efectos de la variabilidad de las fuentes renovables, sino que también aportan robustez al sistema eléctrico, asegurando un suministro constante incluso en momentos de fluctuación de la generación renovable.

No obstante, el panorama actual plantea desafíos particulares, especialmente en el ámbito de las centrales hidroeléctricas españolas. Muchas de estas instalaciones están llegando al término de sus concesiones administrativas (Ministerio de la Presidencia, 2024), generando incertidumbre sobre su futuro y planteando preguntas cruciales sobre la gestión de estas infraestructuras una vez finalizado el periodo acordado con el gobierno para la utilización de los recursos hídricos.

Dentro de este contexto, este trabajo se adentra en el panorama actual de las centrales hidroeléctricas, explorando su funcionamiento y destacando su papel crucial en la transición energética. Además, se examina la normativa vigente que regula estas instalaciones, proporcionando un marco legal para entender las condiciones y desafíos que enfrentan. Esto ayuda a evitar situaciones desafortunadas como la de la empresa Barbo Energía Renovable, que adquirió diversas explotaciones en el Júcar bajo la errónea suposición de que las concesiones expiraban en 2061, cuando muchas de ellas ya estaban en procedimiento de extinción. Asimismo, se analiza la situación concreta de la Central Hidroeléctrica de Guillena, evaluando su rentabilidad actual para ampliar la visión sobre el futuro de esta tecnología.

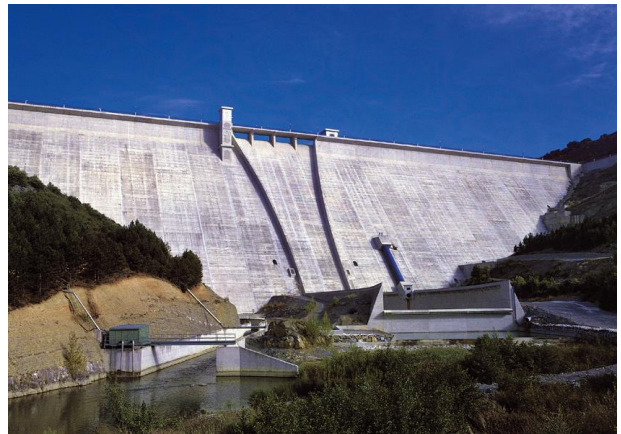


Ilustración 1. Central hidroeléctrica de pie de presa de Itoiz, Navarra, 2009.

Fuente: (Ministerio de Política Territorial, 2024)

1.1 Sistemas de la energía eléctrica

“Pero aun falta un paso importante para domesticar completamente a esta veloz energía: no sabemos cómo almacenarla, lo que nos exige que en los sistemas eléctricos la demanda y la producción estén milimétricamente ajustadas cada segundo. Y no resulta fácil saber con exactitud una demanda que es la suma de millones de decisiones individuales e instantáneas.”

- El libro de los 20 años, Red Eléctrica de España -

Las redes eléctricas en Europa se desarrollaron originalmente para respaldar un modelo de generación centralizada basado en fuentes de energía convencionales (ASEE, 2023), tal y como puede observarse en la Ilustración 2. Las zonas de generación de energía se construían generalmente en polígonos industriales o zonas alejadas de la población, como las centrales nucleares. Además, dichas infraestructuras solían tener grandes potencias, calculadas en función de las necesidades y previsiones de crecimiento de los núcleos urbanos de los alrededores, lo que permitía un control constante de la generación.

Sin embargo, este diseño se enfrenta ahora a obstáculos significativos al intentar integrar fuentes de energía renovable, que son inherentemente intermitentes y descentralizadas (REE Estudio operabilidad, 2020). La infraestructura heredada debe evolucionar para manejar eficazmente la variabilidad en la generación de energía, la desfocalización de los puntos de generación y seguir siendo capaz de garantizar el abastecimiento.

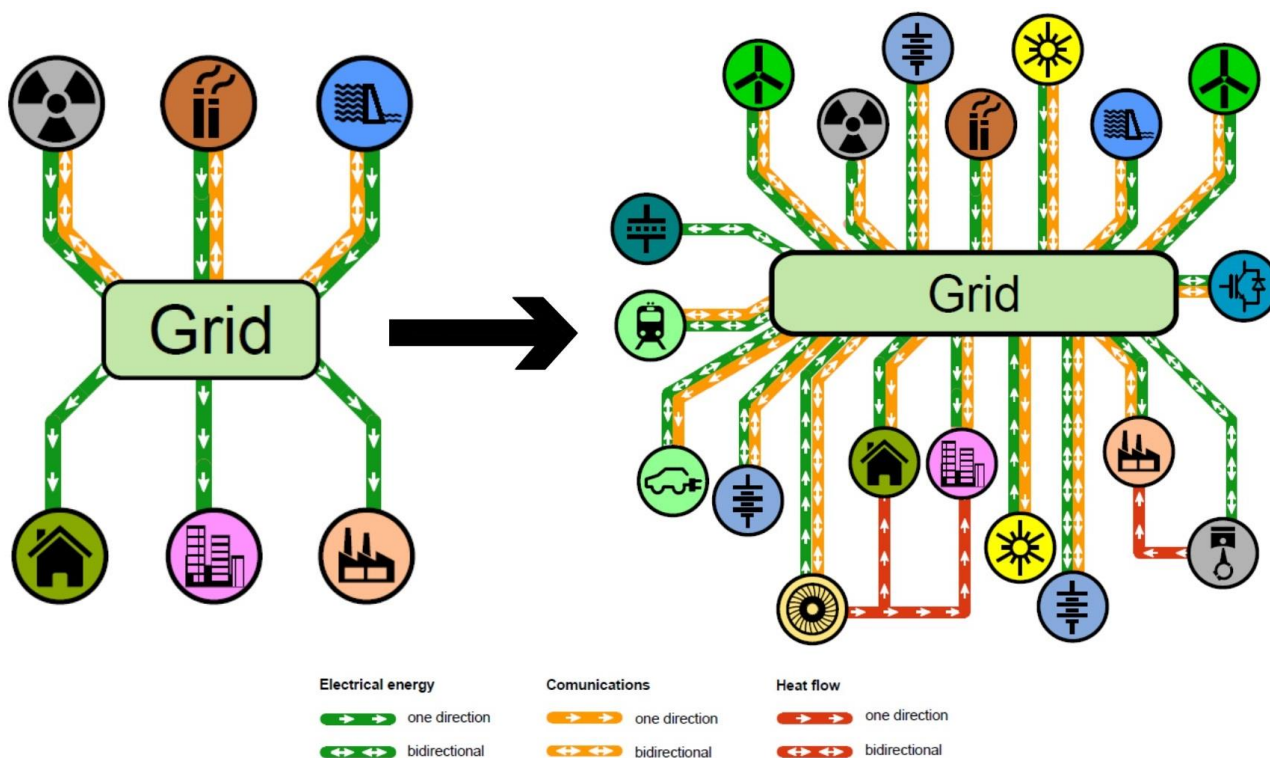


Ilustración 2. Flujo de energía convencional frente al flujo actual

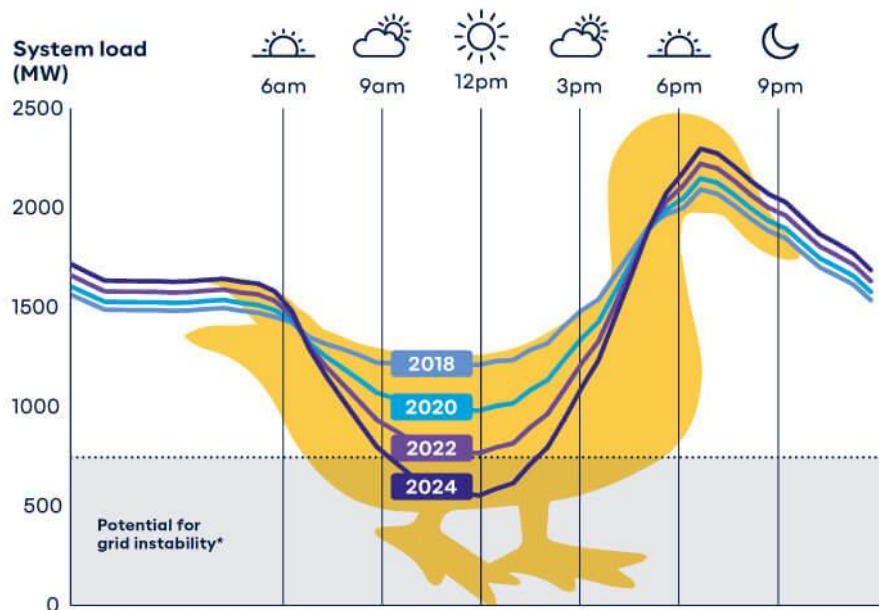
Fuente: (ASEE, 2023)

Este cambio presenta desafíos significativos para las redes eléctricas existentes, especialmente en lo que respecta a la integración de energía renovable en el sistema (Comisión Europea, 2023).

En mercados energéticos donde la energía solar y eólica tienen una alta penetración, esta variabilidad en la generación se puede apreciar con facilidad. Representando la curva de generación de energía diaria, aparece la llamada “Duck Curve” o Curva del pato. Durante el día, la generación de energía solar alcanza su punto máximo, reduciendo la demanda de otras energías en la red. Sin embargo, al atardecer, cuando la energía solar disminuye o se apaga por completo, la demanda de energía aumenta bruscamente por el fin de la jornada laboral, mayor demanda en los hogares los cuales no disponen a esas horas de autoconsumo fotovoltaico y la ausencia de producción de las grandes plantas fotovoltaicas (ASEE, 2023). Todas estas circunstancias crean un desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía. Este cambio repentino en la carga presenta dificultades para las redes eléctricas, que deben adaptarse rápidamente para garantizar el suministro.

El término "Curva del Pato" fue acuñado alrededor de 2012 por el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) en los Estados Unidos. Esta representación gráfica se utiliza para visualizar patrones horarios de generación solar y demanda eléctrica, siendo reconocida como un fenómeno global en la industria energética y una preocupación clave para garantizar la estabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos modernos (Synergy, 2024).

La Curva del Pato representa gráficamente la relación entre la demanda de electricidad en la red y la alta producción de energía solar durante momentos de baja demanda. Esta curva señala la inestabilidad potencial en el sistema eléctrico cuando se enfrenta a fluctuaciones drásticas en la demanda a lo largo del día. A medida que más energía solar se inyecta en la red, especialmente durante el mediodía cuando la radiación solar es máxima, la curva se profundiza. Sin embargo, al caer la tarde y disminuir la producción solar, la curva refleja picos abruptos en la demanda que requieren una respuesta rápida de la red para evitar desequilibrios y garantizar su estabilidad.



Gráfica 1. Representación de “Duck Curve” para el South West Interconnected System (SWIS), con datos del operador “Australian Energy Market Operator”.

Fuente: (Synergy, 2024)

El gráfico anterior representa una gráfica de una curva de carga típica, basada en datos reales del Sistema de Energía del Oeste de Australia (SWIS). Sabiendo que amanece a las siete de la mañana y anochece a las 19:00 (media de datos anuales para esta localización), esta curva puede interpretarse de la siguiente manera:

- Las líneas trazadas en el gráfico representan la curva de carga, mostrando la cantidad habitual de energía distribuida por la red eléctrica a lo largo del día y para distintos años.
- La marcada caída en la curva durante la mitad del día, coincidiendo con el período más soleado, corresponde a la generación de energía solar. Durante este intervalo, es probable que la capacidad de generación adicional no sea necesaria para satisfacer la demanda eléctrica.

- Posteriormente, al ocultarse el sol y disminuir la generación solar, la curva de carga experimenta un ascenso pronunciado, manifestando un repentino pico de demanda que genera la característica forma de pato en el gráfico. (Synergy, 2024).

Cuando la demanda de electricidad aumenta de forma inesperada en una red eléctrica, la respuesta inicial implica que las fuentes primarias de generación intentan igualar la demanda más las pérdidas en la red de transporte (ASEE, 2023). Sin embargo, estas fuentes primarias no pueden aumentar instantáneamente su producción de energía, pueden tardar minutos, horas e incluso días (como es el caso de las centrales nucleares) en variar la potencia activa que inyectan a la red.

Cuando se produce un desajuste entre generación y demanda comienza la caída de frecuencia de la red (50 Hz en Europa), lo que puede llevar a un peligroso “blackout” o gran apagón, que es la pérdida de suministro de electricidad en una ciudad, una provincia o incluso un país, dejando a los ciudadanos, empresas e instituciones sin luz. Aunque estas caídas de la red no son exclusivas de este tipo de desajustes, sí es conocido que el aumento de las renovables disminuye el tiempo del sistema para reaccionar ante faltas (ASEE, 2023).

Algunos ejemplos de estos grandes apagones en Europa son:

- España 1977: El apagón eléctrico ocurrido en España el 6 de julio de 1977 fue un evento significativo que dejó prácticamente a toda la península sin suministro eléctrico durante aproximadamente una hora y media (dependiendo de la ubicación). Aunque los detalles específicos del incidente son limitados debido a la falta de informes detallados, si puede accederse actualmente a las declaraciones proporcionadas por UNESA y el antiguo Ministerio de Industria y Energía en el periódico *El País* los días posteriores al incidente (Bellver, 1977) (El País, 1977).

El apagón afectó a una gran parte de la población de España, dejando sin electricidad a prácticamente toda la península, a excepción de la zona norte del país. Se originó en la subestación de La Mudarra, en la provincia de Valladolid, donde un interruptor de alta tensión sufrió una avería. Esta falla provocó un descenso abrupto en la frecuencia de la línea eléctrica, lo que desencadenó la desconexión automática de otros interruptores en la misma línea, interrumpiendo el suministro eléctrico en cascada. La reacción en cadena resultante del descenso de la frecuencia llevó al colapso del sistema eléctrico en gran parte del país. Sin embargo, los sistemas de protección de las subestaciones operaron correctamente, evitando cortocircuitos masivos que podrían haber causado daños catastróficos. Con el tiempo, se restableció el servicio eléctrico en diferentes áreas de manera gradual, a medida que se abordaban las fallas específicas y se reactivaban los sistemas.

Sin embargo, la mayor parte del Norte de España quedó con fluido eléctrico durante todo el tiempo que duró el apagón en el resto de la Península. Según las declaraciones de UNESA en el día posterior al incidente:

Esto es explicable dado que esta zona peninsular es autosuficiente en energía eléctrica. Es más, habida cuenta de la escasez existente de materias primas energéticas y la reducción consiguiente en la producción de las centrales térmicas -la gran mayoría de las existentes en España-, es el Norte el que está suministrando energía eléctrica al resto del país, a través de las líneas instaladas.

Las centrales hidráulicas han sido la base de esta autosuficiencia del Norte para su propio abastecimiento. Han podido seguir funcionando aun a pesar de que las térmicas no ofrecieran servicio. Pero para que esto fuera posible ha sido necesario que quedara bloqueada la avería en serie de los interruptores en la subestación de Compostilla, justamente a la entrada a Galicia de las líneas eléctricas. (...) Por lo que respecta a las centrales térmicas, éstas precisan de energía eléctrica para ponerse de nuevo en funcionamiento. En este caso, la energía que necesitan ha de provenir de las centrales hidráulicas gallegas. (Bellver, 1977)

En el apartado Anexo, se ha adjuntado una imagen del tendido eléctrico antiguo de La Mudarra para mostrar el nivel de interconexión con el resto de los territorios de la península.

- Italia 2003: El apagón de Italia en 2003, que afectó a toda la península italiana (aproximadamente 57 millones de personas) y parte de Suiza, fue provocado por una serie de eventos que incluyeron la caída de árboles en una línea eléctrica que suministraba electricidad desde Suiza, así como desconexiones en líneas de transmisión debido al aumento repentino de la demanda. El efecto en cascada resultante interrumpió el flujo de energía desde Francia y Suiza hacia Italia. La frecuencia de la red eléctrica bajó, lo que llevó al disparo de generadores y al apagón generalizado. No se extendió a los países vecinos pero la restauración del servicio tomó varias horas y afectó a aproximadamente el 5% de la población durante los días siguientes (UCTE Italia, 2024).
- Europa 2006: El apagón europeo de 2006, que ocurrió el 4 de noviembre de ese año, dejó sin electricidad a más de 15 millones de clientes de la Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad (UCTE) durante aproximadamente dos horas. La causa principal fue la desconexión planificada de la línea eléctrica EMS en el noroeste de Alemania para permitir el paso seguro de un barco. Sin embargo, un cambio de horario no comunicado a tiempo y la sobrecarga de ciertas líneas provocaron una serie de eventos que desencadenaron el apagón. Este se extendió rápidamente por toda Europa, afectando desde Polonia hasta Marruecos, y destacó la fragilidad del sistema eléctrico interconectado de la región (UCTE Europa, 2007).

El evento llevó a una revisión exhaustiva de los sistemas de seguridad y operativos de la UCTE y los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO) de cada país, quienes implementaron medidas para prevenir futuros apagones. Se reforzaron los sistemas y se otorgó a diferentes líneas fronterizas la responsabilidad de administrar las líneas de energía que pasan a través de ellas, en lugar de tener un organismo central que controlase todo el sistema, lo que permitió una mayor estabilidad y capacidad de respuesta ante contingencias. Además, se reconocieron las deficiencias en la coordinación entre los TSO y se establecieron talleres de capacitación conjunta para mejorar la operación regional de los sistemas de energía.

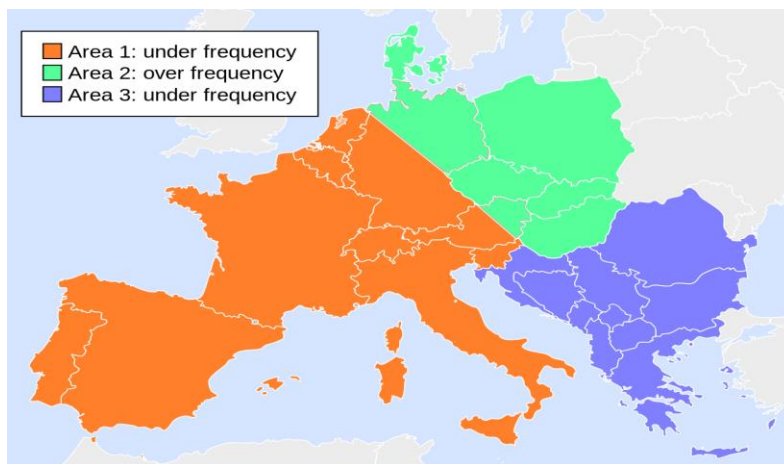
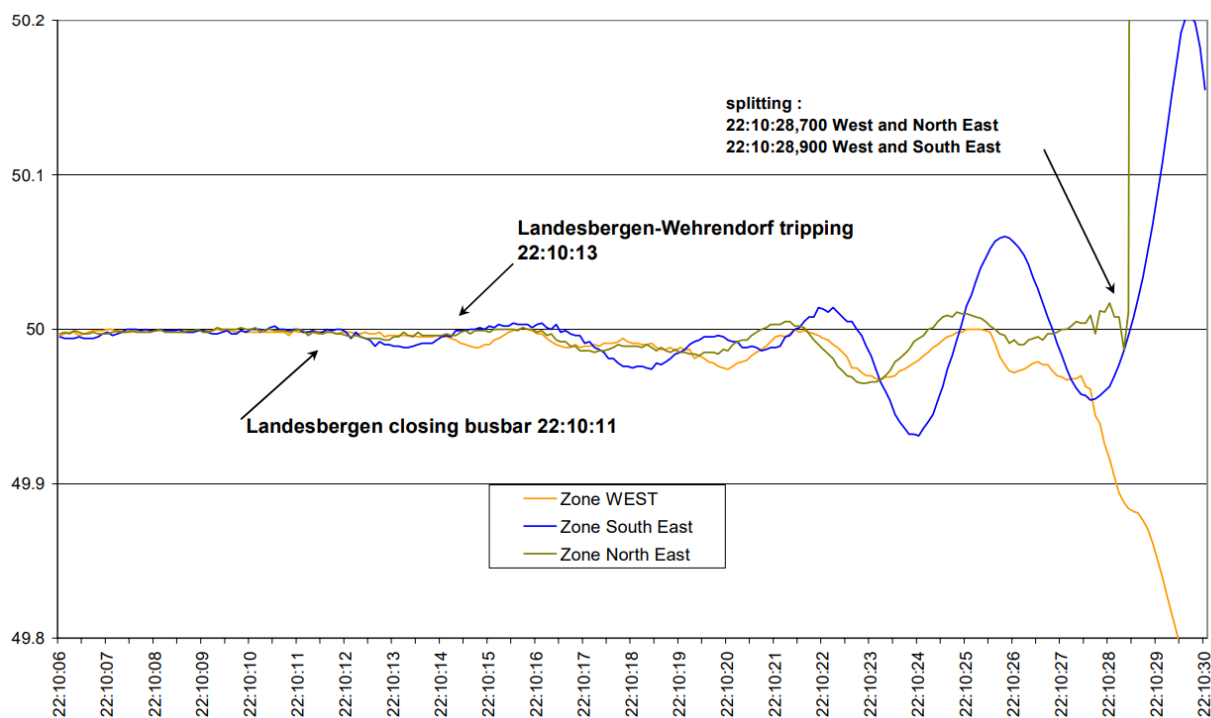


Ilustración 3. Zonas afectadas por el apagón de 2006

Fuente: Informe UCTE blackout 2006



Gráfica 2. Registros de frecuencia hasta la división de áreas.

Fuente: Informe UCTE blackout 2006

Debe resaltarse que este evento tardó menos de 20 segundos en disparar/reducir la frecuencia de 21 países.

Pese a que estos apagones no fueron causados principalmente por un aumento repentino de la demanda, muestran con claridad la complejidad operacional de la red eléctrica de transporte y su fragilidad.

Con la creación de Red Eléctrica de España, y las sucesivas entidades reguladoras, se hizo posible la coordinación cada vez mayor de la red. Los apagones de Italia y Europa se sometieron a estudio en los meses posteriores por la Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad (UCTE) (ahora parte de la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E)) para evitar repetir los mismos errores y tratar de mejorar la respuesta del sistema ante sucesos similares. Ambos informes se encuentran citados en el apartado “Referencias” al final de este documento.

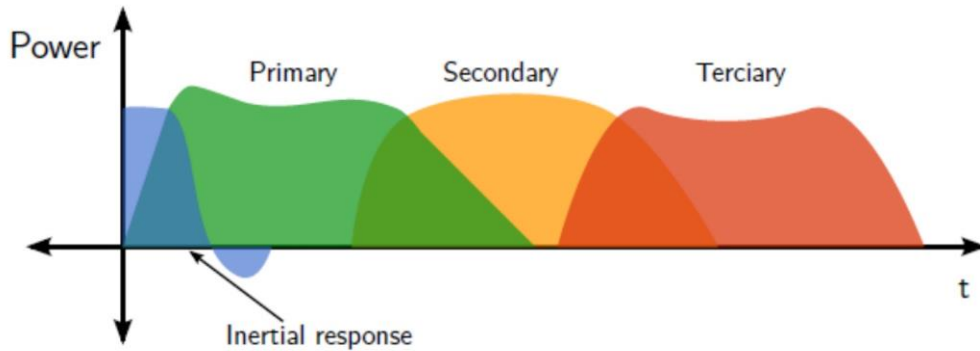
1.2 Reacción del Sistema eléctrico ante fallos

Aunque las fluctuaciones de demanda varían constantemente, no suelen ocurrir estos apagones, y eso es gracias a la respuesta inercial del Sistema de la red eléctrica. Cuando se produce la caída de frecuencia de la red, es en ese momento cuando entra la respuesta inercial del sistema, que se produce de forma natural por las máquinas síncronas, que responde de forma automática. Para compensar esta disminución de frecuencia y evitar un apagón, las máquinas síncronas de la red eléctrica utilizan su energía cinética para proporcionar energía adicional de forma temporal. Esta respuesta es de vital importancia, ya que permite estabilizar la frecuencia de la red mientras otras fuentes de generación se activan para satisfacer la demanda creciente.

Posteriormente a la respuesta inercial del sistema, se encuentra dentro el llamado control primario, que se define como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, en caso de producirse un desvío de frecuencia. Su objetivo es la corrección de los desequilibrios de frecuencia en un periodo máximo de 30 segundos, y deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria (ASEE, 2023). Este servicio es obligatorio en España y no tiene una remuneración adicional.

Seguidamente, se produce la respuesta secundaria del sistema, formada típicamente por las centrales hidroeléctricas y las turbinas de gas, que se activan para proporcionar una respuesta secundaria en minutos, igualando la demanda y la generación, estabilizando la frecuencia de la red a su nivel nominal de 50 Hz y evitando la caída progresiva de los generadores y el temido apagón. Finalmente, las centrales que tardan más tiempo en regular su potencia o ponerse en marcha, proporcionan una respuesta terciaria, garantizando un suministro continuo y estable de electricidad en la red eléctrica (Energía y Sociedad, 2024).

En la siguiente gráfica puede verse la secuencia de eventos comenzando desde el desajuste: respuesta inercial (automática), respuesta primaria (segundos), respuesta secundaria (aproximadamente 2 minutos) y respuesta terciaria (con mínimo una hora):

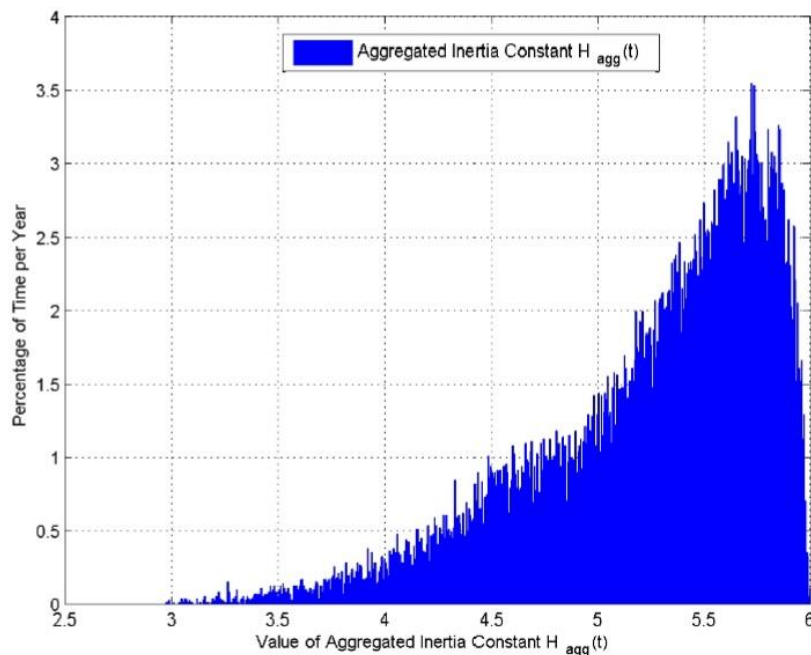


Gráfica 3. Respuesta secuencial del sistema ante un aumento repentino de la demanda.

Fuente: (AIER, 2022)

En este contexto, aparece el parámetro de constante de inercia o “H”, también conocido como constante de tiempo de inercia. Esta constante se utiliza para caracterizar la inercia rotacional de un sistema eléctrico, especialmente de sus generadores síncronos. Representa el tiempo durante el cual un generador puede suministrar su potencia nominal únicamente con la energía cinética almacenada en su rotor. En otras palabras, indica cuánto tiempo puede mantenerse estable la frecuencia del sistema eléctrico si se produce una perturbación, como la desconexión repentina de un gran generador.

En Europa la constante H suele ser de unos 5-6 s, aunque se prevé que, con la penetración de energías renovables la futura H podría bajar a valores cercanos a $H=3$ s (Ulbig, Borsche, & Andersson, 2013).



Gráfica 4. Varianza temporal de la inercia de la red alemana durante el año 2012. Fuente: Ulbig, Borsche, & Andersson, Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation.

En esta gráfica se representa el porcentaje de tiempo que se tuvo un determinado valor de H en el sistema eléctrico alemán durante el año 2012. Se puede apreciar que la mayor parte del tiempo dicho sistema tuvo un valor de H de entre 5 y 6 segundos, aunque también un porcentaje considerable de tiempo con valores inferiores a 5 segundos.

Cuanto mayor sea la constante de inercia H del sistema, más lenta será la dinámica de frecuencia de la red, es decir, menores serán las desviaciones de frecuencia durante fallos idénticos de desequilibrio de potencia. Como ya se comentó anteriormente, el aumento de la penetración de unidades de potencia no convencionales conectadas a inversores, la inercia rotacional de los sistemas eléctricos se reduce y se vuelve muy variable en el tiempo, ya que las cuotas de energía eólica y fotovoltaica fluctúan mucho a lo largo del año. Esto es especialmente preocupante en el caso de las redes eléctricas pequeñas, como las redes insulares o las microrredes, en las que una gran parte de la capacidad de generación no aporta ninguna inercia. La estabilización de la frecuencia se hace así más difícil (Ulbig, Borsche, & Andersson, 2013). En España ya se han tomado medidas para abordar este problema¹, pero no ocurre igual en todos los países interconectados en la ENTSO-E.

Tal y como se explica en el documento citado, el análisis de la estabilidad de la frecuencia se solía suponer que la constante de inercia H era constante ($H = 6$ s aprox. para los generadores convencionales) para todas las ecuaciones de oscilación de un sistema multiárea. Esta suposición era válida en el pasado, pero actualmente debido al aumento de las FER es un parámetro variable, claramente visible en la Gráfica 4.

En dicha gráfica se muestra que la inercia agregada H , del sistema eléctrico (estudiada particularmente para el caso alemán), se ha vuelto muy variable en el tiempo, fluctuando entre su valor nominal de 6 s, es decir, en momentos en los que solo se despachan generadores convencionales, y niveles significativamente más bajos de 3-4 s, es decir, en momentos en los que se despliegan proporciones significativas de generación eólica y fotovoltaica. En esos momentos con valores de H menores, el sistema es más débil ante las fluctuaciones.

1.2.1 Efectos en la red debidos al despliegue de las renovables

El despliegue a gran escala de Fuentes de Energía Renovable (FER), especialmente las turbinas eólicas y las unidades fotovoltaicas conectadas a inversores que no proporcionan inercia rotacional, están reemplazando a los generadores convencionales y sus maquinarias giratorias. Esto tiene implicaciones para la estabilidad de la frecuencia y la operación del sistema de energía, ya que, tal y como se explicó anteriormente, la inercia rotacional proporciona una estabilidad inherente al sistema, amortiguando las oscilaciones de frecuencia y permitiendo tiempos de respuesta más lentos a eventos de falla.

Esto puede llevar a situaciones en las que los esquemas de control de frecuencia tradicionales se vuelven demasiado lentos para hacer frente eficazmente a las dinámicas de perturbación rápida y prevenir grandes desviaciones de frecuencia y las consecuencias resultantes.

Para abordar este desafío, las redes eléctricas europeas están adoptando diversas estrategias, como la ampliación del almacenamiento de energía creando o ampliando centrales de bombeo puro, bombeo mixto o Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS), implementando la gestión de la demanda y la modernización de la infraestructura² (REE Estudio operabilidad, 2020). Los avances actuales en la electrónica de potencia y los ESS para la gestión de red son prometedores, aunque se trata de una tecnología en desarrollo cuya vida útil y rentabilidad se deberá contrastar en los próximos años. Cabe destacar que, a diferencia de otras tecnologías, la hidráulica no depende de terceros países para su utilización, mientras que tanto el combustible para el ciclo combinado como los materiales necesarios para las baterías y electrónica de potencia, sí provienen de otros países.

¹ Todos los requisitos de conexión a red se encuentran disponibles en la página de REE (REE Requisitos técnicos de interconexión, 2024).

² Los requisitos mínimos europeos se recogen en el Real Decreto 647/2020 de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, y en la Orden TED 749/2020, de 16 de julio por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

Pese a las dificultades que plantea las interconexiones entre países y regiones, estas también tienen ciertas ventajas. Estas conexiones permiten grandes transferencias de energía de áreas con excedentes a aquellas con déficits, creando un mercado de la energía mayor y flexibilizando los impactos de la variabilidad en la generación. En la Ilustración 4. Intercambio energético de España, año 2023. se muestra el intercambio energético con los países a los que España está directamente conectado durante el año 2023.

01/2023 - Todas las fronteras - Físico (GWh)

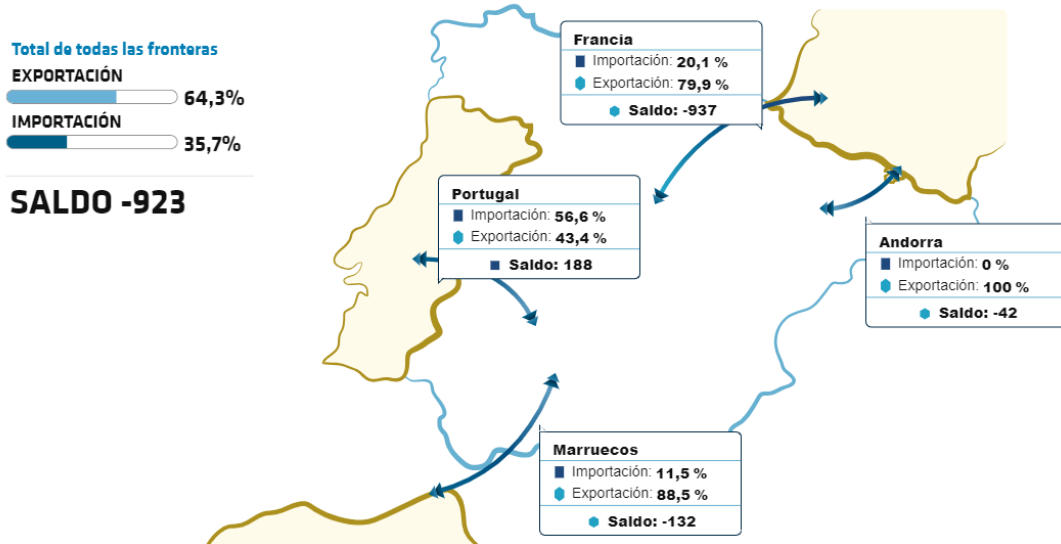
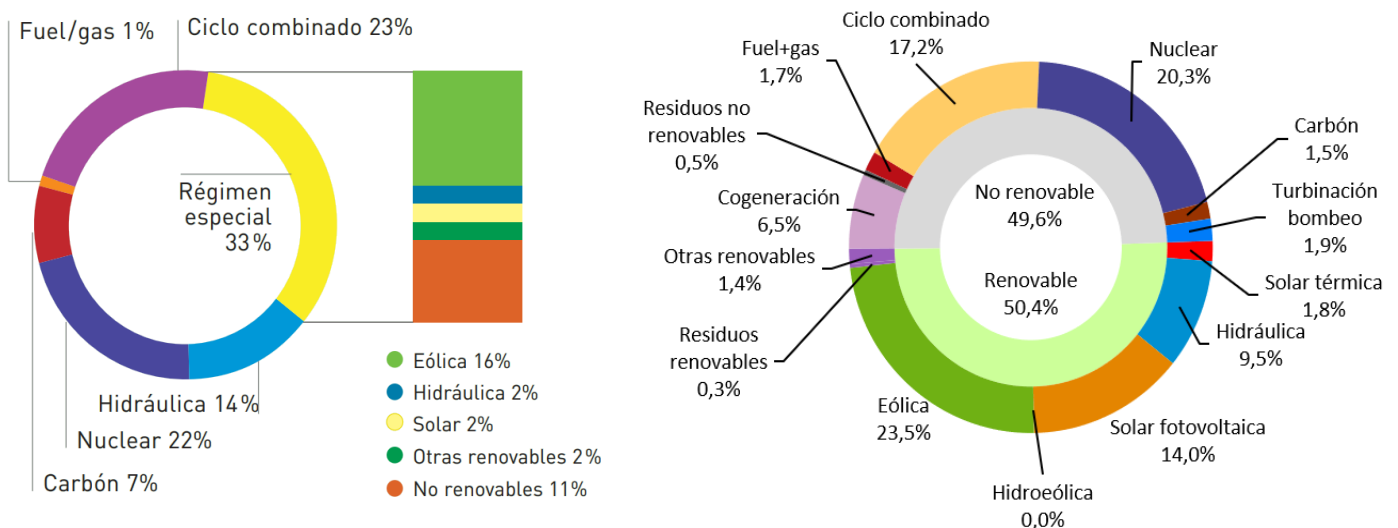


Ilustración 4. Intercambio energético de España, año 2023.

Fuente: (REE Saldos por frontera, 2023)

Concluyendo, la estructura de generación en Europa ha experimentado una transformación significativa, tal y como podemos obtener en la Gráfica 5 Gráfica 5. Comparación de la estructura de generación en España para el año 2010 (gráfico izquierdo) y 2023 (gráfico derecho) Fuente: . El aumento anual en el porcentaje de energía renovable es prácticamente constante³, lo cual, ha generado un gran interés en tecnologías de almacenamiento, como las baterías a gran escala y, particularmente, en las centrales hidroeléctricas de bombeo.



Gráfica 5. Comparación de la estructura de generación en España para el año 2010 (gráfico izquierdo) y 2023 (gráfico derecho) Fuente: (REData, 2024)

³ En el apartado Anexo se han adjuntado tablas anuales de la estructura de generación desde el año 2010 hasta la actualidad. En ellas se ve claramente la evolución constante de las FER.

1.3 Funcionamiento del mercado eléctrico

El mercado eléctrico opera considerando distintos periodos de tiempo, cada uno diseñado para abordar distintas necesidades y características del suministro de electricidad. Estos segmentos incluyen el mercado diario, intradiario y a plazo, cada uno desempeñando un papel crucial en la gestión eficiente de la generación y la demanda de electricidad:

Mercado Diario:

El Mercado Diario es un componente fundamental donde se lleva a cabo la subasta para la entrega de electricidad en cada una de las 24 horas del día siguiente. En este mercado, los generadores ofertan la cantidad de electricidad que pueden suministrar y a qué precio. Todos los agentes, tanto productores como consumidores, pagan o reciben el mismo precio para cada hora, independientemente de su costo real de producción o su contrato previo.

Mercado Intradiario:

El Mercado Intradiario opera en intervalos más cortos, incluso horas o minutos antes de la entrega real de electricidad. Este mercado permite a los agentes realizar ajustes de última hora en sus programaciones de generación o consumo para hacer frente a imprevistos, cambios en la demanda o variaciones en la disponibilidad de recursos. Es un mecanismo que se divide a su vez en dos, el mercado intradiario de subastas y el mercado intradiario continuo.

- Mercado Intradiario de Subastas:

El mercado intradiario de subastas se divide en 6 sesiones y constituye una parte esencial del proceso eléctrico, permitiendo a los agentes del mercado realizar ajustes en sus programas de producción y consumo en tiempo real. Su objetivo principal es gestionar las áreas de precio de Portugal y España, así como la capacidad libre de las interconexiones, como España-Portugal, España-Marruecos y España-Andorra.

En este contexto, los agentes presentan ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica, ajustando así el Programa Diario Viable Definitivo previamente establecido en el mercado diario. La determinación del volumen de energía y el precio para cada hora se realiza mediante la intersección entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo marginalista y el modelo de acoplamiento de mercados.

- Mercado Intradiario Continuo:

El mercado intradiario continuo, gestionado por operadores de mercado como OMIE, EPEX spot, BSP y NordPool, representa una evolución en la gestión de desbalances en tiempo real. Este mercado ofrece a los agentes la capacidad de ajustar sus programas hasta una hora antes de la entrega de energía, permitiéndoles beneficiarse de la liquidez regional de España y Portugal, así como de la liquidez disponible en otros mercados europeos.

El programa resultado de cada ronda en el mercado intradiario continuo se conoce como Programa Intradiario Básico de Casación Incremental Continuo (PIBIC), y el programa final resultante se denomina Programa Horario Final Continuo (PHFC).

Mercado a Plazo:

Grandes empresas e industrias suelen utilizar este mercado para asegurar precios y garantizar un suministro constante. A diferencia de los mercados de corto plazo mencionados, el mercado a plazo permite a los agentes celebrar contratos que pueden extenderse desde meses hasta años. Estos contratos brindan estabilidad y permiten la planificación a largo plazo tanto para los generadores como para los consumidores.



Ilustración 5. Evolución temporal del mercado eléctrico.

Fuente: (Energía y Sociedad, 2024)

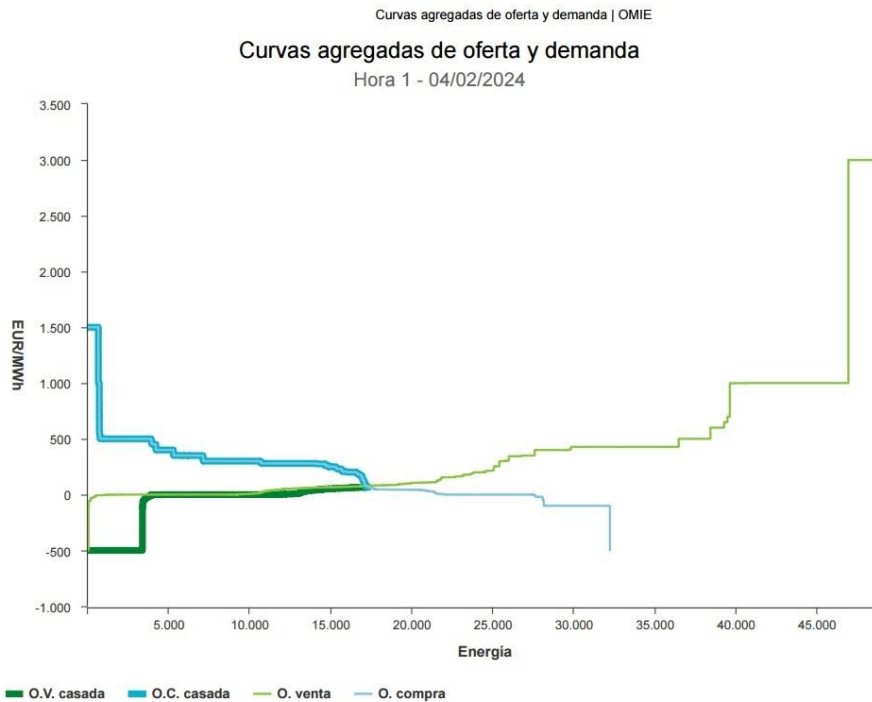
Además de estos mercados principales, existen mecanismos para gestionar los desequilibrios entre la oferta y la demanda, como los mercados de ajuste y servicios complementarios. Estos mercados permiten realizar transacciones fuera de las programaciones establecidas y abordar situaciones imprevistas que podrían afectar la estabilidad del sistema eléctrico. En conjunto, estos segmentos y mecanismos constituyen un entramado complejo pero necesario para garantizar la operación eficiente y fiable del sistema eléctrico. Coordinan la interacción entre productores, consumidores y operadores del sistema para mantener el equilibrio, responder a cambios en tiempo real y facilitar la planificación a largo plazo. (OMIE Mercado de electricidad, 2024)

1.3.1 Curva de casación

La curva de casación en el mercado eléctrico es un componente esencial para determinar el precio de la energía en el mercado diario. En este contexto, la casación se refiere al proceso de conciliación entre la oferta y la demanda de electricidad para cada hora del día siguiente.

Primero, los generadores presentan sus ofertas de venta, indicando a qué precio están dispuestos a vender la energía producida (curva de oferta), a la vez que los compradores, que pueden ser comercializadoras, traders o consumidores finales cualificados, presentan sus ofertas de compra (curva de demanda), indicando a qué precio están dispuestos a adquirir la energía.

La curva de oferta refleja los costos de los generadores para producir electricidad en cada hora del día. Cada generador establece a qué precio está dispuesto a vender su energía, basándose en el coste de producción asociado a la generación. Por otro lado, la curva de demanda refleja las ofertas de compra de los agentes consumidores. Estos establecen a qué precio están dispuestos a adquirir la energía en función de factores como si el día es festivo o laborable, y las condiciones medioambientales.



Gráfica 6. Ejemplo tipo de curva de casación, para el día 4 de febrero de 2024.

Fuente: (OMIE, Curvas agregadas de oferta y demanda, 2024)

La casación se produce cuando el operador de mercado encuentra el precio al cual la curva de oferta y la curva de demanda se cruzan. Este punto de encuentro determina el precio de mercado para cada hora del día siguiente. En el ejemplo anterior, el precio de casación fue 66,62 EUR/MWh. Los generadores cuyas ofertas de venta estén por debajo del precio de casación recibirán ese precio por su energía, mientras que aquellos cuyas ofertas estén por encima quedarán fuera del mercado para esa hora. Del lado de la demanda, los compradores cuyas ofertas estén por encima del precio de casación adquirirán la energía al precio de casación, mientras que los que ofertaron a un precio inferior quedarán excluidos para esa hora.

Tal y como se explicó en el apartado anterior, este proceso se repite 24 veces al día, una vez por cada hora del día siguiente. Además, hay que recalcar que la casación es la primera fase en la construcción del precio de mercado, seguida de otras fases como la organización de mercados de restricciones técnicas y servicios complementarios para garantizar la calidad y seguridad del suministro.

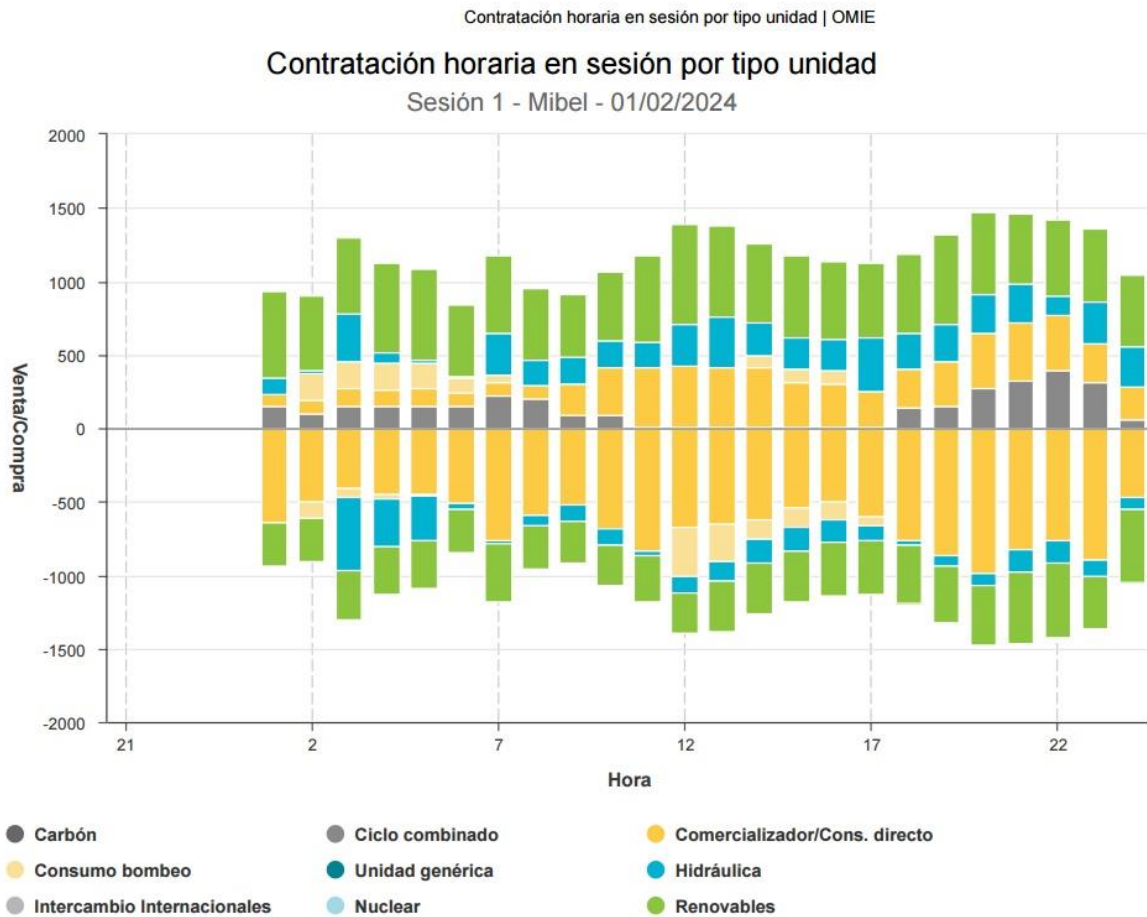
1.4 Importancia de la energía hidráulica para el mercado intradiario

La energía hidráulica desempeña un papel fundamental en el contexto del Mercado Intradiario, siendo una de las tecnologías más relevantes y estratégicas para gestionar la variabilidad de la demanda en tiempo real. Su importancia radica en su capacidad para proporcionar flexibilidad y respuesta inmediata a las fluctuaciones en la demanda eléctrica.

Según datos del Informe Anual del año 2022 realizado por OMIE, la marcación marginal de la energía hidráulica en el mercado intradiario continuo ha sido destacada, representando un significativo 37,8% de las horas (por encima de los ciclos combinados y las biomasa-cogeneración-residuos con un 29,4% y 13,2% respectivamente). Esta cifra subraya la capacidad de la energía hidráulica para adaptarse rápidamente a las necesidades del sistema eléctrico, ajustando la generación de energía según la demanda en constante cambio.

La naturaleza regulable de las centrales hidroeléctricas permite su participación activa en la gestión de desajustes de demanda, ofreciendo una respuesta rápida y eficiente ante situaciones imprevistas. Este atributo se vuelve especialmente crucial en el contexto del mercado intradiario, donde la toma de decisiones y los ajustes deben realizarse hasta una hora antes de la entrega de energía real.

Aunque esos porcentajes pertenecen al año 2022, el panorama actual sigue siendo muy similar, tal y como puede apreciarse en la siguiente gráfica:



Gráfica 7. Contratación horaria en sesión por tipo de unidad, valores de Venta/Compra en MWh

Fuente: (Valores por hora y por unidad tipo en OMIE, 2024)

En esta gráfica, tal y como se indica en los ejes, la parte superior pertenece a las ventas del mercado intradiario y la parte inferior a las compras. Como puede apreciarse, tanto la hidráulica convencional como el bombeo conforman un porcentaje importante en la regulación de la demanda.

Tramo horario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Consumidores ⁴																								
C - CONSUMIDOR DIRECTO	635,9	497,6	407,5	447,7	446,6	510,6	762,8	589,1	522,1	682,6	834,	671,1	651,1	623,6	535,6	495,6	596,3	762,	861,4	983,4	821,5	764,7	896,4	464,1
C - CONSUMO BOMBEO	0	113,0	58,9	33,8	15,0	0	0	0	0	0	0	333,	253,7	125,9	133,4	126,7	61,4	0	0	0	0	0	0	0
C - HIDRÁULICA	0	0	500,1	322,8	297,4	38,7	17,5	72,8	106,3	107,9	26,5	116,3	133,0	159,5	159,5	149,5	100,9	32,8	73,8	82,5	149,5	150,3	111,9	79,2
C - RENOVABLES	297,2	297,2	330,4	327,5	323,4	297,9	401,4	291,8	287,4	273,6	312,9	270,3	339,7	352,4	349,	368,3	366,4	394,7	389,5	407,8	494,	501,4	348,	502,1
Vendedores																								
V - CICLO COMBINADO	152,4	102,4	152,4	152,4	152,4	152,4	219,2	203,2	91	90,5	12	11	10	9	9	9	9	146	157	275,5	328,1	400,9	315,4	57
V - CONSUMIDOR DIRECTO	81,8	92,8	124,8	113,7	121,3	88,9	91,9	95,9	211,1	325,1	401,8	418,6	406,8	404,3	305,5	294,6	247,6	258,2	296	377,1	397,3	372,3	263,6	227,3
V - BOMBEO	0	178	178	177	177	100,8	50	0	0	0	0	0	0	89	89	89	0	0	0	0	0	0	0	0
V - HIDRÁULICA	112,6	22,7	329,2	76,3	14,8	16,4	290,4	168,2	187,5	187,5	170,1	278,1	340,1	220,1	220,1	220,1	366	248,4	262,1	261,8	258,8	125,3	288,4	273,2
V - RENOVABLES	586,3	511,9	512,5	612,4	616,9	488,7	530,2	486,4	426,2	461	589,5	683	620,6	539	553,9	527,4	502,4	536,9	609,6	559,3	480,8	517,9	488,9	487,9
Desajuste final	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 1. Detalle de la Gráfica 7. ⁵

Fuente: (Valores por hora y por unidad tipo en OMIE, 2024). Tabla de elaboración propia con los datos de la Gráfica 7, disponibles en OMIE.

Usando los datos del gráfico anterior, obtenemos esta tabla con los valores exactos por hora. La parte superior muestra los valores de los consumidores divididos por tipo, al igual que en la parte inferior para los vendedores. El desajuste final siempre será 0, aunque ya sabemos que la energía generada y consumida no serán la misma pues es necesario tener en cuenta las pérdidas. La consumida será igual a la generada menos las pérdidas en el transporte.

⁴ Todos los valores de los consumidores mostrados en la tabla son valores negativos.

⁵ Todos los valores de la tabla están en MWh

2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS



Ilustración 6. Central hidroeléctrica de Detroit, Oregon

Fuente: Dan Mayers, Unsplash

Las centrales hidroeléctricas han desempeñado un papel fundamental en la evolución de la generación de energía a lo largo de la historia. Su desarrollo desde los primeros intentos hasta las complejas actuales, reflejan no solo avances en materiales, sino también una combinación de innovaciones en diseño, optimización de la eficiencia hidráulica, desarrollo de turbinas específicas, automatización y control avanzado, así como a una continua inversión en investigación y desarrollo.

La historia de las centrales hidroeléctricas se remonta al siglo XIX, cuando la humanidad comenzó a explorar formas de convertir la energía del agua en electricidad. Un hito crucial ocurrió en 1882 con la creación de la primera central hidroeléctrica a gran escala en Niagara Falls, Estados Unidos. Este proyecto pionero, liderado por Nikola Tesla y George Westinghouse, marcó el inicio de una nueva era en la generación de energía.

A medida que avanzaba el siglo XX, las centrales hidroeléctricas experimentaron un rápido desarrollo tecnológico y expansión global. Se construyeron presas en todo el mundo para aprovechar el potencial hidroeléctrico de ríos y embalses. Estos proyectos no solo proporcionaban electricidad a gran escala, sino que también facilitaban el control de inundaciones y la gestión del suministro de agua para diversas necesidades.

El desarrollo de las turbinas hidroeléctricas fue un componente crucial de esta evolución. Las turbinas mejoradas permitieron una mayor eficiencia en la conversión de la energía cinética y potencial del agua en electricidad. A medida que la tecnología mejoraba, las centrales hidroeléctricas se volvían más potentes y eficientes, contribuyendo significativamente a la capacidad global de generación eléctrica.

En la actualidad, las centrales hidroeléctricas se han diversificado en distintas formas para adaptarse a las condiciones geográficas y ambientales. Desde las grandes represas hasta las pequeñas centrales de flujo en ríos, la tecnología hidroeléctrica ha demostrado su versatilidad.



Ilustración 7. Imponente fuerza del agua, presa de Saucelle desaguando. Fuente: (Turismo León, 2024)

Además, la integración de sistemas de almacenamiento de energía, como las centrales hidroeléctricas reversibles, o centrales de bombeo, han mejorado la capacidad de estas instalaciones para gestionar la variabilidad en la demanda eléctrica.

2.1 Tipos de centrales

Existen varios tipos de centrales hidroeléctricas, cada una diseñada para optimizar la producción de electricidad según las características geográficas y las necesidades específicas de su ubicación. En este apartado, se explicarán cuatro tipos de centrales hidroeléctricas: las centrales fluyentes, las centrales de embalse, las centrales de bombeo y las minicentrales. Cada tipo tiene sus propias características, ventajas y desventajas, así como aplicaciones particulares que las hacen adecuadas para diferentes circunstancias.

2.1.1 Centrales fluyentes

Las centrales hidroeléctricas de tipo fluyente, también conocidas como centrales de pasada, son instalaciones destinadas a la generación de energía eléctrica utilizando el flujo continuo de un curso de agua. A diferencia de las grandes centrales hidroeléctricas que almacenan agua en amplios embalses, las centrales de tipo fluyente aprovechan la energía cinética y potencial del agua en movimiento de ríos y arroyos sin necesidad de almacenamiento significativo.

El funcionamiento de las centrales hidroeléctricas de tipo fluyente se basa en el aprovechamiento de la energía hidráulica del flujo de agua. El agua del río se canaliza a través de una estructura de entrada, como una compuerta o una rejilla, que dirige el flujo hacia una turbina (Energy Education, Run-of-the-river hydroelectricity, 2024). Esto se puede apreciar perfectamente en las ilustraciones 8 y 9.

Este tipo de instalaciones suele tener un impacto ambiental menor al no requerir grandes embalses, se evita la inundación de vastas áreas de terreno, preservando así el entorno natural y las comunidades locales. Estas plantas pueden construirse a diferentes escalas, desde microcentrales para uso local hasta instalaciones de mayor capacidad que aportan a la red nacional.

Se ha de tener en cuenta que la producción de energía depende del caudal del río, que puede variar estacionalmente o por eventos climáticos extremos, afectando la generación continua de electricidad.

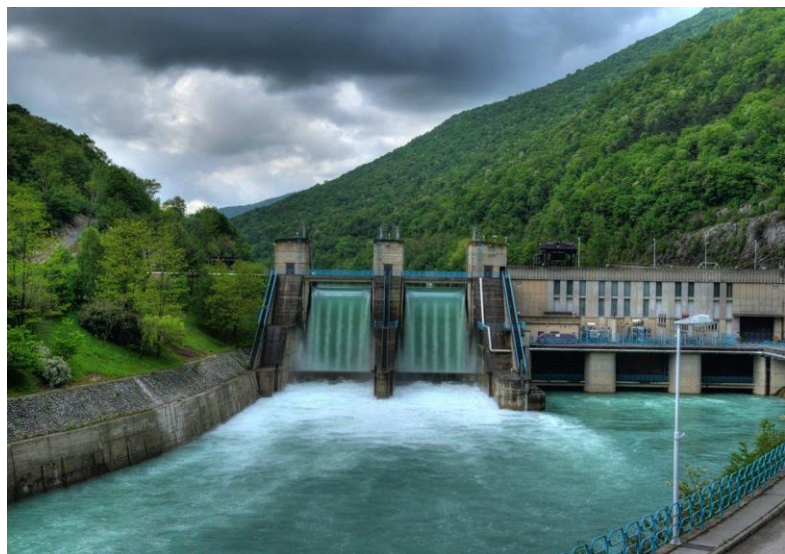


Ilustración 8. Ejemplo de CH de tipo fluyente.

Fuente: (Elliot Clark, 2024)

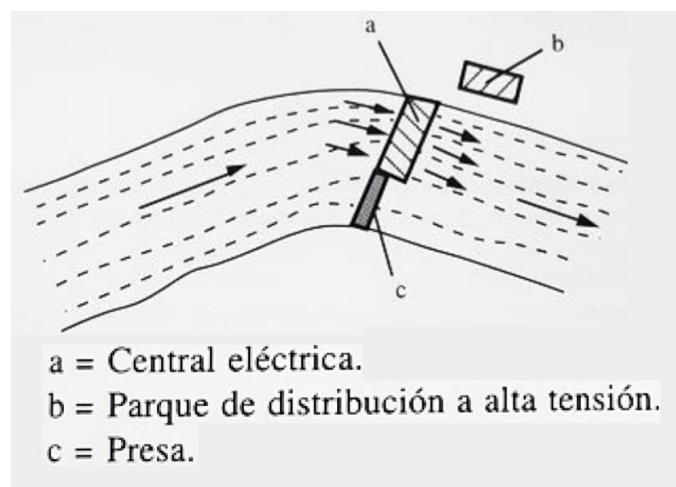


Ilustración 9. Esquema básico de una CH de tipo fluyente.

Fuente: (AEHM, 2022)

2.1.2 Centrales de embalse

Estas centrales son una de las formas más comunes y efectivas de producir energía hidroeléctrica debido a su capacidad para almacenar agua y regular el flujo según las necesidades de generación eléctrica.

El principio básico de las centrales hidroeléctricas de embalse radica en el almacenamiento de grandes volúmenes de agua en un embalse creado mediante la construcción de una presa. La presa es la estructura que retiene el agua y crea el embalse, la cual, puede ser de diversos tipos como gravedad, arco o contrafuerte, dependiendo de la geología y topografía del sitio. El cuerpo de agua almacenada detrás de la presa es el embalse o pantano, que actúa como un depósito de energía potencial.



Ilustración 10. Presa de la CH de Inguri (1300 MW), Georgia.

Fuente: (Alex Bagirov, 2024)

En la Ilustración 11 puede apreciarse una de las posibles configuraciones básicas. Para este tipo de centrales, existen múltiples configuraciones posibles, y la elección de una u otra dependerá de las características específicas del emplazamiento.

La capacidad de almacenamiento de los embalses permite generar electricidad de manera constante y ajustar la producción según la demanda. Además, las presas ayudan a controlar inundaciones y gestionar recursos hídricos para riego y consumo humano, algo vital en periodos de sequía.

Aunque el desembolso inicial es alto, estas instalaciones suelen tener una larga vida útil, con costos operativos y de mantenimiento bajos una vez construidas.

El impacto ambiental de las centrales hidroeléctricas de embalse puede ser significativo. Los principales efectos incluyen la alteración de los hábitats acuáticos y terrestres, cambios en la calidad del agua y la interrupción de las rutas de migración de los peces. Para mitigar estos impactos, se implementan medidas como la creación de pasos para peces, programas de reforestación y gestión de caudales ecológicos.

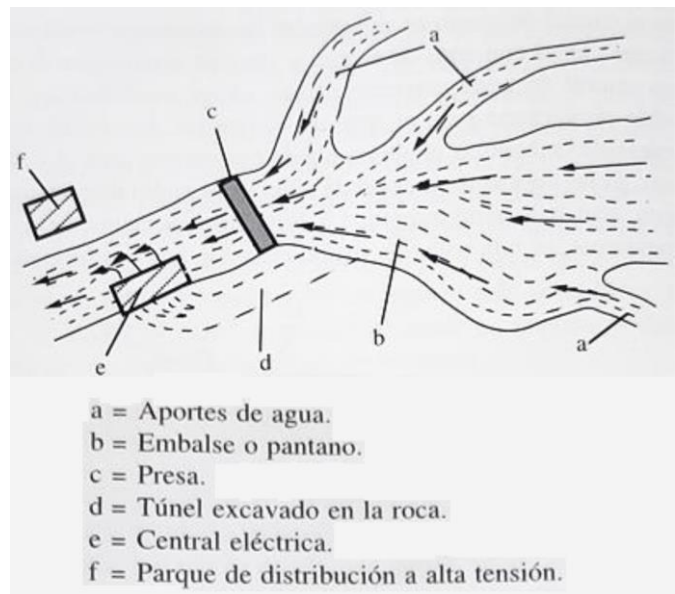


Ilustración 11. Ejemplo de esquema básico de una CH de embalse. Fuente: (AEHM, 2022)

2.1.3 Centrales de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de tipo bombeo, también conocidas como CH reversibles, son instalaciones de generación de energía que permiten almacenar y gestionar energía eléctrica mediante el movimiento de agua entre dos embalses situados a diferentes alturas. Este sistema combina la generación de electricidad con la capacidad de almacenamiento energético, lo cual, como ya se comentó anteriormente, es crucial para equilibrar la oferta y la demanda en redes eléctricas con alta penetración de FER.

El funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo se basa en dos modos operativos principales: el modo de bombeo y el modo de generación. En el modo de bombeo, la central utiliza energía eléctrica disponible en la red (generalmente en momentos de baja demanda o exceso de generación) para accionar bombas que elevan agua desde un embalse inferior a un embalse superior. Este proceso almacena energía potencial en el embalse superior. La eficiencia de este sistema dependerá en gran medida de la eficiencia de las bombas y la altura de elevación del agua. En el modo de generación, cuando hay una demanda alta de electricidad (precio de la luz superior al que se bombeó), el agua almacenada en el embalse superior se libera, fluyendo a través de la tubería forzada, turbinas y posteriormente al embalse inferior.

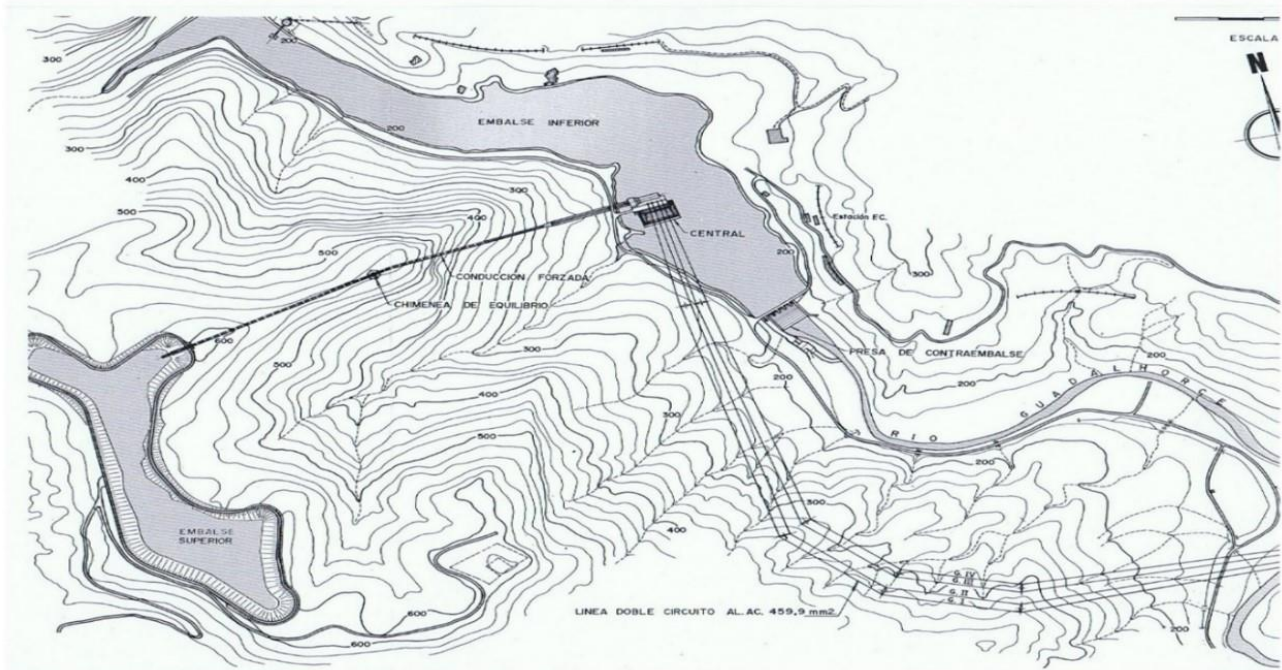


Ilustración 12. Plano de la CH de bombeo Tajo de la Encantada. Fuente: Sevillana de Electricidad.

Los embalses superior e inferior son los dos cuerpos de agua entre los que se mueve el agua. El embalse superior sirve como almacenamiento de energía potencial, mientras que el inferior actúa como receptor durante el bombeo y como fuente durante la generación. En la ilustración anterior se observa cómo el embalse superior está conectado mediante una tubería forzada a la CH, situada en el embalse inferior. También se aprecia la presencia de una chimenea de equilibrio en medio de dicha tubería, visible en la imagen inferior.

En dicha imagen aparece la CH Tajo de la Encantada (embalse inferior), la tubería forzada, que conecta ambos depósitos y la chimenea de equilibrio (estructura cilíndrica en la parte superior de la imagen).

Las tuberías forzadas conducen el agua entre los embalses y las turbinas/bombas. Estas deben estar diseñados para minimizar pérdidas por fricción y soportar altas presiones. Al realizar los cálculos de presión durante los transitorios, se determina si es más rentable aumentar el grosor de la tubería para soportar estas presiones o instalar una chimenea de equilibrio.



Ilustración 13. CH Tajo de la Encantada.

Fuente: Ramón Abella.

En cuanto a las bombas y turbinas de la instalación, existen dos configuraciones posibles. La primera, representada en la Ilustración 14, que muestra la turbina y la bomba como equipos independientes. La segunda opción consiste en una turbina que puede actuar también como bomba, como es el caso de la turbina reversible de la central hidroeléctrica de Guillena, la cual se verá posteriormente.

La primera configuración ofrece un mayor rendimiento, ya que los alabes de cada equipo se diseñan para un único fin, lo que permite su máxima optimización. Sin embargo, esa configuración es más costosa (dos equipos, instalación de mayor tamaño, mayor número de válvulas, etc.). La turbina reversible, tendrá un menor rendimiento debido a que deberá funcionar en dos modos de funcionamiento distintos pero sus costes serán inferiores.

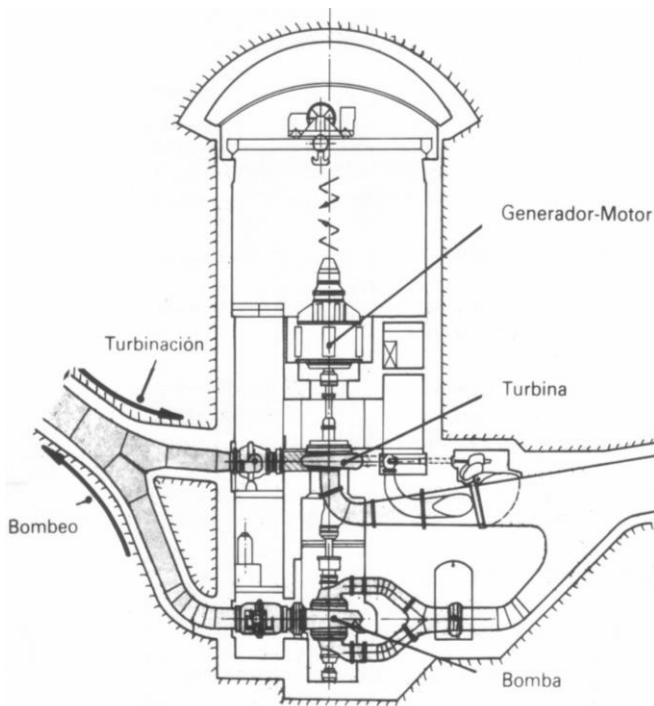


Ilustración 14. Configuración 1, turbina y bomba independientes. Fuente: (AEHM, 2022).

Aunque hay pérdidas en el proceso de bombeo y generación, las eficiencias típicas del ciclo de carga-descarga pueden llegar al 70-80%. También, pueden cambiar rápidamente entre modos de bombeo y generación, proporcionando una respuesta ágil a las fluctuaciones en la demanda de electricidad.

Pese a estas grandes ventajas, este tipo de centrales, al igual que las anteriores, suelen tener un gran impacto en los ecosistemas locales, afectando a la flora y fauna, alterando el flujo de los ríos. Además, no todos los lugares son adecuados para este tipo de centrales, ya que requieren una topografía que permita la creación de embalses a diferentes alturas.

2.1.4 Minicentrales

Las centrales hidroeléctricas de tipo minicentrales son instalaciones de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento del agua, caracterizadas por su menor tamaño en comparación con las grandes centrales hidroeléctricas convencionales. Estas minicentrales se definen generalmente por su capacidad de generación, que suele estar comprendida entre 1 MW y 10 MW. Este tipo de centrales son, con diferencia, las más usuales en España (aproximadamente 1200 de las 1350 que existen) (Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, 2024).

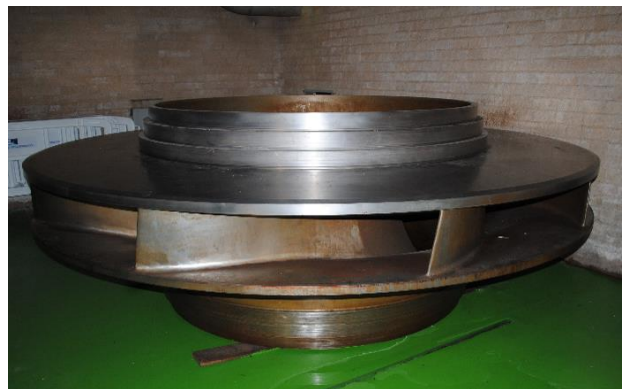


Ilustración 15. Configuración 2, Rodete reversible de la CH de Guillena. Fuente: Ramón Abella.

Al igual que para las convencionales, existen principalmente dos tipos de minicentrales hidroeléctricas; Minicentrales de agua fluyente (o centrales de pasada) y minicentrales de embalse. Aunque más pequeñas, funcionan de manera similar a las grandes centrales de almacenamiento. La calidad de la energía generada es menor que las convencionales, aunque las minicentrales suelen tener un impacto ambiental menor, ya que no requieren grandes embalses ni alteraciones significativas en el curso natural de los ríos.

Las minicentrales hidroeléctricas pueden ser instaladas en una gran variedad de ubicaciones, incluyendo áreas remotas y rurales, donde pueden contribuir significativamente al desarrollo local y a la electrificación. Muchas de estas centrales son de uso privado, es decir, una industria las explota para autoabastecerse de energía. La electricidad generada se consume en un lugar cercano y no se inyecta a la red, lo cual es beneficioso porque se eliminan las pérdidas de energía asociadas al transporte.



Ilustración 16. Interior de la minicentral de Racioneros.

Fuente: Ramón Abella.

2.2 Partes de una Central Hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas, aunque existen diferentes tipos, tienen unos componentes básicos. En la Ilustración 17, una CH de tipo embalse, se pueden apreciar los equipos más fundamentales:

Central Hidráulica ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO

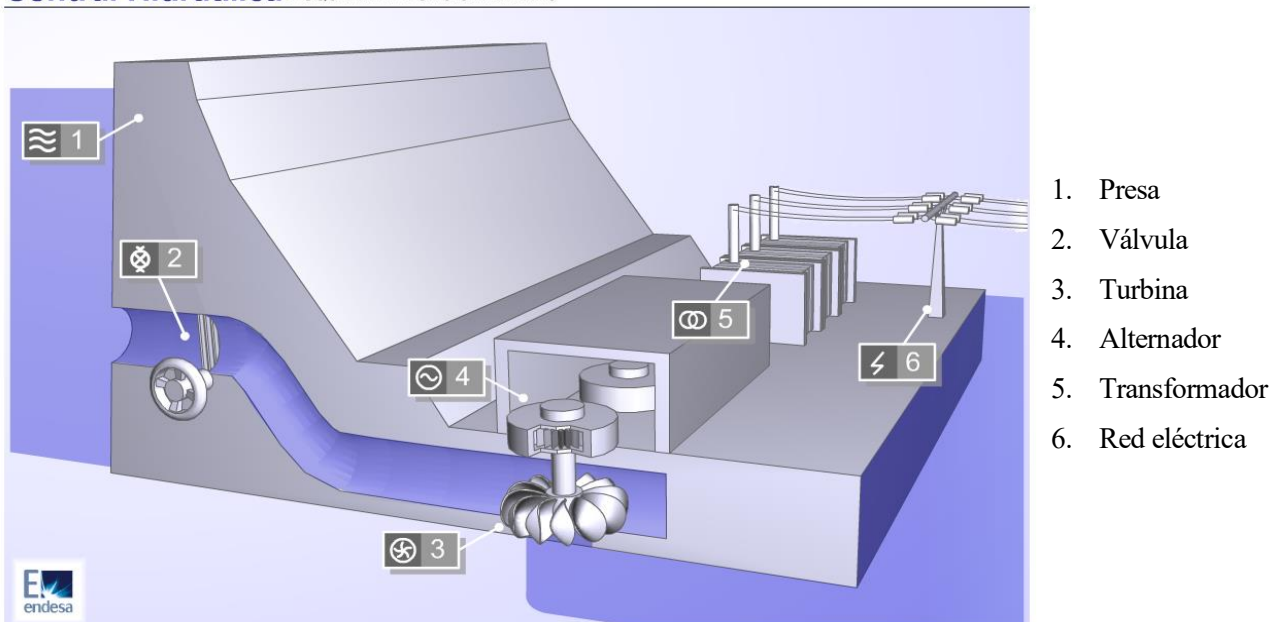


Ilustración 17. Esquema básico de funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Fuente: (Endesa, 2024)

La energía potencial permanece almacenada gracias a la presa (1) que retiene grandes volúmenes de agua. Cuando se abre la válvula (2), el agua fluye hacia la turbina hidráulica (3), haciéndola girar y generando energía mecánica que el alternador (4) transformará en eléctrica. Dicha energía pasará al transformador (5) para subir el voltaje a alta tensión (normalmente de unas tensiones iniciales de 6 y 20 kV a 132/220/440 kV), disminuyendo las pérdidas durante su transporte a los puntos de consumo a través de la red eléctrica (6).

Canal de descarga:

El canal de descarga o desagüe (Ilustración 18) es el conducto que lleva el agua de vuelta al río o al cuerpo de agua receptor después de haber pasado por las turbinas. Este componente es crucial para asegurar que el agua sea devuelta de manera controlada y sin causar erosión ni otros daños ambientales.

Planta de máquinas:

La planta de máquinas es el edificio que alberga las turbinas, generadores y otros equipos auxiliares (Ilustración 19). Este lugar está diseñado para facilitar la operación segura de la central hidroeléctrica. Contiene los sistemas de control y monitoreo necesarios para gestionar la operación de la central hidroeléctrica, los cuales incluyen paneles de control, sistemas de automatización y software SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) para supervisar y operar la central. Además de estos equipos también contiene los dispositivos de protección contra sobretensiones, sistemas de apagado de emergencia y equipos de protección personal.



Ilustración 18. Canal de desagüe de la CH Toma del Canal. Fuente: (CANASA, 2024)



Ilustración 19. Interior planta de máquinas. Fuente: (Endesa, 2024)

Chimenea de equilibrio⁶:

La función principal de una chimenea de equilibrio es mitigar las fluctuaciones de presión que ocurren en el conducto forzado durante cambios rápidos en el flujo de agua. Actúan como un amortiguador hidráulico que ayuda a estabilizar el sistema, previniendo el fenómeno conocido como golpe de ariete. El golpe de ariete es una onda de presión que se produce cuando hay un cambio abrupto en el flujo de agua, como cuando se abren o cierran rápidamente las válvulas de las turbinas. Esta onda de presión puede causar daños significativos.

La base de la chimenea de equilibrio está conectada al conducto forzado cerca de la entrada a las turbinas, esta conexión permite que el agua fluya hacia la chimenea cuando hay un aumento de presión en el conducto. La altura de la chimenea de equilibrio debe ser suficiente para manejar las variaciones de presión sin que el agua rebose. Existen dos tipos de chimeneas de equilibrio según con la presión a la que trabajen:

- Chimeneas de equilibrio simples: Estas chimeneas están abiertas al ambiente y permiten que el agua fluya hacia arriba y hacia abajo libremente para equilibrar la presión.
- Chimeneas de equilibrio presurizada: Estas chimeneas están diseñadas para trabajar bajo presión y están selladas al ambiente, utilizando sistemas adicionales para manejar las fluctuaciones de presión. Utilizadas en sistemas con grandes variaciones de presión y donde las chimeneas abiertas no son prácticas debido a la altura o el espacio requerido. Requieren menos altura comparado con las chimeneas abiertas, lo cual es ventajoso en terrenos con limitaciones de espacio, pero son más complejas y costosas de construir y mantener.

⁶ Las chimeneas de equilibrio no siempre son necesarias. Cuando se realizan los cálculos en la fase de diseño de la central, se comparan los costes de construir una chimenea de equilibrio con engrosar la tubería forzada (aparte de otros parámetros o preferencias de la empresa). Dependiendo de las características del proyecto se seleccionará una u otra opción.

Compuertas:

Las compuertas son dispositivos que regulan el flujo de agua hacia las turbinas y otros componentes de la central. Estas estructuras permiten el control preciso del volumen de agua que se utiliza para la generación de electricidad y son esenciales para la gestión de emergencias y el mantenimiento. Existen varios tipos de compuertas y no todas las centrales hidroeléctricas cuentan con todos ellos, ya que su presencia dependerá de la configuración y diseño particular de cada central:

- Compuertas de toma: Controlan el ingreso de agua desde el embalse hacia el conducto forzado o canal de derivación. Regulan la cantidad de agua que entra en el sistema para generar energía, protegiendo la infraestructura de sobrecargas y permitiendo un control preciso del caudal.
- Compuertas de regulación: Ajustan el flujo de agua que llega a las turbinas. Permiten optimizar la operación de las turbinas, ajustando la cantidad de agua para maximizar la eficiencia de generación de electricidad.
- Compuertas de desagüe de fondo: Permiten el vaciado total o parcial del embalse para mantenimiento, emergencia o gestión de sedimentos. Facilitan el manejo de sedimentos y la inspección y mantenimiento de la presa y del embalse, asegurando la longevidad y seguridad de la estructura.
- Compuertas de alivio o vertedero: Permiten el desvío de exceso de agua para evitar el desbordamiento del embalse. Son cruciales para la seguridad, evitando inundaciones aguas abajo y protegiendo la presa de daños estructurales debido a sobrepresión.

El diseño de las compuertas puede variar considerablemente dependiendo de su función específica, el tamaño del embalse y el caudal de agua. Se diseñan para soportar altas presiones y asegurar un sellado eficiente cuando están cerradas.



Ilustración 21. Chimenea de equilibrio de la CH Tajo de la Encantada.
Fuente: (Wikimapia, 2024)



Ilustración 20. Ejemplo compuerta radial permitiendo la salida parcial del agua embalsada.

Fuente: (GGB, 2024)

Embalse:

El embalse es una reserva de agua almacenada detrás de una presa. El embalse permite disponer de una reserva de agua lo que permite a la central asociada modular la producción eléctrica de en función de la demanda del mercado y las necesidades de los regantes aguas abajo, sin olvidar respetar los caudales máximos y mínimos establecidos por la confederación correspondiente. Las centrales fluyentes no disponen de embalse y por lo tanto el agua se deriva del río para ser turbinada inmediatamente.

Generador:

El alternador está acoplado a la turbina hidráulica y es movido por esta. Su función es convertir la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. Este proceso se basa en los principios de la inducción electromagnética. El alternador consta de varias partes interconectadas necesarias para la generación de energía eléctrica. En primer lugar, el rotor, siendo la parte móvil del alternador, alberga un conjunto de imanes o bobinas

electromagnéticas. Estos componentes son cruciales ya que generan un campo magnético giratorio al girar el rotor. Por otro lado, el estator, siendo la parte fija del alternador, contiene bobinas de pletinas de cobre. Cuando el campo magnético generado por el rotor gira alrededor del estator, se induce una corriente eléctrica en las bobinas del estator. Para iniciar este proceso de generación de energía, se requiere una corriente eléctrica inicial en el rotor. Este suministro inicial es proporcionado por el sistema de excitación del alternador. Los reguladores de voltaje desempeñan un papel vital al controlar la cantidad de corriente suministrada al rotor, asegurando así una salida eléctrica constante y estable.

Debido al calor generado durante su funcionamiento, es esencial contar con un sistema de enfriamiento efectivo para el alternador. Este sistema puede emplear métodos de enfriamiento por aire, por agua u otro fluido refrigerante, con el objetivo de mantener la temperatura del alternador dentro de límites seguros, garantizando así su funcionamiento óptimo y seguro.

Por último, para mantener un funcionamiento suave y prolongar la vida útil del alternador, es necesario lubricar adecuadamente los cojinetes y otros componentes móviles. Un sistema de lubricación distribuye aceite lubricante a lo largo de estas partes móviles, reduciendo la fricción y el desgaste, lo que contribuye a una operación más eficiente y duradera del alternador.



Ilustración 22. Embalse de Cortes-La Muela, depósito inferior de la CH de bombeo La Muela II.
Fuente: (Eva, 2024)



Ilustración 23. Alternadores de la CH Toma del Canal. Fuente: (CANASA, 2024)

Líneas Eléctricas:

Evacuan la energía generada desde la central hasta los puntos de consumo. Conectadas al transformador, permiten la distribución de electricidad a largas distancias de manera eficiente.

Presa: La presa es una estructura que retiene el agua del embalse y eleva su nivel, creando un diferencial de altura que es crucial para la generación de energía. Además de almacenar agua, la presa controla el flujo de agua liberado hacia la central a través de las compuertas o válvulas de control. Existen distintos tipos de presas:

- Presas de gravedad (1): Estas presas se caracterizan por su solidez y resistencia. Sometidas a la fuerza del agua que ejerce presión sobre el muro aguas arriba, las presas de gravedad están diseñadas para resistir este empuje mediante su propio peso. Se usan con frecuencia en lugares donde la estabilidad del suelo es alta y las cargas de agua son significativas.
- Presas de contrafuerte (2): Diseñadas para minimizar el uso de material, las presas de contrafuerte son una variante de las presas de gravedad. Utilizan contrafuertes o pilares interiores para soportar la presión del agua, reduciendo así la cantidad de hormigón o roca necesaria en comparación con las presas de gravedad convencionales. Este diseño es eficaz en lugares donde la disponibilidad de material de construcción es limitada o donde se busca reducir el impacto ambiental de la obra.

- Presas de arco sencillo (3): Tiene una forma curva característica, funcionando casi como una bóveda, transfiriendo las cargas del agua a los estribos a lo largo de su arco. Este diseño es especialmente efectivo en gargantas estrechas y altas, donde la presión del agua es considerable. Al minimizar la cantidad de material necesario para su construcción, las presas de arco sencillo son una opción más económica y eficiente.
- Presas de arcos múltiples (4): Estas presas dividen su perfil transversal en varios vanos, cerrados por bóvedas individuales. Los esfuerzos generados por la presión del agua se distribuyen a través de los arcos hacia los contrafuertes y los estribos de la presa. Esta distribución de cargas permite reducir la cantidad de material necesario para la construcción, sin embargo, su construcción requiere cimentación sobre roca sólida para garantizar su estabilidad.

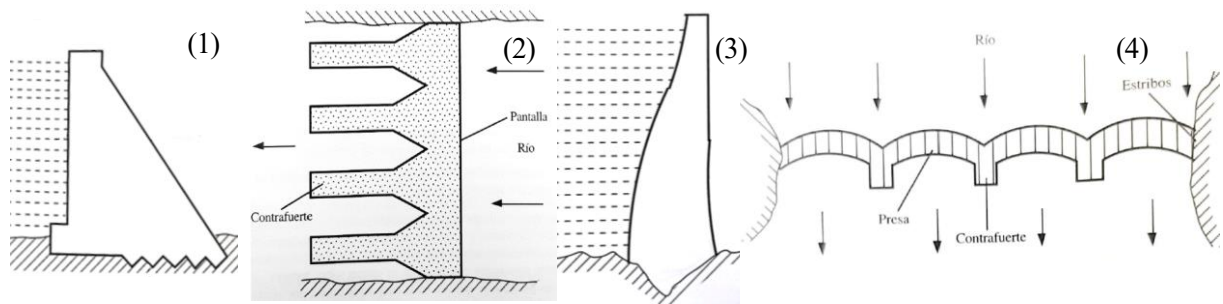


Ilustración 24. Tipos de presas. Fuente: (AEHM, 2022)

Sistema de Control y Supervisión:

Las centrales hidroeléctricas modernas están equipadas con avanzados sistemas de control y supervisión que permiten la monitorización y el ajuste de todas las operaciones de la central. Estos sistemas aseguran una operación eficiente y segura, así como la capacidad de responder rápidamente a cambios en la demanda de electricidad.

Transformador:

El transformador eleva el voltaje de la electricidad generada por el generador para que pueda ser transportada eficientemente a largas distancias a través de las líneas de transmisión. Este proceso es necesario para minimizar las pérdidas de energía durante el transporte.

Tubería forzada:

La tubería forzada es un conducto o canal que transporta el agua desde el embalse hasta las turbinas a gran velocidad. Este componente es esencial para dirigir el flujo de agua con la presión necesaria para accionar las turbinas.⁷

⁷ Antes de la tubería forzada puede existir un canal de derivación, el cual se utiliza para conducir el agua desde la presa de derivación hasta las turbinas de la central. Cuando el salto es superior a 15 m es conveniente utilizar tuberías forzadas para encausar a la cámara de turbinas, para ello debe preverse una cámara de presión, donde termina el canal y comienza la tubería (AEHM, 2022).



Ilustración 26. Transformador para central hidroeléctrica en Albania. Fuente: (C.R. TECHNOLOGY SYSTEMS, 2024)

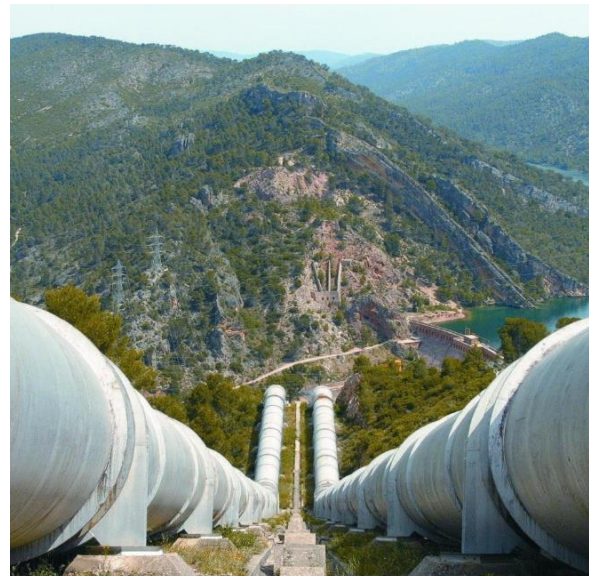


Ilustración 25. Tuberías forzadas de CH reversible. Fuente: (Gutiérrez Pérez, 2024)

Turbinas:

Las turbinas son dispositivos que convierten la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica. Al ser golpeadas por el agua, las palas de la turbina giran, lo que a su vez hace girar el eje de un generador. Las turbinas pueden ser de diferentes tipos, como Francis, Kaplan o Pelton, dependiendo de las características del salto y del caudal del agua. En el siguiente apartado se desarrollará en profundidad este equipo, considerado el corazón de las centrales hidroeléctricas.

Válvulas:

Las válvulas en las centrales hidroeléctricas son componentes esenciales que regulan el flujo de agua a través de las turbinas, permitiendo un control preciso de la generación de energía. Existen multitud de tipos de válvulas dependiendo de su función y características de operación, como por ejemplo las válvulas esféricas, las válvulas de mariposa, etc. La elección del tipo de válvula depende de factores como el caudal, estanqueidad o vida útil. Dentro de estos tipos, dependiendo de su función en la CH se clasificará de distinta forma, por ejemplo la válvula de cabecera (regulan el caudal de agua entrante) o la válvula de guarda (para seguridad y mantenimiento).



Ilustración 27. Colocación del rodete de la CH de Alcalá del Río. Fuente: Ramón Abella.



Ilustración 28. Válvula esférica. Fuente: Ramón Abella.

2.2.1 Turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas son dispositivos mecánicos diseñados para convertir la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica rotativa. Se encuentran dentro del grupo de máquinas hidráulicas ya que el fluido que las atraviesa no varía significativamente de densidad, lo que permite considerarlos prácticamente incompresibles ($\rho = \text{cte.}$) Dentro de las máquinas hidráulicas, se encuentran en el subgrupo de turbomáquinas motoras, ya que absorben energía del fluido para transformarla en mecánica y posteriormente en energía eléctrica (AIMH, 2022).

Dentro de la clasificación de turbomáquinas, existe otro criterio para clasificarlas llamado Grado de Reacción, R . Este parámetro indica el tipo de energía que la turbomáquina extrae preferentemente del fluido (cinética o de presión):

$$R = \frac{\text{Energía de presión intercambiada en el rodete}}{\text{Energía total intercambiada en la máquina}}$$

Obteniendo dos posibles resultados para este parámetro:

- $R=0$; Turbomáquinas de Acción o de Impulso.
- $R \neq 0$; Turbomáquinas de Reacción.

En el caso de las turbinas, estas pueden ser tanto de acción como de reacción (AIMH, 2022).

Existen más clasificaciones de la máquina de fluido, como por ejemplo según la geometría del flujo (radial, axial o mixta, Ilustración 29) o transferencia de energía (consumidoras o generadora).

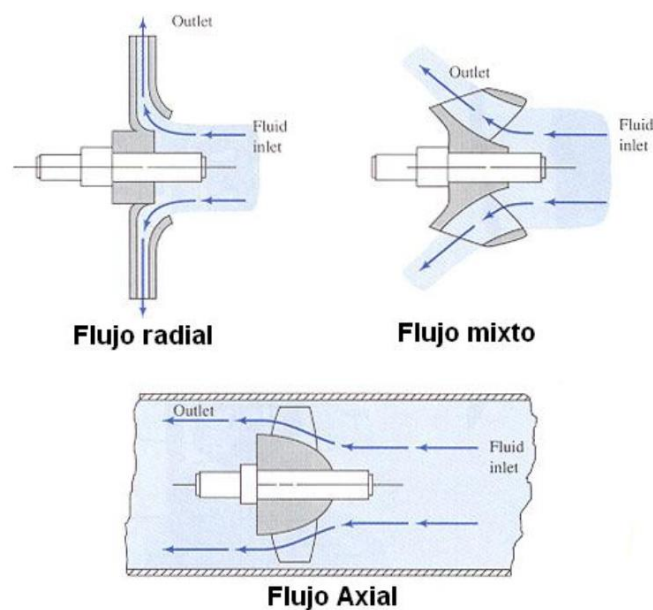


Ilustración 29. Clasificación según la geometría del flujo.

Fuente: (Sergio Galván, 2024)

Una vez definidas, podemos especificar sobre las turbinas en las centrales en las CH, donde son componentes clave. El agua almacenada en embalses o ríos fluye a través de las turbinas, haciendo girar sus álabes. Este movimiento rotativo se transfiere a un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en electricidad. Existen varios tipos de turbinas hidráulicas, cada una adecuada para diferentes condiciones de flujo y altura de caída de agua. A lo largo de la historia se han inventado y se ha trabajado con muchos tipos de turbinas, siendo las tres clases más importantes las Pelton, Francis y Kaplan. Estas tres son las que serán descritas a continuación:

Turbina Pelton: Utilizada para grandes alturas de caída (> 200 m) y bajos caudales (inferiores a $10 \text{ m}^3/\text{s}$). Tiene cucharas en forma de doble hemisferio que son impactadas por chorros de agua de alta velocidad. Regula el caudal mediante inyectores. En la siguiente ilustración se puede ver un ejemplo de este tipo de turbina.

Turbina Kaplan: Diseñada para bajas alturas de caída (< 50 m) y caudales medios y grandes (> 15 m³/s). Tiene álabes ajustables, es decir, tanto los álabes del rotor como los del distribuidor son orientables, lo que permite un alto grado de eficiencia en un rango amplio de condiciones de operación.

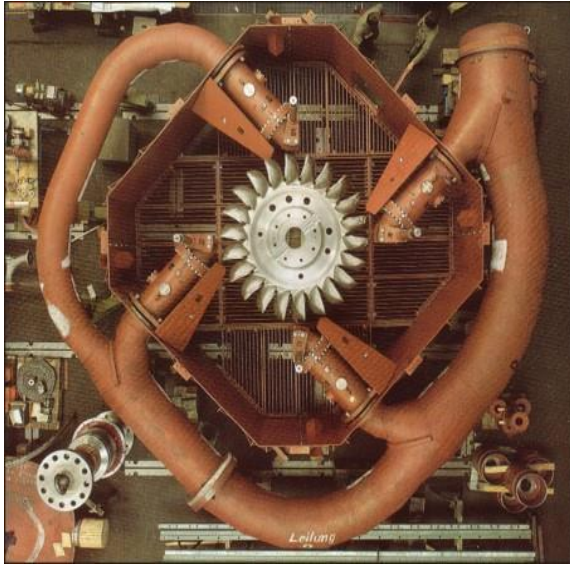


Ilustración 30. Ejemplo de turbina Pelton.
Fuente: Catálogo SULZER.



Ilustración 31. Ejemplo de turbina Kaplan.
Fuente: (IMPSA, 2024)

Turbina Francis: Son las más usadas porque se adaptan muy bien a distintas condiciones, son adecuadas para caídas de altura media y altos caudales. Tiene álabes fijos y móviles (los álabes del distribuidor) que dirigen el flujo del agua de manera eficiente.



Ilustración 32. Llegada de un nuevo rodete Francis a la CH de Krasnoyarsk, Rusia. Fuente: (Power-m.ru, 2024)

A diferencia de otras formas de generación de energía, las turbinas hidroeléctricas tienen pocas etapas de conversión de energía. La energía cinética del agua se convierte directamente en energía mecánica y luego en electricidad con muy pocas pérdidas. Además, las turbinas modernas están hechas de materiales duraderos y ligeros que minimizan la fricción y el desgaste. El uso de tecnologías avanzadas, como la simulación por computadora y el modelado de fluidos, permite un diseño preciso y optimizado.

La eficiencia de conversión de las turbinas hidroeléctricas en algunos casos puede superar el 90 % en condiciones nominales, valores muy altos si lo comparamos con las plantas de energía térmica convencionales, que tienen eficiencias de conversión de alrededor del 30-40 %.

Las palas de las turbinas están diseñadas específicamente para maximizar la transferencia de energía del agua a la turbina. Esto se hace mediante un diseño aerodinámico que reduce la resistencia y aumenta el empuje. Además, los diferentes tipos de turbinas se usan según las características específicas del sitio (altura de caída, volumen de flujo), lo que permite una operación muy eficiente en diferentes condiciones.

Las innovaciones recientes incluyen el desarrollo de turbinas más eficientes y adaptadas para minimizar el impacto ambiental, como las turbinas de flujo transversal y las turbinas de hélice mejoradas para una mejor interacción con los ecosistemas acuáticos (Quaranta Emanuele, 2024).

2.3 Selección de centrales

En el próximo apartado se hará una introducción a una CH con el objetivo posterior de realizar un presupuesto. Se ha escogido la CH de Guillena:

La Central Hidroeléctrica de Guillena, de tipo bombeo, ha sido elegida debido a la abundante información disponible sobre esta instalación, lo que facilita el análisis y la planificación futura. No obstante, el principal motivo de esta elección radica en sus prometedoras perspectivas. Como se mencionó anteriormente, estas centrales desempeñan un papel crucial en la gestión actual y futura de la red eléctrica, lo cual podría atraer subvenciones gubernamentales y un notable interés de inversores privados. Esto ocurrió ya en el pasado año 2023, en el programa RENOCOGEN, con 150 millones euros provenientes de los fondos *Next Generation*. Este programa en particular ofrecía incentivos para proyectos de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables.

Finalizando, la elección de esta central se sustenta en su potencial para contribuir significativamente a la eficiencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico, así como en la disponibilidad de información relevante para la elaboración de análisis y proyecciones futuras.

2.4 Central hidroeléctrica de Guillena

La Central Hidroeléctrica de Guillena es una instalación de bombeo ubicada en la localidad de Guillena, en la provincia de Sevilla, Andalucía. Construida en 1973, esta central se sitúa sobre el río Rivera de Huelva. Se trata de una de las centrales hidroeléctricas más importantes de la región, destacándose por su capacidad de producción y su contribución a la estabilidad del suministro eléctrico en la zona.

En términos de capacidad energética, la central de Guillena puede inyectar hasta 210 MW de potencia a la red eléctrica en apenas cuatro minutos, demostrando una respuesta rápida y eficiente ante las demandas del sistema eléctrico. Dicha potencia se obtiene con tres grupos de turbinas tipo Francis de 71,8 MW cada una. Estas turbinas tienen un caudal unitario de 34,4 m³/s y funcionan a una velocidad de 375 r.p.m. Los alternadores, producidos por GEE, son de tipo vertical y tienen una potencia nominal de 87.500 kVA. Esta configuración permite a la central generar una cantidad significativa de electricidad, aprovechando la energía del agua de manera eficiente.

La central opera mediante un sistema de dos depósitos: uno superior, creado mediante la excavación en la cima de un montículo con una capacidad de 2.5 hm³ (Ilustración 33), y otro inferior, alimentado por el río Ribera de Huelva. Esta central de bombeo tiene una capacidad máxima de 5.35 hm³ y una capacidad útil de 2.88 hm³. Además, la altura total es de 25.5 metros por encima de los cimientos y 23 metros sobre el cauce.



Ilustración 33. Depósito superior de la Central Hidroeléctrica de bombeo, Guillena.

Fuente: (Endesa Sala de prensa, 2024)

Cuando opera como bomba para trasladar agua al depósito superior, el salto es de 232.5 metros y su potencia 76.200 kilovatios (kW). El bombeo a la cota superior del embalse será a la velocidad de giro de 375 revoluciones por minuto, consiguiendo un caudal de 30.4 m³/s.

La central ha mantenido su eficiencia a lo largo del tiempo, implementando diversas mejoras y modernizaciones, como la instalación de transformadores más eficientes y la sustitución de válvulas esféricas por modelos más productivos y ligeros. Estas actualizaciones han permitido que la central continúe operando a niveles cercanos a su capacidad inicial, asegurando un rendimiento estable y confiable.

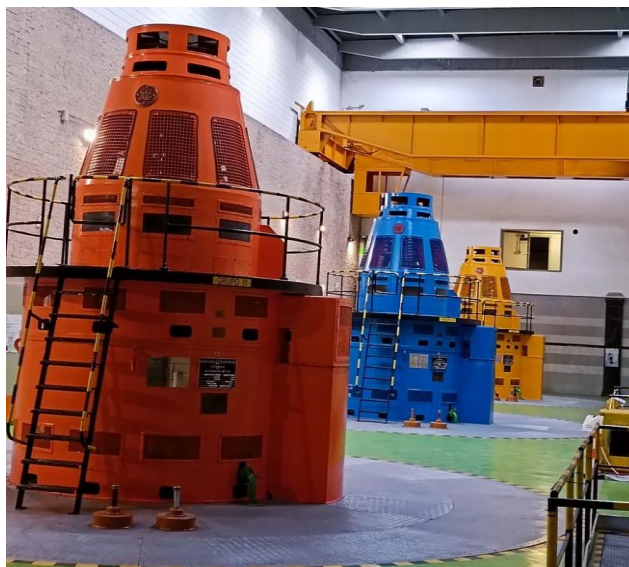


Ilustración 34. Interior de la central, imagen de los tres generadores. Fuente: Ramón Abella.

El objetivo inicial de esta central fue para apoyar a la nuclear, bombeando agua en momento de poca demanda y turbinando cuando fuera necesario. Las centrales nucleares son, debido a su tecnología, de tipo base (otorgan de forma ininterrumpida la misma cantidad de energía). La regulación de potencia de este tipo de centrales debe hacerse con lentitud para evitar incidentes, no en minutos, como las centrales hidroeléctricas.



Ilustración 35. Imagen aérea del deposito superior y de la CH de Guillena sobre el río Rivera de Huelva. Fuente: Ramón Abella.

2.4.1 Últimas mejoras

En los últimos años, la Central Hidroeléctrica de Guillena ha sido objeto de varios proyectos de modernización para mejorar su eficiencia y adaptarse a las nuevas demandas energéticas. Se han implementado mejoras tecnológicas que incluyen la actualización de sus sistemas de control y la incorporación de equipos más avanzados, aumentando la capacidad de generación de la central.



Ilustración 36. Preparación para la colocación de la nueva válvula. Imagen aérea del tapón en grúa. Fuente: (Endesa proyectos de renovables, 2024)

Añadir, que para datos actualizados semanalmente (de operación) tanto de esta central como de todas las operativas actualmente en España, existen dos plataformas públicas de fácil acceso:

- Sistema Automático de Información Hidrológica (SAIH): Es una infraestructura desarrollada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) que recopila, procesa y distribuye datos en tiempo real sobre variables hidrológicas, meteorológicas y ambientales en España. Este sistema integra una amplia red de estaciones de monitoreo distribuidas estratégicamente a lo largo del territorio, permitiendo la supervisión continua de caudales de ríos, niveles de embalses, precipitaciones, calidad del agua y otros parámetros relevantes para la gestión hídrica y la prevención de riesgos naturales. La información obtenida a través del SAIH es fundamental para la toma de decisiones en la planificación y operación de infraestructuras hidráulicas, la gestión de recursos hídricos, la protección del medio ambiente y la alerta temprana ante eventos hidrometeorológicos adversos. Esta gestión se realiza a través de las confederaciones hidrográficas por lo que para obtener información de un río concreto es necesario acceder primero a la página de su confederación correspondiente y después acceder al apartado SAIH. A modo de ejemplo, se ha adjuntado el enlace al SAIH de la CHG (Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, 2024).
- Boletín Hidrológico Peninsular: El Boletín Hidrológico, elaborado por el Área de Información Hidrológica, recopila datos provenientes de diversas fuentes, como las Confederaciones Hidrográficas y Administraciones hidráulicas, con el fin de presentar información relevante para la toma de decisiones en la gestión hídrica a nivel nacional. Este boletín proporciona un análisis detallado sobre las reservas hídricas de la última semana, el estado de los embalses, sistemas de explotación, reservas para riego y abastecimiento, así como datos sobre la energía hidroeléctrica y los caudales de los principales ríos. Además, se incluyen informes hidrológicos que muestran la tendencia de las reservas hídricas a través de gráficos comparativos con períodos anteriores, facilitando así la interpretación de la información presentada (Boletín Hidrológico Peninsular, 2024).

3 NORMATIVA VIGENTE

La regulación de las concesiones para la producción de energía en centrales hidroeléctricas en España abarca un amplio espectro de leyes que regulan los aspectos técnicos, ambientales, económicos y financieros. Principalmente fundamentada en la Ley de Aguas y su reglamento, esta normativa detalla los requisitos, procedimientos y condiciones para la concesión y explotación de aprovechamientos hidroeléctricos, con el objetivo de garantizar un uso sostenible y eficiente del agua, proteger el medio ambiente y abordar aspectos económicos como los cánones hidroeléctricos.

3.1 Conceptos fundamentales

En el presente apartado, se establecerán y explicarán los términos básicos necesarios para comprender en profundidad los siguientes apartados del trabajo.

3.1.1 Dominio público hidráulico

El dominio público hidráulico viene definido en el artículo 2 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA), en él se establece que constituyen el dominio público hidráulico del Estado los siguientes elementos:

- a. Las aguas continentales, tanto las superficiales como las subterráneas renovables con independencia del tiempo de renovación.
- b. Los cauces de corrientes naturales, continuas o discontinuas.
- c. Los lechos de los lagos y lagunas y los de los embalses superficiales en cauces públicos.
- d. Los acuíferos, a los efectos de los actos de disposición o de afección de los recursos hidráulicos.
- e. Las aguas procedentes de la desalación de agua de mar.

Los bienes de dominio público hidráulico forman parte del dominio público del Estado. El carácter de dominio público estatal les da unas connotaciones especiales, tales como ser públicos de titularidad estatal, ser imprescriptibles, inalienables e inembargables.

Este tipo de bienes se encuentran destinados al uso público o a un fin público y eso supone que pueden ser utilizados por la Administración, pero también por particulares. Para evitar su deterioro, favorecer su conservación y promover una utilización racional, es necesario regular los usos y aprovechamientos de estos bienes.

El TRLA y el Reglamento del Dominio Público Hidráulico (RDPH) son las normas que regulan el dominio público hidráulico. En lo que se refiere a los usos y aprovechamientos, los clasifican según su exclusividad y establecen los instrumentos administrativos que es necesario obtener previamente a su realización. Estos son la declaración responsable, la autorización y la concesión. (MITECO Usos del Dominio Público Hidráulico, 2024).

El Reglamento del Dominio Público Hidráulico se aprueba en el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, actualizado por última vez el 31 de agosto de 2023.

3.1.2 Cuenca intercomunitaria

Son las cuencas que exceden el ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, es decir, su cauce discurre por más de una Comunidad Autónoma.

3.1.3 Cuenca intracomunitaria

También llamadas internas, son aquellas cuencas situadas en su totalidad en el ámbito territorial de una única Comunidad Autónoma.

3.1.4 Confederación hidrográfica

Las Confederaciones Hidrográficas son los organismos encargados de la gestión de las cuencas hidrográficas que discurren por más de una comunidad autónoma (cuenca intercomunitaria). Estos organismos de cuenca fueron creados en el año 1926 por Real Decreto Ley. La Ley de Aguas las define como entidades de Derecho público con personalidad jurídica propia y distinta del Estado, adscritas a efectos administrativos al MITECO como organismo autónomo con plena autonomía funcional. (Confederación Hidrográfica del Ebro, 2023)



Ilustración 37. División del territorio nacional según su cuenca hidrográfica.

Fuente: (Confederación Hidrográfica del Cantábrico, 2023)

3.1.5 Demarcación hidrográfica

De acuerdo con el artículo 16 bis. 1 del Texto Refundido de la Ley de Aguas aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, se entiende por demarcación hidrográfica la zona terrestre y marina compuesta por una o varias cuencas hidrográficas vecinas y las aguas de transición, subterráneas y costeras asociadas a dichas cuencas. En el Real Decreto 125/2007, de 2 de febrero, se fija el ámbito territorial de las demarcaciones hidrográficas. Actualmente existen nueve Organismos de cuenca intercomunitarias y 12 cuencas intracomunitarias (MITECO Demarcaciones hidrográficas y Organismos de cuenca, 2024).

3.1.6 Ley

Según queda definido en la RAE, y el contexto en el que nos encontramos, se define ley en su tercera definición como “Precepto dictado por la autoridad competente, en que se manda o prohíbe algo en consonancia con la justicia y para el bien de los gobernados.”, sumado con su definición cuarta; “En el régimen constitucional, disposición votada por las Cortes y sancionada por el jefe del Estado.”

3.1.6.1 Ley de carácter básico

Cuando se dice que un artículo de una ley tiene "carácter de legislación básica," significa que dicha disposición tiene una aplicación general y obligatoria en todo el territorio nacional, y que las Comunidades Autónomas deben respetarla y no pueden contradecirla en su propia legislación. La Constitución Española de 1978 establece un sistema de distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas. Algunas materias están reservadas exclusivamente al Estado, otras a las Comunidades Autónomas, y algunas son compartidas. Dentro de las materias compartidas, el Estado puede establecer principios y normas básicas que las Comunidades Autónomas deben seguir. Estas normas básicas son lo que se conoce como "legislación básica."

3.1.7 Real Decreto

El Real Decreto es una norma que tiene carácter reglamentario y está, jerárquicamente, por debajo de la ley. Se lo denomina así porque se expide desde el Estado, siendo el Rey o el Consejo de ministros quienes lo aprueban con respeto a los principios y valores nacionales (Conceptos Jurídicos, 2024).

3.1.8 Reglamento (Nacional/ Comunitario)

Según la RAE, reglamento se define como:

1. m. Colección ordenada de reglas o preceptos, que por la autoridad competente se da para la ejecución de una ley o para el régimen de una corporación, una dependencia o un servicio
2. m. Der. Norma jurídica general y con rango inferior a la ley, dictada por una autoridad administrativa.
3. m. Der. Norma emanada de los órganos de la Unión Europea directamente aplicable en los Estados miembros, sin necesidad de trasposición.

3.1.9 Directiva

Según la RAE y en el contexto a tratar, directiva se define como: "Mesa o junta de gobierno de una corporación, sociedad, etc.". En su cuarta definición, especifica "4. f. En la Unión Europea, norma que fija a los Estados los objetivos que en determinada materia han de alcanzar, reservándoles la facultad de decidir sobre la forma y los medios de conseguirlos."

3.1.10 Concesión demanial

Según el Diccionario panhispánico del español jurídico, es el título habilitante que permite el uso especial o el uso privativo que requiera instalaciones fijas de un bien de dominio público, por un tiempo superior a cuatro años.

3.1.11 Carta de emplazamiento

Es una comunicación oficial que la Comisión Europea envía a un Estado miembro de la Unión Europea cuando considera que dicho Estado ha incumplido alguna obligación bajo el derecho comunitario. Esta carta es el primer paso formal en un procedimiento de infracción.

3.1.12 Dictamen motivado

Según el Diccionario panhispánico del español jurídico: "*Opinión suficientemente argumentada de la Comisión Europea sobre una infracción por parte de un Estado miembro de una obligación derivada del ordenamiento jurídico de la UE, con la que termina la fase administrativa o precontenciosa del procedimiento por incumplimiento, previa a la interposición de una demanda ante el Tribunal de Justicia; el dictamen motivado fija un plazo para que el Estado cumpla sus obligaciones, después del cual la Comisión podrá interponer un recurso por incumplimiento ante el tribunal.*"

El dictamen motivado se encuentra en el TFUE, art. 258.

3.2 Marco legislativo

Una vez explicados los conceptos básicos, proseguimos con el marco legislativo que regula las concesiones a las centrales hidroeléctricas en España. Esto es fundamental para comprender el contexto legal en el que se desarrolla el aprovechamiento de los recursos hídricos con fines energéticos. Este marco normativo abarca una serie de leyes, reglamentos y disposiciones que establecen las condiciones, requisitos y procedimientos para la explotación y gestión de estas instalaciones.

En el presente apartado, se redactarán las principales normativas que influyen en el sector hidroeléctrico, destacando aquellas que tienen un impacto significativo en las concesiones de aprovechamientos hidráulicos.

En los posteriores apartados se clasificarán según tres categorías principales: Normativa Comunitaria, Normativa Nacional y Normativa Autonómica.

3.2.1 Normativa Comunitaria

La Normativa Comunitaria engloba aquellas disposiciones emanadas de las instituciones de la Unión Europea que tienen repercusión directa o indirecta en el ámbito de las concesiones hidroeléctricas en España. Estas normas abarcan aspectos relacionados con la protección del medio ambiente, la política energética y otros ámbitos relevantes para la gestión sostenible de los recursos hídricos y energéticos de la unión. Además, se han añadido normas del sector Eléctrico por su estrecha relación con las centrales hidroeléctricas.

- REGLAMENTO (UE) 2019/942 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía.
- DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.
- DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- DIRECTIVA 2000/60/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas.
- Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) del 13 de diciembre de 2007 (originalmente llamado “Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea” 1957, Roma), acuerdo fundamental que establece las reglas y los objetivos de la UE.

3.2.2 Normativa Nacional

La Normativa Nacional comprende las leyes, decretos y disposiciones gubernamentales promulgadas a nivel estatal que regulan específicamente las concesiones hidroeléctricas y su gestión. Estas normas establecen los requisitos para la obtención y renovación de las concesiones, así como las condiciones de operación y los mecanismos de supervisión y control por parte de las autoridades competentes. Además, se han añadido normas del sector Eléctrico por su estrecha relación con las centrales hidroeléctricas.

- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas
- Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.
- Real Decreto 927/1988, de 29 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Administración Pública del Agua y de la Planificación Hidrológica, en desarrollo de los títulos II y III de la Ley de Aguas.
- Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto

refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

- Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, por el que se establece un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 KVA.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

3.2.3 Normativa Autonómica

La Normativa Autonómica hace referencia a aquellas normas y reglamentos promulgados por las Comunidades Autónomas en el ejercicio de sus competencias en materia de recursos hídricos y energía. Estas disposiciones pueden complementar o desarrollar la normativa estatal, adaptándola a las particularidades regionales y estableciendo medidas adicionales para la protección y aprovechamiento sostenible de los recursos hidroeléctricos dentro de su territorio, aunque, como se explicará posteriormente, primará la normativa Estatal ya que generalmente los recursos y aprovechamientos hidráulicos generados por las centrales hidroeléctricas suelen afectar a más de una comunidad autónoma (ya sea por el cauce por el que transcurre o por la energía inyectada en la red eléctrica española). En el caso de Andalucía, la normativa autonómica es la siguiente:

- Ley 9/2010, de 30 de julio, de Aguas para Andalucía.

Para consultar las normas consolidadas de la ley de aguas de cada comunidad autónoma consultar “Código de Aguas Normativa Autonómica”⁸.

⁸ Actualizaciones y leyes adicionales en el BOE, Código de Aguas Normativa Autonómica:
https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=139&modo=2¬a=0&tab=2

3.3 Contratos de Concesión de Obras Hidráulicas

La energía hidráulica en España ha desempeñado un papel fundamental en la producción de energía eléctrica a lo largo de su historia. Esta forma de generación de energía, que se basa en la explotación de caudales de agua embalsados y turbinados, ha sido pionera y ha contribuido significativamente al mix energético nacional.



Ilustración 38. Presa de Ricobayo, primera gran central hidroeléctrica, año 1935

En la actualidad, España cuenta con una red de infraestructuras hidroeléctricas desarrollada, con una potencia instalada de 20,43 GW (17,097 GW hidráulica y 3,331 GW bombeo) hidroeléctricas, que representa aproximadamente el 16% de la capacidad total de generación eléctrica del país (REE Potencia instalada, 2024). Este sector experimentó un crecimiento constante, aunque la proporción de energía hidroeléctrica en el total de la electricidad producida ha ido disminuyendo debido al aumento de la demanda energética y al desarrollo de otras fuentes de energía. Además, los puntos estratégicos con mayor potencia hidráulica ya cuentan con centrales hidroeléctricas para su explotación, por lo que su potencia instalada solo aumentará modificando las existentes o incrementando las centrales minihidráulicas y de bombeo, en actual expansión (Esteller, 2024).

La construcción y operación de las centrales hidroeléctricas en España ha sido predominantemente llevada a cabo por empresas privadas. Estas centrales requieren de una concesión administrativa debido a que el Estado autoriza el uso privado de recursos públicos, como el agua y los terrenos donde se construirá la infraestructura, pero de manera temporal. La concesión es el título por el que se obtiene el derecho al uso privativo del agua y en España, la mayoría de dichas concesiones vigentes en la actualidad se concedieron bajo la Ley de Aguas del año 1879. La concesión se regula en el título IV del Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA) y el título II del Reglamento de Dominio Público Hidráulico (RDPH) (MITECO Concesiones para el uso privativo del agua, 2024).

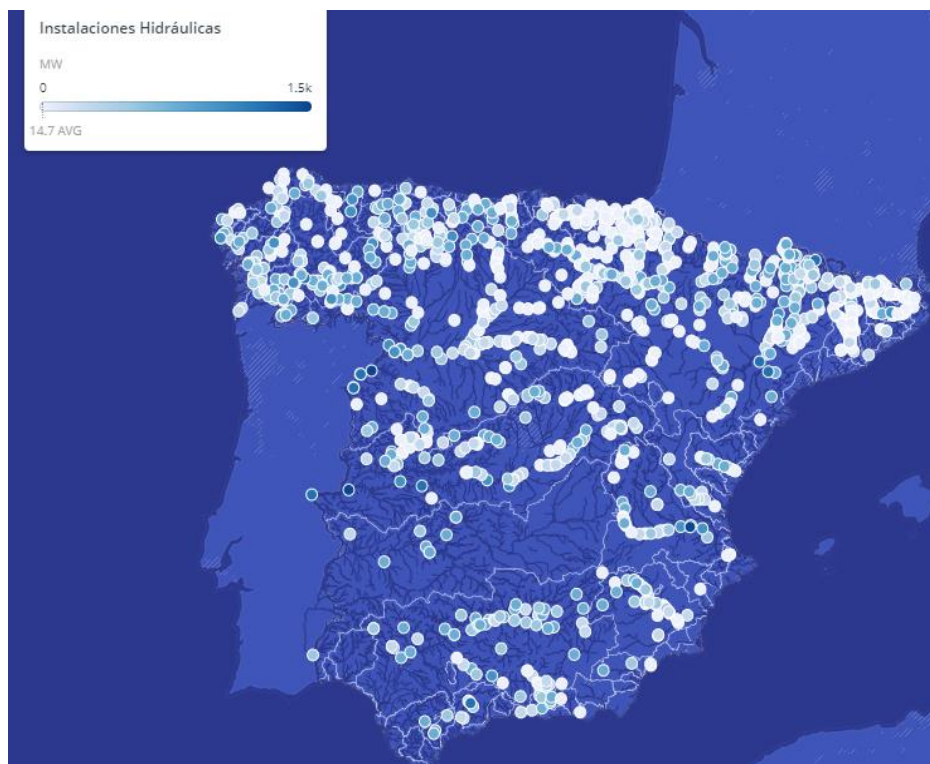


Ilustración 39. Mapa de las instalaciones hidráulicas nacionales.

Fuente: (ESIOS, Mapa de instalaciones hidráulicas nacionales, 2024)

Como se puede ver en la leyenda de la Ilustración 39, la imagen muestra todas las instalaciones hidroeléctricas del país desde 0 a 1500 MW de potencia. En la página oficial ESIOS de Red Eléctrica se puede encontrar el mapa interactivo para explorar las instalaciones existentes y sus respectivas características, disponible en la bibliografía.

3.3.1 Introducción a los Contratos de Concesión

En el ámbito de las relaciones entre el sector público y el privado, las concesiones representan un mecanismo fundamental mediante el cual las Administraciones otorgan a particulares o empresas el derecho para explotar bienes o servicios de dominio público durante un período determinado, a cambio de una contraprestación económica. Este instrumento, arraigado en los principios de colaboración público-privada, permite la participación del sector privado en la prestación de servicios de interés general, al tiempo que salvaguarda el interés público y la adecuada gestión de los recursos. (Ferrovial, 2024)

Como se ha podido ir vislumbrando en apartados anteriores, las concesiones pueden abarcar una amplia gama de áreas, desde la construcción y gestión de infraestructuras públicas hasta la explotación de recursos naturales como el agua o la energía. Su solicitud, gestión y funcionamiento se encuentran sujetos a normativas específicas (variables dependiendo del tipo de contrato concesional que se solicite), que establecen los criterios y procedimientos para su adjudicación, ejecución, control y mantenimiento.

3.3.1.1 Definición de contratos de concesión de obras hidráulicas.

De forma resumida, el Diccionario panhispánico del español jurídico define concesión de obra pública como:

Procedimiento de realización de una obra pública caracterizado por la forma de remuneración del empresario, a quien se le reconoce el derecho de explotar a título oneroso la obra durante un tiempo determinado (sistema de peaje). Lo característico del contrato de obras públicas y su distinción con el contrato de obras radica en que la contraprestación siempre debe consistir, total o parcialmente, en la explotación de la obra pública.

Según la Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras públicas, Título V, Del contrato de concesión de obras públicas, Cap. I; Disposiciones generales, Artículo 220: Contrato de concesión de obras públicas, se define el contrato de concesión de obras públicas como aquel en el cual la Administración pública o entidad de derecho público concedente otorga a un concesionario, durante un plazo determinado, la construcción y explotación, o únicamente la explotación, de obras relacionadas en el artículo 120 o, en general, de aquellas que, siendo susceptibles de explotación, sean necesarias para la prestación de servicios públicos de naturaleza económica o para el desarrollo de actividades o servicios económicos de interés general.

En este tipo de contratos, el concesionario asume los riesgos económicos derivados de la ejecución y explotación de las obras públicas, de acuerdo con lo establecido por la ley. La Administración concedente puede designar al concesionario para redactar el proyecto de construcción de las obras, sujeto a las exigencias determinadas en el correspondiente estudio o anteproyecto, con la aprobación final de la Administración concedente.

El sistema de financiación de la obra y la retribución del concesionario se determinarán por la Administración concedente, respetando los objetivos de estabilidad presupuestaria y criterios de racionalización en la inversión de los recursos económicos, así como la naturaleza y significación de las obras para el interés público (Boletín Oficial del Estado, 2024).

3.3.1.2 Propósito y objetivo de estos contratos.

El propósito y objetivo de los contratos de concesión de obras hidráulicas es permitir que la Administración pública o entidad de derecho público concedente pueda llevar a cabo la construcción y explotación, o simplemente la explotación, de obras relacionadas con el ámbito hidráulico. Estas obras pueden incluir, entre otras, infraestructuras para la gestión del agua, como presas, embalses, canales de riego, sistemas de abastecimiento de agua potable, plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otras.

Como se explica anteriormente, mediante estos contratos, el concesionario asume los riesgos económicos asociados con la construcción y operación de las obras, mientras que la Administración mantiene cierto grado de control y supervisión sobre el proyecto. La Administración delega la responsabilidad de llevar a cabo la ejecución y operación de estas obras durante un período determinado. Sobre los beneficios de la concesión de obras públicas, José Luis Bermejo Latre, profesor de Derecho administrativo en la Universidad de Zaragoza, declara:

Gracias a ella, unos bienes demaniales (los vasos de los embalses y los caudales almacenados) son utilizados de manera privativa (exclusiva y permanente) para la producción de un bien de mercado pero de interés colectivo (la costosa e imprescindible energía eléctrica), bajo la tutela estricta y con la participación de la Administración en el éxito de las operaciones (percibiendo ingresos fiscales durante su vida útil, e incorporando las obras e instalaciones construidas al patrimonio público al finalizar la relación concesional). Todos ganan, sin necesidad alguna de compromiso financiero de la Administración.

- José Luis Bermejo Latre, La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: «El día después» -

Los contratos de concesión de obras hidráulicas tienen como objetivo principal garantizar la prestación eficiente y sostenible de servicios públicos relacionados con el agua, así como el desarrollo de actividades económicas que contribuyan al interés general. Además, buscan fomentar la inversión privada en infraestructuras hidráulicas, aprovechando la experiencia y recursos del sector privado para mejorar la gestión y el mantenimiento de dichas obras.

3.3.1.3 Concesión de obra hidráulica.

La concesión de obra hidráulica se refiere al otorgamiento por parte de una Administración de la autorización para la construcción y explotación de una infraestructura relacionada con el uso y gestión del agua, como embalses, canales de riego o estaciones de tratamiento de aguas residuales.

Iberdrola España destaca como el actor principal en la producción hidroeléctrica del país, gracias a la notable

capacidad de generación que administra. La empresa gestiona más de 130 centrales de generación hidroeléctrica y mini hidroeléctrica en la península ibérica, sumando una potencia instalada total de 10.698 MW. Entre estas instalaciones, destacan algunas de las centrales hidroeléctricas de mayor capacidad en el país, como la de Cortes-La Muela en el río Júcar (Valencia), la de Aldeadávila en el río Duero (Salamanca), la de José María de Oriol (Alcántara) en el río Tago (Cáceres), la de Villarino en el río Tormes (Salamanca) y la de Saucelle en el río Duero (Salamanca) (Iberdrola España, 2024).

Todo esto se refleja muy bien en el ranking realizado por elEconomista para el año 2022 (elEconomista, 2024):

Posición Sector	Evolución Posiciones	Nombre de la empresa	Facturación (€)
1	-	IBERDROLA GENERACIÓN SAU	766.170.000
2	-	CORPORACIÓN ACCIONA HIDRÁULICA SL	188.518.000
3	1↑	ELECTRO METALÚRGICA DEL EBRO SL ⁹	25.256.397
4	1↑	RENEWABLE POWER INTERNATIONAL SA.	24.796.812
5	2↓	HIDRODATA SA	16.985.711
6	1↑	SALTOS Y CENTRALES DE CATALUNYA SA ¹⁰	14.626.000
7	5↑	SALTOS DEL NANSA 1 SA ¹¹	12.693.000
8	3↑	HIDROELÉCTRICA DE OUROL SL	8.629.059
9	6↑	SALTOS DEL CINCA SA.	7.561.000
10	1↓	CORTIZO HIDROELÉCTRICAS SA	6.958.630

Tabla 2. Ranking de empresas según la facturación conseguida por la producción de energía hidroeléctrica para el año 2022.

Fuente: elEconomista, ranking de empresas del sector producción de energía hidroeléctrica.

Como se puede apreciar en la Tabla 3, Iberdrola logra aproximadamente cuatro veces más beneficios que la empresa que le sigue, gracias a las concesiones que posee. Estos valores son variables y dependen de si se trata de años húmedos, con abundantes precipitaciones, o años secos. Según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en España, durante los años húmedos se llega a producir más de 40.000 GWh, mientras que en los años secos la producción se reduce considerablemente, a menos de 25.000 GWh.

⁹ Electro Metalúrgica del Ebro en 1990, fue absorbida por FECSA (Fuerzas Eléctricas de Cataluña), comprando todas sus instalaciones hidroeléctricas (Electro Metalúrgica del Ebro Wikipedia, 2024). En 1996 Endesa adquiere el 75% de la compañía (Historia Endesa Wikipedia, 2024). En algunos casos, las empresas que han sido absorbidas o compradas por otras más grandes siguen existiendo como entidades legales separadas debido a su estructura legal o la manera en que se desglosan sus operaciones dentro del grupo. Endesa, al ser una gran multinacional con múltiples subsidiarias y operaciones, puede no aparecer directamente bajo su nombre en ciertos listados si las operaciones específicas de esa subsidiaria (como Electro Metalúrgica del Ebro) se registran por separado. Por lo tanto, en el ranking se reconoce a Electro Metalúrgica del Ebro por su nombre original o su entidad legal específica, aunque operativamente forme parte de Endesa.

¹⁰ Al igual que Electro Metalúrgica del Ebro, Saltos y Centrales de Catalunya SA fue absorbida por FECSA, en 1957 (posteriormente adquirida por Endesa).

¹¹ Conforme a los datos recopilados, Endesa adquiere en el año 1991 el 24,9% de Saltos del Nansa 1, aunque según el listado de centrales en explotación del documento del congreso (Congreso de los Diputados, Secretaría General, 2024) solo existen cuatro CH asociadas a esta empresa (CH Peña de Bejo, CH Rozadio, CH Celis y CH Herrerías) y según la página oficial de ACCIONA, son propietarios de todas ellas, el aprovechamiento integral del río Nansa. No se ha encontrado información sobre las instalaciones que adquirió Endesa en 1991, pudiendo ser hidráulicas u de otro tipo.

3.3.2 Contenido de los Contratos

Las concesiones administrativas suelen incluir una serie de condiciones y cláusulas típicas que regulan los derechos y obligaciones de las partes involucradas, los plazos de ejecución de las obras y las modalidades de explotación de los servicios. El contenido de los contratos de concesión puede variar, pero generalmente incluye las siguientes disposiciones:

1. Objeto de la Concesión: Especificación detallada del proyecto de obra pública o servicio que se va a desarrollar, incluyendo la descripción técnica de las infraestructuras a construir y los servicios a prestar.
2. Plazo de la Concesión: Determinación del periodo durante el cual el concesionario tiene el derecho y la obligación de explotar el servicio público o infraestructura. Según el Artículo 221 de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, el plazo de las concesiones se fija en función de la naturaleza y características del servicio o infraestructura, pero no podrá exceder de 75 años en ningún caso.
3. Obligaciones del Concesionario: Enumeración de las responsabilidades del concesionario, que incluyen la ejecución de las obras según los planos y especificaciones aprobados, la obtención de las licencias y permisos necesarios, el mantenimiento y operación de las instalaciones, y la prestación de los servicios conforme a los estándares de calidad establecidos.
4. Derechos del Concesionario: Establecimiento de los derechos que corresponden al concesionario, como el derecho a percibir las tarifas o contraprestaciones pactadas, el uso de bienes públicos necesarios para la prestación del servicio, y la posibilidad de realizar modificaciones en las obras, previa autorización administrativa.
5. Tarifas y Régimen Económico: Regulación del régimen de tarifas que el concesionario puede cobrar a los usuarios del servicio, así como las condiciones para su revisión y actualización. También se incluyen las disposiciones sobre las subvenciones o ayudas que la Administración puede otorgar al concesionario.
6. Reversión de las Instalaciones: Disposiciones relativas a la reversión de las infraestructuras y bienes afectados a la concesión al término del plazo concesional. Según el Artículo 221, las obras e instalaciones revertirán al Estado o entidad concedente en buen estado de conservación y funcionamiento.
7. Garantías y Seguros: Requisitos sobre las garantías financieras que debe aportar el concesionario para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones, así como la contratación de seguros para cubrir los riesgos asociados a la ejecución de las obras y la explotación del servicio.
8. Fiscalización y Control: Mecanismos de supervisión y control por parte de la Administración concedente, incluyendo la obligación del concesionario de facilitar la inspección de las obras y servicios, la presentación de informes periódicos y la posibilidad de imponer sanciones en caso de incumplimiento.

Estas cláusulas aseguran que las concesiones administrativas sean gestionadas de manera eficiente y conforme a los intereses públicos, proporcionando un marco claro para la relación entre la Administración y el concesionario (Jefatura del Estado, 2024).

3.3.3 Cese de la concesión para el uso privativo del agua en centrales hidroeléctricas

La normativa que regula los motivos para retirar una concesión a una central hidroeléctrica en España se encuentra principalmente en el Real Decreto Legislativo 1/2001, que aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. Específicamente, los artículos 53 y 66 detallan las causas de extinción de las concesiones y las condiciones bajo las cuales puede declararse la caducidad. Además, el Reglamento del Dominio Público Hidráulico complementa esta normativa con disposiciones adicionales sobre la gestión y control de las concesiones de uso de aguas públicas.

Según estas directrices la concesión puede ser retirada por diversas razones:

1. Término del plazo de la concesión: La concesión se extingue automáticamente al finalizar el período para el cual fue otorgada. Esto se aplica a todas las concesiones, independientemente de su tipo o propósito. Desarrollado ampliamente en el apartado 3.3.4 de este trabajo.

2. Caducidad de la concesión: Según el artículo 66 del Real Decreto Legislativo 1/2001, una concesión puede declararse caducada por varios motivos:
 - a. Interrupción de la explotación: Si la explotación de la central hidroeléctrica se interrumpe de forma permanente durante tres años consecutivos y esta interrupción es imputable al titular, la concesión puede ser revocada. Esto implica una obligación del concesionario de mantener la operación continua y justificar cualquier cese temporal.
 Un ejemplo de este caso es la caducidad de la concesión de aguas del río Ferreira, destinada a la producción de energía eléctrica en Santa Eulalia, Asturias. Por una orden ministerial de 1943, se concedió el derecho a aprovechar hasta 500 l/s de agua del río Agüeira o Ferreira. Esta concesión fue rehabilitada en 1966, pero en 1997 se constató que el aprovechamiento no estaba en condiciones de explotación debido al abandono de las instalaciones durante más de tres años. En 2001 se inició el expediente para la declaración de caducidad, y en 2003 se confirmó la caducidad debido al desuso imputable al titular (Sastre Beceiro, 2024).
 - b. Incumplimiento de condiciones esenciales: La concesión puede caducar si el titular incumple las condiciones esenciales estipuladas en el documento concesional, como los parámetros técnicos, operativos y ambientales que se establecieron al otorgar la concesión.
 La central hidroeléctrica Acapela, operada por Endesa y ubicada en el río Eume, es un claro ejemplo de incumplimiento de condiciones esenciales, específicamente en lo referente al caudal ecológico. Este caudal es crucial para mantener el equilibrio del ecosistema fluvial, asegurando que haya suficiente agua para preservar la vida acuática y la calidad ambiental del río. Sin embargo, durante varios años, se denunció que la central no estaba respetando este caudal mínimo, secando por completo durante 50 años un tramo del río, lo que ha llevado a una degradación ambiental significativa en más de tres kilómetros del río. Según las medidas tomadas por AEMS Ríos con Vida, la central hidroeléctrica expulsaba solo 14 litros por segundo, cuando según la normativa de ese momento deberían ser aproximadamente 3500 litros por segundo para mantener el equilibrio ecológico del río (AEMS Ríos con Vida, 2018).
 En 2010, la organización ambiental ADEGA solicitó a la Xunta de Galicia que obligara a Endesa a gestionar adecuadamente los sedimentos acumulados y a cumplir con el caudal ecológico estipulado. También pidieron que se iniciara un expediente de caducidad de la concesión del embalse debido a este incumplimiento (Burón, 2010).
 - c. Falta de diligencia: El titular debe mostrar una conducta diligente en la gestión de la concesión. La negligencia en la toma de acciones para resolver problemas que impiden la explotación puede llevar a la caducidad, como en el caso de la explotación de aguas del río Jalón, donde la falta de acción y diligencia resultó en la extinción de la concesión (López Alonso, 2013).
3. Expropiación forzosa: La concesión puede ser retirada por expropiación forzosa por razones de utilidad pública o interés social. En estos casos, el Estado puede recuperar la concesión para emplear los recursos hídricos en proyectos que beneficien a la comunidad en general.
4. Renuncia expresa del concesionario: El titular de la concesión puede renunciar voluntariamente a sus derechos. Esta renuncia debe ser expresa y documentada, y el concesionario debe cumplir con cualquier requisito administrativo para formalizar la renuncia. Esto suele ocurrir cuando una central se encuentra en malas condiciones y deja de ser rentable, aunque al renunciar a la concesión también deberá seguir pagando los gastos que le solicite el organismo de cuenca, como por ejemplo, la demolición de las instalaciones y la reversión del terreno a su estado natural previo a la concesión.
5. Impacto ambiental o social negativo: Las centrales hidroeléctricas pueden tener un impacto significativo en el medio ambiente, incluyendo la alteración de ecosistemas, la pérdida de biodiversidad y la emisión de gases de efecto invernadero durante la construcción. Si una evaluación ambiental determina que la central está causando daños irreversibles o significativos al entorno natural, la concesión puede ser revisada y potencialmente retirada.

Aunque no es muy usual, según el artículo 164.1 del RDPH, el procedimiento de extinción de las concesiones (que no el cese de la actividad productiva) puede comenzar incluso tres años antes de la fecha acordada con el objetivo de evitar retrasos posteriores en los trámites.

Un caso llamativo fue el de la Central de Corbera, la cual se declaró extinguida la concesión el 30 de octubre del 2000 e iniciando los tramites de reversión en esa misma fecha, aunque esto no ocurrió hasta el 30 de julio de 2009, fecha en la que se acordó la reversión. No obstante, el Acta de Reversión no se firmó hasta el 6 de junio de 2018.

3.3.4 Evolución y problemática de la normativa

*“History is not simply the study of the past
It is an explanation of the present.”
- The Holdovers, 2023-*

Inicialmente se estableció que las concesiones de aprovechamiento de aguas públicas se entregaban a perpetuidad y sólo podían ser revocadas por no uso durante veinte años (artículo 411 del Código Civil) o si las aguas se volvían nocivas para la salud o la vegetación debido a la industria para la que fueron concedidas (Ley de Aguas de 13 de junio de 1879). La mayoría de las concesiones en vigor en la actualidad fueron otorgadas bajo los preceptos de esta ley, lo que ha provocado que cada modificación posterior (habitualmente orientada a acortar los plazos de concesión y a reforzar la normativa tanto medioambiental como económica) sea motivo de litigios y disputas legales entre juristas especializados.

Siguiendo con la evolución de la norma, en 1885, mediante el Decreto de Ordenación de Instalaciones Eléctricas, se establecieron los parámetros básicos para la gestión de la energía eléctrica por primera vez y posteriormente con el Real Decreto de 14 de junio de 1921, se modificó las condiciones de las concesiones a centrales hidroeléctricas. Se suspendió la entrega de concesiones a perpetuidad, estableciendo un nuevo periodo de concesión de 65 años a partir del inicio de su explotación. Al finalizar este periodo, todas las obras y elementos de explotación pertenecientes al concesionario revertirían al Estado.

Además de la reversión al Estado, surgieron las concesiones múltiples para el aprovechamiento completo de ríos, origen de algunos juicios complejos, como el de la central hidroeléctrica Salto de la Malva (2000-2006) en el término municipal de Somiedo, Asturias (Sastre Beceiro, 2024).

Un año después, el 10 de noviembre de 1922, se aprobó un Real Decreto que nuevamente modificó la duración de las concesiones. Este Real Decreto estableció un plazo general de 75 años para las concesiones, ampliable a 99 años en casos especiales que beneficien el interés general o incluyan la construcción de determinadas obras hidráulicas. Además, este decreto especificaba que la reversión de las instalaciones solo se aplicaba a las concesiones de aprovechamiento de aguas destinadas a la generación de electricidad. En los años posteriores (1943, 1944 y 1947) se publicaron distintos decretos ampliando y concretando condiciones para la explotación y caducidad de las concesiones, sin modificar los tiempos de reversión al Estado.

Finalmente, la Ley de Aguas de 1985 y el Real Decreto Legislativo 1/2001 establecen un límite máximo de 75 años para las concesiones de aprovechamiento de aguas públicas, con condiciones estrictas para su prórroga. Esta normativa reemplaza a las concesiones perpetuas anteriores, transformándolas en concesiones temporales con un tope de 75 años. El Tribunal Constitucional respaldó esta medida, considerando que no era expropiatoria sino una "nueva regulación" que aseguraba una ordenación racional del uso de recursos hídricos. En cuanto a las prórrogas, la legislación permitía una extensión única de hasta 10 años si el coste de las obras no podía ser amortizado dentro del plazo restante de la concesión, siempre que el plazo total no superase los 75 años.

En la actualidad existe una excepción y afecta únicamente a las centrales de bombeo previas al RD que decidan repotenciar. Recogida en la disposición adicional decimoctava del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre:

Para aquellos casos en los que se pretenda una repotenciación de alguna de estas centrales hidroeléctricas reversibles ya existentes, los titulares de las concesiones podrán obtener, por solo una vez, una nueva concesión con el mismo uso y destino, debiendo formular la solicitud con anterioridad a los últimos 15 años de vigencia de la actual concesión. La nueva concesión sólo podrá ser otorgada por un plazo suficiente para amortizar la inversión realizada, no pudiendo superar en ningún caso, los 50 años.

3.3.5 Situación actual

En este contexto, se están estudiando varios aspectos; la gestión y el aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas, incluyendo la posible gestión a través de una empresa pública, el desmantelamiento de infraestructuras y la restauración ambiental de los ríos y cuencas afectadas (otorgar una nueva concesión o ampliarla sería mantener el sistema usado actualmente).

El Gobierno ordena demoler 12 de las 21 concesiones hidroeléctricas caducadas desde enero de 2020. En esta legislatura han vencido solo 37,7 MW y ha ordenado demoler 15,38 MW.

- Antonio M. Vélez, ElDiario.es-

En un documento emitido por el Senado en febrero de 2014, como respuesta a la pregunta de Jesús Enrique Iglesias Fernández; “¿Qué concesiones para el aprovechamiento hidroeléctrico concluyen su vigencia en los próximos diez años?” (Fernández, 2014), El Senado respondió adjuntado las siguientes tablas (Senado de España, 2024):

Confederación Hidrográfica del Cantábrico			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
Molino de Corveiras	Turia	Sara Corveiras Mon	27/04/2017
Mazonovo	Cabreira	Tainde, S.L.	21/05/2017
San Tirso	Navigo	Energías del Norte, S.A.	26/05/2017
Ablaneda	Arroyo Ablaneda	Compass Trading-I	2/12/2019
Salto de Somiedo	Laguna de Cerveriz	Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	19/08/2020
La Riera	Somiedo y Las Morteras (Saliencia)	Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	1/12/2020
Cauxa	Cauxa	Hidroeléctrica del Cauxa, S.L.	1/02/2021
Molino de Guxo	Cabreira	Vicente Logares López	2/11/2023

Confederación Hidrográfica del Duero			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
PA-21-7	Carrión	Ángel Suárez Ríos e Hijos, C.B.	13/03/2020

Confederación Hidrográfica del Ebro			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
Barrosa	Barrosa	Corporación Acciona Hidráulica, SL	14/05/2016
Urdiceto	Urdiceto	Corporación Acciona Hidráulica, SL	13/06/2016
Morana	Huecha	Iberdrola S.A.	10/09/2022
Tobera/ La Ranera de Arriba	Molinar	Francisco Javier Nogales	2017

Lodosa		C.G. usuarios canal de Lodosa / Corporación Acciona Hidráulica, S.L.	8/09/2021
La Retorna		Iberdrola S.A.	20/12/2021
Trespaderne		Iberdrola S.A.	19/05/2023
Salinas	Cinca	Corporación Acciona Hidráulica, S.L.	27/04/2024
Confederación Hidrográfica del Guadalquivir			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
Central de Zufre	Zufre (Huelva)	EMASESA	7/08/2021
Aracena	Puerto Moral (Huelva)	EMASESA	27/02/2020
Confederación Hidrográfica del Guadiana			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
Villar del Rey	Zapatón	Naturener S.A.	14/11/2020
Confederación Hidrográfica del Júcar			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
El Torcido	Júcar	Barbo Energías Renovables. S.A	14/02/2014
Contreras - Mirasol	Cabriel	Iberdrola, S.A.	8/07/2016
Albentosa – Los Toranes	Mijares	Iberdrola, S.A.	15/05/2018
Confederación Hidrográfica del Miño - Sil			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
Central hidroeléctrica de Enviande	Río Enviande	Cortizo Hidroeléctricas, SAU	11/12/2016
Central hidroeléctrica de Castro Caldelas	Río Edo	Saltos del Edo, S.L.	10/12/2017
Central hidroeléctrica de Castadón-Hervidoiro	Río Loña	Enel Green Power España, S.L.	11/12/2017
Central hidroeléctrica de Vilachán	Río Vilachán	Hidrotide AIE	10/03/2018
Central hidroeléctrica de Cabo	Río Deva	Hidromedia de Galicia, S.L.	21/12/2023
Confederación Hidrográfica del Segura			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
Azud de Quebradas	Mundo	Iberdrola renovables	2023
Presa de Teldeche	Mundo	Hidroenergía Xana S.L.	2023
Azud de Vicarias	Mundo	Iberdrola renovables	2023
Confederación Hidrográfica del Tajo			
Denominación	Cauce/ TM	Titular	Plazo fin de la concesión
Cebolla	Río Tajo	Iberdrola, S.A.	25/11/2017
Riofrío	Río de Riofrío	Manufacturas, S.A.	13/05/2018
La Rocha	Río Tajo	Unión Fenosa Energías Especiales,S.A.	14/02/2019
Molino de Arriba	Río Tajo	Unión Fenosa Energías Especiales,S.A.	14/02/2019
Hoz Seca	Río de la Hoz Seca	Unión Fenosa Energías Especiales,S.A.	18/02/2019

Tranco del Diablo	Río Cuerpo de Hombre	Ayuntamiento de Béjar	18/02/2019
Lavaderos-San Bernardo	Río Tajo	Minicentrales Dos, S.A.	5/03/2019
La Herrería	Río Guadiela	Navarro Generación, S.A.	28/03/2019
Gómez Rodulfo	Río Cuerpo de Hombre	Turbina del Batán, S.L.	12/05/2019
Los Tilos	Río Guadiela	Navarro Generación, S.A.	9/08/2020
Vadillos	Río Guadiela	Navarro Generación, S.A.	9/08/2020
Zorita	Río Tajo	Unión Fenosa Generación, S.A.	1/11/2022
Almoguera	Río Tajo	Unión Fenosa Generación, S.A.	26/06/2023

Tabla 3. Fecha de fin de las concesiones hidroeléctricas más cercanas.

Fuente: Secretaría de Estado de Relaciones con las Cortes, respuesta de la pregunta escrita al Senado por Jesús Enrique Iglesias Fernández, 18/02/2014.

Añadir, la poca información pública que se facilita con respecto a las fechas y condiciones de las concesiones, la poca transparencia para encontrar todos estos datos que son, por ley, obligadamente públicos. Con la intención de obtener información veraz para la redacción de este trabajo, se ha solicitado formalmente a la Comisaría de Aguas de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir y a la Comisaría de Aguas de la Confederación Hidrográfica del Ebro, una lista actualizada de las concesiones otorgadas independientemente de si se encuentran ya caducadas o no.

Confederación Hidrográfica del Ebro respondió que los datos de las centrales hidroeléctricas están disponibles en el Registro de Aguas, junto con un enlace a su página web, concretamente al “Seguimiento de expedientes y Registro de Aguas”. Filtrando con la clase de afección tipo eléctrica, la página nos muestra 302 resoluciones. Muchas de estas resoluciones son de centrales privadas que no inyectan energía en la red, la autoconsumen. Además, algunos de los datos solicitados no aparecen siempre en dichas resoluciones.

Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, respondió que no les era posible darme esa información porque no está digitalizada. Es importante destacar que, según la ley, esta información es pública y debería estar a disposición de todos los ciudadanos.

4 POSIBLES DESENLACES



Considerando los distintos modelos de gestión que pueden ser implementados, se plantean tres posibles desenlaces: la explotación pública, que implica una gestión directa por parte de entidades públicas; la privatización, que permite a empresas privadas operar las instalaciones bajo nuevas concesiones; y el desmantelamiento, que contempla la posibilidad de cerrar y dismantelar las instalaciones por motivos económicos, ambientales o de viabilidad técnica.

4.1 Gestión pública

La nacionalización o gestión pública de las centrales hidroeléctricas implica que el Estado asuma el control y operación de estas instalaciones una vez que expiren sus concesiones, buscando asegurar la producción energética y alcanzar los objetivos medioambientales y de sostenibilidad establecidos por la Unión Europea.

La gestión pública de estas centrales es una práctica cada vez más común en otros países, como se analizará en el Título 5: Tendencia internacional. Esta inclinación, independientemente de la ideología política del país, se debe principalmente a razones geopolíticas. En el contexto actual de conflictos y agitación global, los países están procurando que recursos tan valiosos como la energía no se encuentren en manos de entidades extranjeras, reflejando una preferencia hacia la seguridad energética. Además de estos motivos estratégicos, también se debe analizar la ley actual con ojo crítico, ya que el contexto en el que fue redactada es muy diferente al actual. Las centrales ya están construidas y en explotación, por lo que la inversión pública necesaria para su funcionamiento sería mucho menor que la inicial.

A pesar de esto, la normativa actual en España no contempla la posibilidad de una gestión directa por parte de la Administración utilizando exclusivamente recursos propios¹². En este contexto, las Confederaciones Hidrográficas que han decidido no continuar con las concesiones han optado por contratar empresas para realizar las labores de operación, mantenimiento y gestión de incidencias de las centrales hidroeléctricas revertidas. La Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) ha sido pionera en este ámbito, recuperando varias centrales hidroeléctricas para su gestión pública¹³, alcanzando una capacidad de 104,2 MW en el año 2022.

Algunas de las ventajas de esta opción son las siguientes:

- **Control Estatal y Soberanía Energética:** La gestión pública de las centrales hidroeléctricas otorga al Estado un mayor control sobre una fuente esencial de energía, reduciendo la dependencia de operadores privados y permitiendo una planificación a largo plazo que favorezca el interés público. Esto puede ser crucial en contextos de crisis energética o fluctuaciones del mercado energético.

¹² Según informes de la CHE, el personal de la Confederación no dispone de las habilitaciones necesarias ni de los conocimientos técnicos para realizar las tareas requeridas en las centrales, lo que hace necesaria la contratación de empresas externas especializadas (Blanco Moa, 2022).

¹³ La estimación de las ganancias de CHE por una sola CH es de 6 millones de euros, sin descontar los gastos de explotación (Villanueva, 2024): <https://www.heraldo.es/noticias/aragon/huesca/2018/05/11/la-che-ingreso-millones-por-central-pueyo-jaca-1243256-2261127.html>

- **Reinversión de Beneficios:** Los ingresos generados por las centrales hidroeléctricas gestionadas públicamente pueden ser reinvertidos en la mejora de infraestructuras, programas de sostenibilidad y desarrollo comunitario. Este enfoque puede contribuir significativamente al desarrollo económico local y a la creación de empleo. Sin embargo, en la práctica, las empresas privadas pagan ciertos impuestos municipales que, aunque pequeños, representan una fuente importante de ingresos para los ayuntamientos. Cuando la gestión es pública, los beneficios de la explotación son gestionados directamente por la confederación correspondiente, quedando a su criterio el tipo de ayuda a los municipios afectados, ya que la norma no lo especifica. Por ello, es necesaria la creación de una legislación que ampare a estos pueblos cedentes de recursos y que históricamente no han visto recompensa alguna.

En relación a esto, surgió FEMEMBALSES (Federación Nacional de Asociaciones y Municipios con Centrales Hidroeléctricas y Embalses), una entidad que defiende, desde hace casi 30 años, los derechos de los municipios afectados. Pese a lo comentado anteriormente, la postura general de dichos pueblos es de rechazo a la explotación privada de los aprovechamientos hidroeléctricos y reclaman al Estado compensaciones por las pérdidas fiscales derivadas de las reversiones y la reinversión en sus territorios de los beneficios. Prefieren la gestión pública¹⁴ ya que reduce la dependencia de empresas privadas que pueden priorizar sus propios beneficios sobre las necesidades y el bienestar de la comunidad.

- **Cumplimiento de objetivos medioambientales:** Esta gestión puede garantizar que las operaciones de las centrales hidroeléctricas cumplan con los objetivos medioambientales y las regulaciones establecidas por la UE con más agilidad, ya que el mismo organismo encargado de la revisión y cumplimiento de la ley es el propietario directo de la instalación (aunque como se comentó antes, usa un contrato de servicios para explotarla).

No obstante, y pese a los beneficios comentados, las Confederaciones Hidrográficas en España no están diseñadas para funcionar como empresas productoras de electricidad. Sus funciones principales están orientadas a la gestión y administración del agua, incluyendo la planificación hidrológica, la concesión de derechos de uso de agua y la supervisión del cumplimiento de las normativas de aguas, en ningún caso aparece que puedan ser productores de energía. Esta idea la expone de manera clara y concisa el Profesor Titular de Derecho administrativo, Jose Luis Bermejo Latre en su trabajo “La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: «El día después»”: (Bermejo Latre, 2022)

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

La producción de electricidad requiere habilidades y recursos técnicos específicos que no forman parte de las competencias de estas entidades. Por ello, se hace necesaria la contratación de empresas externas que cuenten con el personal cualificado y los recursos adecuados para garantizar la operación eficiente y segura de las centrales hidroeléctricas. Por todo esto, se concluye que las Confederaciones Hidrográficas no pueden actuar como empresas productoras de electricidad debido a sus funciones legales limitadas, la falta de recursos adecuados, las exigencias regulatorias del sector eléctrico y las implicaciones de gestión que exceden su ámbito de competencias.

A pesar de estas limitaciones, varias confederaciones están explotando centrales hidroeléctricas bajo un permiso excepcional de explotación. No obstante, no se ha aclarado si esto es temporal, hasta que se abra un nuevo concurso, o si se pretende mantener este modelo a largo plazo. Durante la entrevista con el catedrático y analista de políticas públicas Pedro Brufão, subrayó la necesidad de implementar un control legal sobre esta situación, ya que las entidades públicas están exentas de algunos pagos obligatorios para las empresas privadas, lo que les

¹⁴ Existe otra opción de gestión pública aun más inusual, la cesión de las competencias a una comunidad energética. El objetivo es que los municipios asuman la gestión de las CH, convirtiéndolas en comunidades de energía. Estas entidades serían controladas por socios o miembros situados en las proximidades de los proyectos y su finalidad primordial no es la ganancia financiera, sino proporcionar beneficios medioambientales, económicos y sociales a sus socios, miembros y las zonas locales donde operan. Las comunidades energéticas fueron introducidas en la legislación mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.

permite operar con menores costos y ha provocado conflictos con las empresas privadas, que acusan justificadamente a las confederaciones de competencia desleal. (Brufao Curiel, 2024)

4.2 Gestión de empresa privada

La privatización de las centrales hidroeléctricas implica que, una vez finalizadas las concesiones, la gestión de estas instalaciones se transfiera a entidades privadas a través de un proceso de licitación. Los principales beneficios de esta opción son los siguientes:

- **Competitividad:** Esta opción se fundamenta en la premisa de que la competitividad entre empresas por obtener nuevos contratos de concesión puede ser altamente beneficiosa. La competencia en el mercado obliga a las empresas a demostrar y ser mejores, invirtiendo en mejoras y actualización tecnológica para ganar las concesiones. Esto no solo beneficia a las empresas privadas, que optimizan su rendimiento, sino que también resulta en instalaciones hidroeléctricas más eficientes y modernizadas. Al tener que luchar contra otras entidades bajo las mismas condiciones, las empresas se ven impulsadas a mantener altos estándares operativos y a innovar constantemente, asegurando una producción energética sostenible y competitiva.
- **Beneficios a las comunidades locales y organismos de cuenca:** Otra ventaja es que las entidades privadas tienen la capacidad de generar ingresos fiscales que benefician a los municipios afectados, la cuenca hidrográfica y los organismos encargados de su gestión. Estos impuestos han sido muy variables a lo largo de los años, y actualmente cada comunidad autónoma tiene sus propios impuestos específicos por el uso del agua, además de los impuestos estatales obligatorios. Entre estos impuestos destaca el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE), regulado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, que aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.

El IAE es un tributo que grava el ejercicio de actividades empresariales en territorio español. La base imponible para las centrales hidroeléctricas se determina en función del valor catastral de los bienes inmuebles afectos a la actividad y otros factores específicos, como la potencia instalada y el volumen de producción. Esto significa que una central hidroeléctrica con mayor capacidad de producción y más infraestructura tendrá una base imponible mayor. El IAE constituye una fuente importante de ingresos para los municipios donde están ubicadas las centrales hidroeléctricas, ya que estas suelen tener una elevada base imponible debido a su infraestructura y capacidad productiva (CEF, 2024).

Otro impuesto más reciente es el IBI-BICES. Es un tributo local que grava los bienes inmuebles de características especiales. Este impuesto se aplica a infraestructuras como centrales hidroeléctricas, parques eólicos, fotovoltaicos, entre otros, que son considerados Bienes de Características Especiales (BICES) según la Ley del Catastro inmobiliario. La regulación y valoración de los bienes inmuebles de características especiales ha evolucionado a lo largo del tiempo, adaptándose a las necesidades y particularidades de este tipo de infraestructuras. Este es un impuesto muy controvertido que continuamente genera litigios entre las empresas y los ayuntamientos. Similar al IBI de cualquier vivienda o parcela, pero además de los terrenos que ocupan las centrales y los embalses, se incluyen todas las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento de la central, como serían canales, tuberías, caminos, etc.

Nuestro mayor logro, su gran beneficio. El mayor ingreso de su Ayuntamiento.

-Gonzalo Abogados, acerca del Impuesto sobre

los Bienes Inmuebles de Características Especiales-

No obstante, la privatización también conlleva ciertos desafíos. Uno de ellos es la inseguridad jurídica derivada de las modificaciones legislativas recientes, como la reforma del artículo 55.2 del Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA) por el Real Decreto-Ley 17/2021¹⁵. Esta reforma introduce la posibilidad de imponer y variar anualmente el régimen mínimo y máximo de caudales medios mensuales a desembalsar en distintas situaciones, así como el régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas. Estas variaciones pueden afectar significativamente a la rentabilidad de las concesiones hidroeléctricas, creando incertidumbre para los inversores privados. Es crucial que se desarrolle un marco regulatorio claro y transparente para la adjudicación de nuevas concesiones, asegurando que los procesos de licitación sean competitivos y equitativos.

A la par de estos cambios, surge la incógnita acerca de las futuras concesiones, ya sea si el Estado optará por gestionarlas de manera pública o, como parece sugerir¹⁶, continuará otorgando concesiones para la gestión privada. Sin embargo, es interesante recordar que las Confederaciones Hidrográficas, como se mencionó anteriormente, necesitan realizar contratos de servicios para su óptimo funcionamiento debido a la falta de recursos propios. Esto abre otra posibilidad diferente a las empresas privadas: una colaboración más estrecha entre empresas públicas y privadas.

4.2.1 Otras consideraciones

Como se mencionó en apartados anteriores, la mayoría de las concesiones actuales se otorgaron bajo la Ley de Aguas de 13 de junio de 1879. Aunque ha experimentado numerosas modificaciones, aún es posible discernir, a través de su redacción, los objetivos que perseguía y el enfoque adoptado para lograrlos. En aquella época, se buscaba estabilidad en la generación de electricidad sin comprometer fondos públicos, por lo que las concesiones se otorgaban a perpetuidad (posteriormente a 75 años). Actualmente, este formato se considera obsoleto, ya que muchas voces, tanto dentro de España como en la Unión Europea, argumentan que, dado que las centrales ya están construidas y en operación, solo se requiere inversión para su mantenimiento, por lo que no tiene sentido mantener períodos de concesión de 75 años para su amortización.

Estas concesiones en su primer origen contaban con un importante sentido económico debido a que para poner en marcha diversos aprovechamientos se necesitaban altos desembolsos. Sin embargo, en la actualidad esto aparece matizado toda vez de que nos encontramos en su mayoría ante explotaciones en funcionamiento. Por ello, las concesiones a operadores privados como vehículo de explotación de los aprovechamientos, en caso de que se sigan utilizando en el futuro, como así semeja, deben ser tratadas desde un enfoque distinto a esas primeras concesiones.

- José Antonio Blanco Moa,

El vencimiento de las concesiones hidroeléctricas y su nueva explotación -

4.3 Continuación de la concesión o prórroga

La continuación o prórroga de las concesiones con el mismo concesionario no suele ser una opción válida, ya que el plazo máximo, incluidas las prórrogas, es de 75 años, y la mayoría de las centrales ya han superado este período. Estas centrales deberán revertir al Estado de manera gratuita, libres de cargas y en condiciones operativas.

Un caso de incumplimiento de estas condiciones en la actualidad es la central de Os Peares. Otorgada en 1910, se solicitó en el año 1948 un aumento de caudal con el que obtuvo, sin pasar a través de concurso, atrasar la fecha de reversión hasta 2009. En esa fecha solicitó nuevamente un aumento de caudal, consiguiendo de nuevo

¹⁵ El artículo establece que para embalses con capacidad superior a 50 hm³, cuyos usos principales no sean el abastecimiento, regadío y usos agropecuarios, el organismo de cuenca debe fijar al inicio de cada año hidrológico: un régimen mínimo y máximo de caudales medios mensuales a desembalsar, un régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas mensuales, y la reserva mínima mensual para evitar efectos ambientales adversos. Estas medidas buscan asegurar una explotación racional del dominio público hidráulico y evitar prácticas irresponsables de vaciado de embalses, como el caso registrado en Extremadura donde se vaciaron pantanos durante una sequía severa para producir energía eléctrica, <https://www.elsaltodiario.com/sequia/iberdrola-vacia-pantanos-extremadura-producir-energia-electrica-mitad-sequia>.

posponer la concesión hasta 2059, un periodo total de 149 años.

Estas renovaciones de las concesiones se acogen al Artículo 153.1 del RDPH que dice que las autorizaciones de modificación de características solo podrán conllevar un aumento del plazo concesional, cuando la modificación exigiera la realización de inversiones que no pudieran ser amortizadas dentro del plazo de concesión restante. Seguidamente a la condición anteriormente mencionada: La duración de la prórroga se fijará en atención al necesario período de amortización sin que el plazo total de la concesión pueda superar, en ningún caso, el máximo fijado en el artículo 97 (75 años con prórrogas incluidas). Además, en este mismo artículo se especifica que solo se podrá solicitar cuando las obras fuesen absolutamente necesarias para el funcionamiento normal de la instalación y una única vez.

Solo existe una excepción legal, recogida en la disposición adicional decimoctava del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, que afecta a las centrales de bombeo con concesiones previamente otorgadas. Para fomentar la repotenciación de este tipo de centrales, la concesión podrá renovarse un máximo de 50 años más (cantidad de años dependiente del plazo necesario para amortizar la inversión realizada), sólo se podrá solicitar una única vez y deberá solicitarse 15 años antes del fin de vigencia de la actual concesión.

4.4 Fin de la Concesión: Desmantelamiento de la Central Hidroeléctrica

Cuando se llega al fin de la concesión y se decide el desmantelamiento de la central hidroeléctrica, se inicia un proceso que implica varias etapas y consideraciones. En primer lugar, es necesario evaluar detenidamente las razones que fundamentan esta decisión, las cuales pueden incluir el agotamiento de los recursos hídricos disponibles, cambios en la normativa ambiental o energética, o la obsolescencia de la infraestructura.

Los motivos que suelen impulsar el desmantelamiento de una central hidroeléctrica pueden ser de índole económica, como el abandono de la central debido a la necesidad de inversiones significativas para su mantenimiento, lo que desanima a las empresas privadas a asumir ese costo, a pesar de su potencial rentabilidad¹⁷. Sin embargo, el aspecto prioritario suele ser el impacto medioambiental, en el que nos centraremos particularmente.

El impacto de una central hidroeléctrica suele ser elevado, en mayor o menor medida dependiendo del tipo de central. Las centrales afectan al curso natural de los ríos y consecuentemente a la flora y fauna de sus alrededores. La presencia de una presa puede obstaculizar el movimiento de peces y otros organismos acuáticos, afectando a las poblaciones de peces migratorios y alterando los ciclos de reproducción y migración. Además, el cambio en el flujo del agua puede afectar a otras especies acuáticas y terrestres que dependen del río y su entorno para sobrevivir.

Actualmente en España y debido a la antigüedad de la mayoría de las centrales, algunas todavía no cuentan con escalas para peces. También existen numerosas asociaciones que denuncian la mala praxis de las empresas hidroeléctricas. Estas organizaciones argumentan que, según sus mediciones de los caudales liberados en algunas centrales, no se están respetando los caudales ecológicos establecidos¹⁸.

Las centrales hidroeléctricas que hagan un daño considerado inaceptable serán demolidas para restaurar la cuenca a su estado original y será el concesionario el encargado de pagar dicha demolición, tal y como dice la normativa vigente. Un punto importante a tener en cuenta es que, durante muchos años, la demolición ha corrido a cuenta de la administración pública y que actualmente, la tendencia es la contraria, lo cual genera muchos juicios entre las empresas concesionarias y el organismo de cuenca.

En algunas ocasiones, se han otorgado ayudas a estas empresas para llevar a cabo la demolición, lo cual es una ayuda ilegal de Estado, una subvención encubierta. Estos acuerdos, al no aplicarse de manera uniforme, otorgan un trato preferencial a ciertas empresas, permitiéndoles reducir sus gastos en comparación con otras que deben asumir la factura completa.

¹⁷ CHG invierte 723.000 euros en la reactivación de tres centrales hidroeléctricas en Sevilla, Córdoba y Jaén: <https://www.iagua.es/noticias/usuarios-energeticos/13/08/06/la-chg-invierte-723000-euros-en-la-reactivacion-de-tres-centrales-hidroelectricas-en-sevilla->

¹⁸ Fiscal denuncia a Endesa por causar daños en el río Eume: <https://www.laopinioncoruna.es/metro/2010/04/22/fiscal-denuncia-endesa-causar-danos-25237042.html>

Pese a todo esto, la necesidad de energías limpias para asegurar la demanda energética futura es vital, por este motivo, sería interesante evitar esta opción y buscar un punto intermedio para reducir los efectos colaterales de su permanencia. Sería interesante proponer soluciones innovadoras, como por ejemplo, el cambio a turbinas que no dañen la fauna acuática (Quaranta Emanuele, 2024). Esta tecnología está en desarrollo, pero será interesante vigilarla de cerca para saber si centrales y fauna pueden convivir con una mejor relación.

5 TENDENCIA INTERNACIONAL



Ilustración 40. CH de Kvilldal (1249 MW), Noruega.

Fuente: (Statkraft, 2024)

En este apartado, se analizará la normativa y tendencia internacional con respecto a la finalización de las concesiones administrativas de centrales hidroeléctricas, explorando las dinámicas emergentes y los enfoques adoptados por los distintos países, principalmente de Europa. Al examinar experiencias globales, se busca obtener lecciones aprendidas y buenas prácticas que puedan orientar la formulación de políticas y orientar nuestro futuro hacia la forma más justa y viable de explotación de esta energía.

5.1 Concesiones a centrales hidroeléctricas en otros países

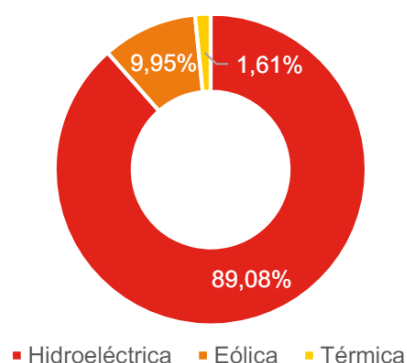
5.1.1 Noruega

Conocida por sus vastos recursos naturales y su compromiso con la sostenibilidad, es uno de los líderes mundiales en la producción de energía hidroeléctrica. Las centrales hidroeléctricas son la columna vertebral del sistema energético noruego, suministrando la mayor parte de la electricidad del país. La abundancia de ríos y lagos, junto con una topografía favorable, ha permitido a Noruega desarrollar una infraestructura hidroeléctrica robusta y eficiente. Una evidencia de esto es que ostenta el título de poseer la mayor capacidad hidroeléctrica instalada en toda Europa (Tabla 4).

Con una potencia instalada total de 40540 MW, el 85,87% (34813 MW) son de energía hidroeléctrica. Para ilustrar su impresionante potencial en generación hidroeléctrica, basta con observar que, en el año 2022, el 99,80% de la energía generada en el país provino de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas y que, para ese mismo año, el 89,08% de la energía eléctrica producida (la energía final más consumida en dicho país) procedía de centrales hidroeléctricas (ICEX Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Oslo, 2024)¹⁹.

Inicialmente, Noruega estructuró la explotación de sus recursos hidroeléctricos bajo un régimen de licencias sin procedimientos de concurrencia para su obtención, es decir, las licencias para la explotación de recursos hidroeléctricos se otorgaban sin un proceso competitivo abierto. Este régimen estaba basado en la Ley N° 16 y la Ley N° 17, ambas de 14 de diciembre de 1917. Estas leyes permitían la otorgación de licencias tanto a

Gráfica 8. Producción de electricidad. Fuente: (ICEX Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Oslo, 2024).



¹⁹ Los valores de potencia instalada varían con en el ranking europeo de la International Hydropower Association para un mismo año. Esto puede deberse a la forma de contabilizar la potencia (con la potencia de los equipos instalados o con la energía producida con pérdidas y el número de horas de producción). Un ejemplo del primer método es REE, mientras que ENTSO-E lo hace de la segunda forma.

empresas públicas como privadas, con una diferencia notable: las empresas públicas recibían licencias sin límite de tiempo, mientras que las licencias para las empresas privadas estaban limitadas a sesenta años, después de los cuales el aprovechamiento revertía al Estado.

En el año 2000, la Autoridad de Vigilancia de la Asociación Europea de Libre Comercio (EFTA) inició un expediente que culminó en 2007, en el cual consideraba que el régimen noruego era discriminatorio hacia los operadores privados. Como respuesta, en 2008, Noruega modificó su legislación para declarar que los recursos hidroeléctricos pertenecen al público en general y debían ser administrados según el interés público. La nueva estructura favoreció la titularidad pública, permitiendo la explotación del recurso solo a empresas públicas. Las concesiones privadas otorgadas hasta ese momento que querían mantener la explotación podían hacerlo a cambio de pagar un alquiler y una vez finalizado el plazo revertirían al Estado. Ahora la explotación privada de las CH es únicamente en las de pequeñas potencias que no requieran de licencias industriales, o invirtiendo en capital social (máx. un tercio) de compañías públicas.

La Autoridad de Vigilancia de la EFTA envió nuevamente una carta al Ministerio de Petróleo y Energía el 30 de abril de 2019, planteando preguntas sobre la adjudicación y renovación de autorizaciones para la construcción y operación de instalaciones hidroeléctricas, así como sobre la aplicación de la Directiva de servicios 2006/123/CE. El Ministerio respondió el 4 de junio de 2019, indicando que la legislación noruega busca establecer la propiedad pública sobre los recursos hidroeléctricos, considerando que las modificaciones normativas realizadas estaban en línea con la legislación europea y añadió que la producción de electricidad se considera un bien en lugar de un servicio según el artículo 28 del TFUE. El Tribunal de la EFTA, dictaminó que el país tenía derecho a decidir si los recursos hidroeléctricos y las instalaciones relacionadas eran de propiedad pública o privada (Blanco Moa, 2022).

5.1.2 Francia

Francia es el tercer país con más potencia hidroeléctrica instalada en Europa (Tabla 4), según la International Hydropower Association (2024). La explotación de los recursos hidroeléctricos en Francia está regulada principalmente por el Código de la Energía, que ha sido adaptado a lo largo del tiempo debido a varios procedimientos con la Comisión Europea. La historia de la energía hidroeléctrica en Francia ha estado marcada por el predominio de empresas públicas. Desde la implantación de infraestructuras hidroeléctricas, la explotación de los saltos de agua ha sido gestionada principalmente por la Compañía Nacional del Ródano (CNR) y Electricité de France (EDF). EDF, creada por el estado en 1945, controla el 80% de las concesiones hidroeléctricas. La CNR, por su parte, recibió la concesión del río Ródano en 1934 y controla aproximadamente el 12% de las concesiones, mientras que la Sociedad Hidroeléctrica del Sur (SHEM), parte del Grupo SUEZ, controla el 8%. A pesar de intentos legislativos para abrir el mercado y diversificar la titularidad de las concesiones, el control del sector ha permanecido en manos de estas grandes entidades. La legislación de 2005 y el Decreto 2016-530 intentaron fomentar la competencia y la participación de nuevas empresas, pero el cambio ha sido limitado, manteniéndose un mercado dominado por pocas compañías públicas (García Lozano, 2023).

Según el Código de la Energía, los concesionarios deben realizar trabajos necesarios para la futura explotación y presentar un expediente de funcionamiento antes de la finalización de la concesión. Las nuevas concesiones se otorgan mediante concursos públicos, con la posibilidad de crear sociedades mixtas hidroeléctricas donde el estado o administraciones locales participan con entre el 34% y el 66% del capital. A pesar de estos esfuerzos, el sector hidroeléctrico francés sigue estando fuertemente dominado por EDF y CNR, manteniendo una estructura oligopólica con una presencia estatal significativa. Además, la Comisión Europea ha criticado a Francia por renovar concesiones sin procedimientos de licitación, lo que puede llevar a cambios normativos en el futuro (Blanco Moa, 2022).

Europe

Ranking by total installed hydropower capacity

Rank	Country/Territory	Installed capacity (MW)*	Rank	Country/Territory	Installed capacity (MW)*
1	Norway	33,807	24	Iceland	2,086
2	Türkiye	32,130	25	Latvia	1,588
3	France	25,669	26	Belgium	1,493
4	Italy	22,635	27	Luxembourg	1,332
5	Spain	20,425	28	Slovenia	1,307
6	Switzerland	17,756	29	Lithuania	1,028
7	Sweden	16,391	30	Montenegro	649
8	Austria	14,836	31	Macedonia	644
9	Germany	11,471	32	Ireland	508
10	Portugal	8,252	33	Belarus	96
11	Ukraine	6,317	34	Kosovo	92
12	Romania	6,229	35	Greenland	91
13	United Kingdom	4,723	36	Moldova	64
14	Greece	3,421	37	Hungary	58
15	Finland	3,246	38	Andorra	45
16	Serbia	3,166	39	Faroe Islands	39
17	Bulgaria	2,916	40	Netherlands	38
18	Slovakia	2,476	41	Liechtenstein	35
19	Poland	2,376	42	Denmark	7
20	Czechia	2,290	43	Estonia	4
21	Bosnia and Herzegovina	2,230			
22	Albania	2,203			
23	Croatia	2,155			

Tabla 4. Ranking europeo de potencia hidroeléctrica instalada 2022.
Fuente: (International Hydropower Association, 2024)

5.1.3 Estados Unidos

En Estados Unidos, se requiere una licencia para operar proyectos hidroeléctricos, además de permisos preliminares que otorgan prioridad durante tres años. Las licencias tienen una duración de entre 30 y 50 años, y la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) generalmente las otorga por 40 años. No hay competencia en el proceso de obtención de licencias, es decir, la FERC otorga la concesión al solicitante que presenta una solicitud completa y cumple con todos los requisitos regulatorios y ambientales. No existe un método de concurrencia competitiva, lo que significa que la preferencia se basa tradicionalmente en el orden de llegada de las solicitudes.

Al vencerse una licencia, el gobierno puede optar por gestionar directamente el proyecto hidroeléctrico o permitir que el titular solicite una nueva licencia. Aproximadamente la mitad de los proyectos hidroeléctricos en EE.UU. son gestionados por agencias federales como el Cuerpo de Ingenieros del Ejército y el Bureau of Reclamation²⁰.

²⁰ El Bureau of Reclamation se encarga de gestionar, desarrollar y conservar los recursos hídricos de manera económica y ecológica. Es el principal proveedor de agua al por mayor en la nación y produce una gran parte de la energía hidroeléctrica del país.

5.1.4 Canadá

La gestión de la energía hidroeléctrica varía entre provincias, aunque en Quebec y Columbia Británica son las más relevantes (aproximadamente el 70% de la potencia instalada del país). Ambas cuentan con empresas públicas dominantes (Hydro-Quebec y BC Hydro, respectivamente) que operan casi como monopolios y están completamente controladas por sus respectivos gobiernos provinciales. Aunque existen otras compañías operando en el sector, deben obtener licencias provinciales para hacerlo, y en el caso de Hydro-Quebec, incluso tienen la capacidad de expropiar otras explotaciones hidroeléctricas (Blanco Moa, 2022).

5.2 La UE y las Concesiones Hidroeléctricas Españolas

Al igual que Noruega, España recibió el 13 de julio de 2005 una carta de emplazamiento y un dictamen motivado de la Comisión Europea. En dicha notificación se exponía la incompatibilidad con el artículo 43 del Tratado CE²¹ que planteaban el artículo 57.4 de la Ley 29/1985²² y el artículo 22.1 de la Ley 54/1997, sobre el régimen de concesiones hidráulicas e hidroeléctricas.

4. Toda concesión se otorgará según las previsiones de los Planes Hidrológicos, con carácter temporal y plazo no superior a setenta y cinco años. Su otorgamiento será discrecional, pero toda resolución será motivada y adoptada en función del interés público.

-Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. Artículo 59. Concesión administrativa-

En dichos artículos se permite un otorgamiento discrecional de las concesiones sin un procedimiento de concurso abierto entre posibles candidatos, lo cual, según el Tribunal de Justicia, constituye una violación del antiguo artículo 43 del Tratado CE⁹, que garantiza la libertad de establecimiento. El régimen español incumple los principios de no discriminación, transparencia e igualdad de trato, ya que no se basaba en criterios objetivos y no discriminatorios.

Las autoridades españolas respondieron defendiendo su legislación. Argumentaron que los artículos cuestionados (el artículo 57.4 de la Ley 29/1985 y el artículo 22.1 de la Ley 54/1997) debían interpretarse en combinación con otras disposiciones legales que sí establecen procedimientos competitivos y transparentes.

En concreto, mencionaron dos artículos:

- Artículo 79 de la Ley 29/1985: Este artículo establece que el procedimiento ordinario de otorgamiento de una concesión debe realizarse conforme a normas de publicidad, tramitación en competencia y objetividad. Esto significa que, en teoría, cualquier concesión debería ser anunciada públicamente, permitir la participación de múltiples competidores y basarse en criterios objetivos.
- Artículo 93.1 de la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, Ley de Patrimonio de las Administraciones Públicas: Este artículo refuerza la idea de que las concesiones demaniales (concesiones de uso de bienes públicos) deben ser otorgadas bajo un régimen de competencia, es decir, mediante procedimientos que permitan la participación de diferentes interesados y que aseguren igualdad de oportunidades para todos los candidatos (aunque en este mismo artículo se reitera el otorgamiento directo en circunstancias excepcionales).

Con esta respuesta, las autoridades españolas estaban tratando de justificar que, aunque algunos artículos parecieran permitir la concesión directa y discrecional, estos deben ser interpretados junto a otras disposiciones legales que aseguran un proceso competitivo y transparente, cumpliendo así con los principios exigidos por la UE.

²¹ Actualmente en el artículo 49 del TFUE: <https://www.boe.es/doue/2010/083/Z00047-00199.pdf>

²² Actualmente en el artículo 59 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.

Sin embargo, la Comisión Europea no quedó satisfecha con esta explicación y emitió una carta de emplazamiento complementaria el 12 de diciembre de 2006, señalando que la legislación española seguía permitiendo la concesión directa sin concurso público en ciertos casos y favoreciendo a determinados sujetos establecidos en España en detrimento de competidores de otros Estados Miembros, lo cual consideraba incompatible con el derecho de la UE.

A pesar de la insistencia de la Unión Europea, España no ha realizado cambios legislativos. El sistema de otorgamiento de concesiones directas establecidos en los artículos mencionados sigue en vigor²³, sin modificaciones que ajusten la normativa española a los principios de transparencia, igualdad de trato y no discriminación requeridos por la legislación comunitaria (Sastre Beceiro, 2024).

²³ Algunas de las leyes se encuentran derogadas pero su contenido con respecto a los otorgamientos directos se ha mantenido sin cambios en las actualizaciones de dichas leyes. Consultar pies de página 21 y 22.

6 VIABILIDAD DE LA CENTRAL SELECCIONADA

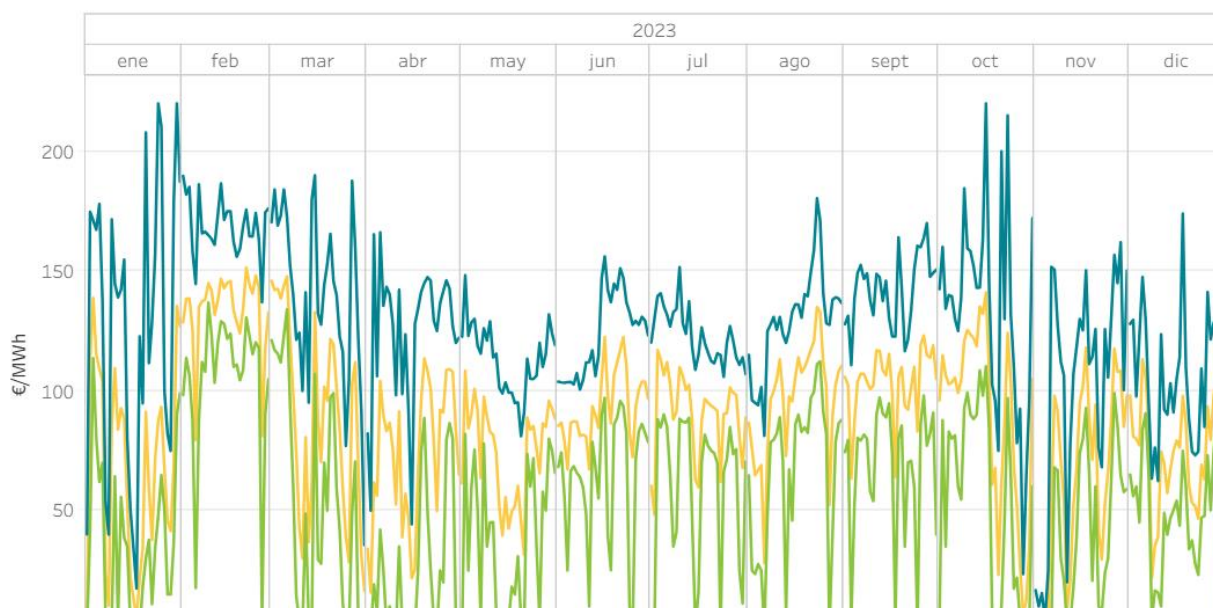
El presente apartado tiene como finalidad la elaboración de un presupuesto para la CH de bombeo de Guillena, una infraestructura ya construida y en operación. Este análisis económico tiene como objetivo evaluar la rentabilidad actual de la central, considerando tanto los costos operativos y de mantenimiento como los ingresos generados por la producción y venta de energía eléctrica. Con este estudio, se pretende determinar si las condiciones actuales del mercado energético permiten que la central siga siendo una inversión rentable y sostenible en el tiempo.

La información obtenida en este apartado, junto con el análisis normativo previamente realizado, servirá para tomar decisiones informadas sobre la gestión de la central hidroeléctrica de bombeo de Guillena. Además, permitirá extrapolar los resultados a otras centrales similares y evaluar su desempeño en el contexto energético actual.

6.1 Precios de la energía

Para calcular los beneficios de la central, es esencial conocer el precio al que se adquirió la energía para bombear agua y el precio al que se vendió la energía generada mediante el uso de dicha agua. Como ya se adelantó en el inicio de este documento, el precio de la energía es un valor variable que depende de muchos factores. Según el informe anual de OMIE titulado “Evolución del mercado de electricidad” para el año 2023, la variación de precios del mercado diario fue la siguiente:

Tal y como aparece en la leyenda de la propia gráfica, las tres curvas son el resultado de poner los precios máximos de cada día (precio máximo), los precios mínimos de cada día (precio mínimo) y la media aritmética

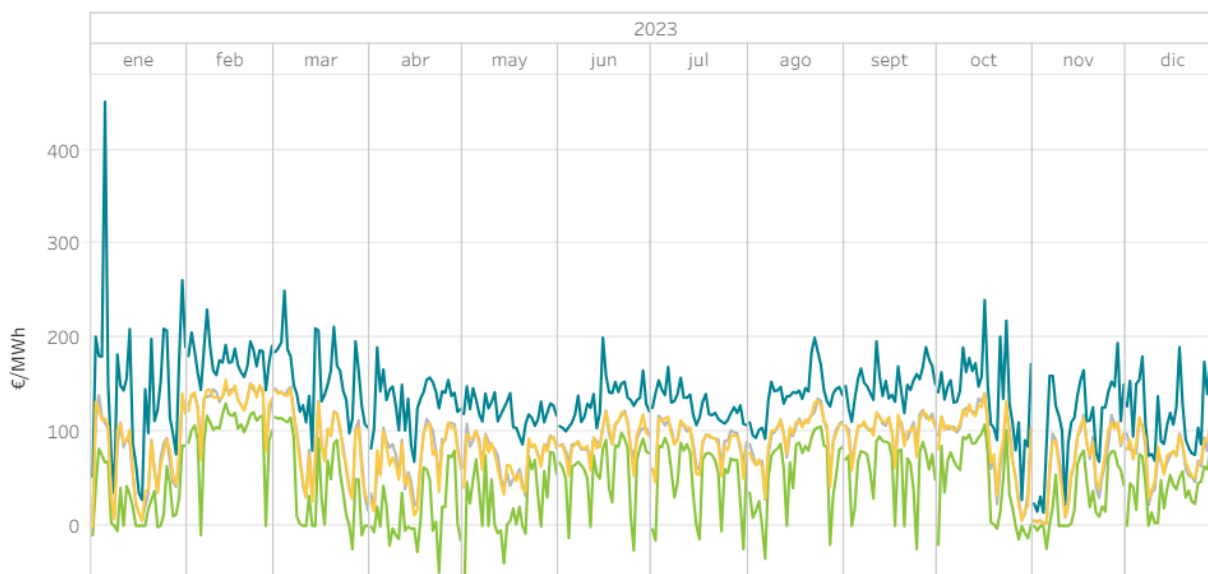


Gráfica 9. Evolución del precio de la luz en el mercado diario para el año 2023.

Fuente: (Informe anual OMIE, 2024)

de todos los valores anteriores (precio medio aritmético). Además de la variabilidad de precios anterior, también hay que tener en cuenta los valores del mercado intradiario, en los que la hidráulica participa:

El coste total de compra de la energía real sería el sumatorio, para cada tramo horario, de la energía consumida (MWh) por su precio (€/MWh), sabiendo que se compra la energía en los tramos de menor coste. El beneficio de venta será similar; la energía generada por el precio (preferentemente en los tramos de valor máximo) para cada tramo horario²⁴. Dependiendo de cada hora y mercado (diario o intradiario), estos valores varían, por lo



Gráfica 10. Evolución del precio de la luz en el mercado intradiario para el año 2023.

Fuente: (Informe anual OMIE, 2024)

que, a modo de simplificación de cálculos y a falta de registros públicos de Endesa (propietaria de la CH de Guillena), se hace la siguiente aproximación:

Precio de compra: Media aritmética de los valores mínimos diarios.

Precio de venta: Media aritmética de los valores máximos diarios.

El beneficio bruto de la venta de energía teniendo en cuenta los valores del mercado diario²⁵ son los siguientes:

$$BB = PV * E_G - PC * E_B$$

Siendo:

BB = Beneficio bruto [€]

PV = Precio de venta de la energía [€/MWh]

E_G = La energía generada [MWh]

PC = Precio de compra de la energía [€/MWh]

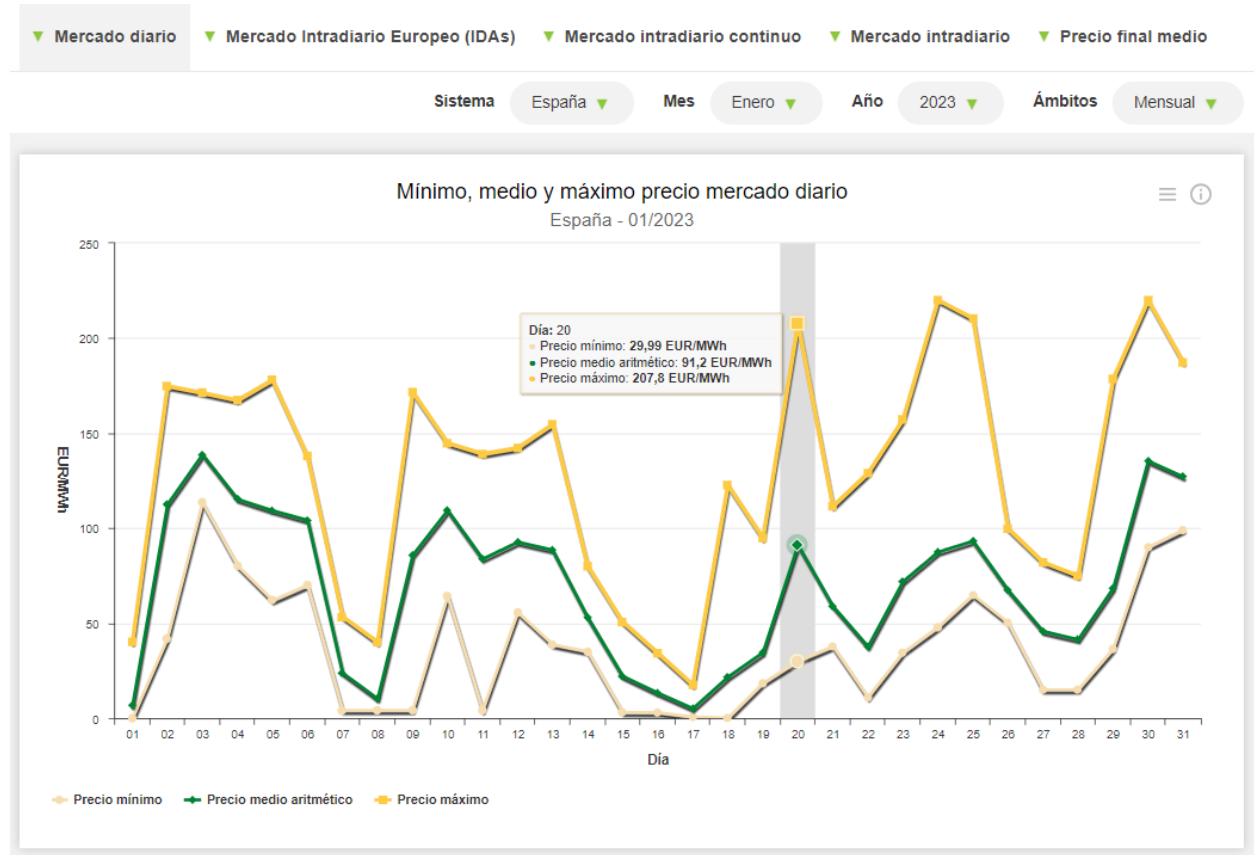
E_B = La energía consumida para el bombeo [MWh]

Sabiendo que se trata de una central de bombeo pura y que todo el agua que se encuentra en el depósito superior ha sido previamente bombeada, la energía consumida y generada son las mismas, sin contar las pérdidas del proceso y la evaporación de agua en el depósito superior, la ecuación queda:

²⁴Es importante destacar que el mercado de la energía es variable, lo que hace imposible predecir con exactitud los momentos del día con los valores máximos y mínimos. La situación ideal sería comprar la energía en los momentos en que su precio es más bajo y venderla cuando el precio es más alto. Sin embargo, dado que la compra-venta se pacta el día anterior (apartado 1.3), la empresa hace ofertas basadas en valores que creen que pueden obtener, consultando el historial de precios y otros factores. Por lo tanto, generalmente no logran el beneficio máximo.

²⁵ Solo tenemos en cuenta los valores del mercado diario porque desconocemos la participación que tuvo esta central en ese mercado en el ejercicio del año 2023.

Para saber los valores de compra y venta de la energía hemos usado la gráfica mensual de OMIE, en la cual aparecen los valores mínimos y máximos dividida en los días del mes, con los que se ha realizado la media.



Gráfica 11. Variación de precios en el mercado diario para el mes de enero de 2023.

Fuente: (OMIE mercado diario, 2024)

Consiguiendo estos datos, se ha realizado de nuevo una media de estos doce valores, obteniendo la siguiente tabla:

	Precio mínimo	Precio máximo
Enero	36,61	128,87
Febrero	105,64	168,48
Marzo	54,84	139,19
Abril	23,75	124,64
Mayo	37,39	112,88
Junio	63,82	123,11
Julio	58,97	122,67
Agosto	65,90	129,29
Septiembre	68,59	141,82
Octubre	54,35	134,27
Noviembre	38,05	100,54
Diciembre	47,59	105,32
Media aritmética	54,63	127,59

Tabla 5. Precios medios de compra y venta de la energía para el año 2023.

Nuestros precios serán $PC = 54,63$ [€/MWh] y $PV = 127,59$ [€/MWh].

Usando la información del TFM de Carmen Cáceres Ribelles titulado “Programación óptima de la Central de Bombeo de Guillena en el Mercado Eléctrico Español”, sabemos que la central bombeará agua al deposito superior durante 5 horas, momento en el que se llenará por completo de agua a la espera de ser turbinada. Según Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, la disponibilidad típica de este tipo de centrales es del 73%, por lo que el número de día que suponemos que funcionará se multiplicará por este porcentaje, resultando 266,45 días.

Además de esto, cuando las tres turbinas disponibles funcionan como bombas, su potencia es de 76,2 MW obteniendo un consumo anual de:

$$\begin{aligned} \text{Consumo anual} &= 76,2 [MW/Bomba] * 3[N^{\circ} bombas] * 5[h/día] * (365 * 0,73)[días/año] \\ \text{Consumo anual} &= E_B = 304.552 [MWh/año] \end{aligned}$$

Usando el precio de compra anteriormente calculado, no da un coste anual por bombeo de:

$$\text{Coste bombeo} = 304.552 [MWh/año] * 54,63 [€/MWh] = 16.637.694,88 [€/año]$$

Siguiendo el mismo proceso para calcular el beneficio, los cálculos son los siguientes:

$$\begin{aligned} \text{Producción anual} &= 71,8 [MW/Turbina] * 3[N^{\circ} turbinas] * 5[h/día] * (365 * 0,73)[días/año] \\ \text{Energía generada anual} &= E_G = 286.966 [MWh/año] \\ \text{Ganancias por la producción de electricidad} &= 286.966 [MWh/año] * 127,59 [€/MWh] \\ &= 36.614.074,87 [€/año] \end{aligned}$$

El beneficio sin tener en cuenta las pérdidas ni los impuestos es de:

$$BB = 36.614.074,87 - 16.637.694,87 = 19.976.379,98 [€/año]$$

Los valores obtenidos son excesivamente altos, esto se debe a que hemos seleccionado los valores máximos y mínimos de cada día, es decir, los valores que nos darán la mayor diferencia entre precio de compra y venta de la energía, obteniendo el beneficio más alto posible. Para el cálculo de este valor, tal y como se comentó previamente, no se han tenido en cuenta las pérdidas ni los impuestos aplicables.

6.2 Cálculo de impuestos y gastos

Uno de los pagos que deben hacer las centrales de bombeo actualmente es peaje de acceso. Este peaje se recoge específicamente para instalaciones de bombeo en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, establece la siguiente fórmula aplicable a las instalaciones de bombeo:

$$\text{PeajeBombeo} = \text{PeajeGeneración} \times [E_{pt} + (E_b * (1 - \rho))]$$

Siendo PeajeBombeo: el peaje expresado en €, a satisfacer por la central hidráulica de bombeo por su consumo y su producción de electricidad.

PeajeGeneración: peaje unitario en €/MWh, a satisfacer por los productores de energía eléctrica. Este valor es variable y su valor máximo aplicable según la normativa europea es 0,5 €/MWh (Energía y sociedad, peajes de acceso y cargos, 2024). Usamos dicho valor a falta de valores concretos para nuestro caso.

E_{pt} : energía producida total vertida a la red de distribución o transporte.

E_b : energía consumida para bombeo de uso exclusivo para la producción eléctrica.

ρ : Rendimiento en tanto por uno de la instalación de bombeo, correspondiendo a un valor de 0,7.

Conociendo todo esto, el valor del peaje por bombeo obtenido es 189165,8€

$$PeajeBombeo = 0,5 \times [286.966 + (304.552 * (1 - 0,7))] = 189.165,8 \text{ €}$$

Impuesto Especial sobre la Electricidad es un impuesto especial de naturaleza indirecta que recae sobre el consumo de electricidad y que grava, en fase única, el suministro de electricidad para consumo y el consumo por el productor de la electricidad por él generada (Tributaria, 2024). Según el artículo 94 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, existen varias exenciones al pago de dicho impuesto:

Artículo 94. Exenciones.

7. La energía eléctrica consumida en las instalaciones de producción de electricidad para la realización de dicha actividad, así como la energía eléctrica suministrada a las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica para la realización en las mismas de estas actividades.

Esto significa que la CH de Guillena está exenta del impuesto cuando se utiliza para la realización de dicha actividad. Por lo tanto, no es necesario pagar el Impuesto Especial sobre la Electricidad por la energía que se consume en sus operaciones de producción.

Otro impuesto obligado por situarnos en dominio público hidráulico es el canon anual por el uso de agua, recogido en el Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas²⁶. Para determinar la base imponible, el artículo 6 diferencia dos partes:

$$WT = We + Wb$$

$$Wb = EB * K$$

Donde:

We es la cantidad de energía producida mediante el turbinado directo del agua aportada a los embalses por corrientes, escorrentías, surgencias o alumbramientos, sean o no naturales.

Wb es la cantidad de energía producida mediante el turbinado del agua previamente bombeada.

WT es la cantidad de energía total producida en la instalación en el período de referencia.

EB es el consumo de bombeo entendido como la cantidad de energía consumida por el generador para bombear el agua que ha permitido la generación.

K es el factor de corrección que compensa la diferencia entre el rendimiento por bombeo y la energía consumida en la elevación al vaso superior. Su valor será de 0,7 según la norma.

La base imponible desagregada se distribuye proporcionalmente entre la energía generada directamente y la generada por bombeo. Dado que toda la energía producida proviene del bombeo:

$$WT = Wb = 304552 * 0,7 = 213.186,65 \text{ [MWh]}$$

$$Valor Económico Bombeo = W_b * PV = 213.186,65 * 127,59 = 27.200.484,04 \text{ €}$$

El tipo de gravamen es del 25,5% sobre la base imponible. Sin embargo, hay una reducción del 90% aplicable a la parte de la base imponible correspondiente a la energía generada por bombeo en instalaciones de potencia superior a 50 MW:

²⁶ Este canon solo será de aplicación en las cuencas intercomunitarias.

$$\text{Canon Energía Bombeo} = (\text{Valor Económico Bombeo} \times 0,255) \times 0,1$$

$$\text{Canon Energía Bombeo} = (27.200.484,04 \times 0,255) \times 0,1 = 693.612,34 \text{ €}$$

El importe del canon por uso de las aguas en la CH de Guillena será aproximadamente de 693.612,34 €. Esta información se solicitó formalmente a Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, que respondió que no tenía dicha información para esa central.

Esta normativa ha cambiado mucho en los últimos años y algunos de los tributos aplicados en el TFM mencionado no se han aplicado, ya que se encuentran derogados. Algunos de los gastos reales de la central que podemos obtener para el cálculo final son los siguientes:

Concepto	Coste [€]
Sueldo de los trabajadores	167.700
Mantenimiento y limpieza de la central	200.000
Plan de seguridad y salud	12.000
Otros gastos	6.000
Gatos explotación	385.700

Tabla 6. Datos actualizados de la CH de Guillena.

Fuente: (Cáceres Ribelles, 2020) (Fernandez Puntas, 2024)

El resultado final del ejercicio, teniendo en cuenta las aproximaciones y suposiciones mencionadas anteriormente:

$$\text{Beneficio estimado} = BB - \text{Peaje Bombeo} - \text{Canon Energía Bombeo} - \text{Gastos de explotación}$$

$$\text{Beneficio estimado} = 19.976.379,98 - 189.166,18 - 693.612,34 - 385.700$$

$$= 18.707.901,47 \text{ €}$$

7 CONCLUSIÓN

Las redes eléctricas europeas, originalmente diseñadas para una generación centralizada basada en fuentes convencionales, se enfrentan a desafíos significativos con la integración de energías renovables. La intermitencia y la descentralización de estas fuentes renovables exigen una evolución de la infraestructura heredada para manejar la variabilidad en la generación y garantizar el abastecimiento.

Eventos históricos como los apagones de España en 1977, Italia 2003 y Europa en 2006 subrayan la complejidad de los sistemas eléctricos y la necesidad de una respuesta rápida ante desajustes entre generación y demanda. La respuesta inercial del sistema, proporcionada por las máquinas síncronas, juega un papel crucial en estabilizar la frecuencia de la red durante estos desajustes, pero la creciente penetración de fuentes renovables, que no aportan por sí solas inercia rotacional, complica esta dinámica.

Mientras se desarrollan tecnologías fiables, duraderas y económicamente viables para solucionar los huecos de producción durante las horas de oscuridad y la falta de inercia de la fotovoltaica y eólica, la energía hidroeléctrica es una solución clave, no solo por su capacidad de respuesta rápida y flexibilidad en el mercado intradiario, sino también por su independencia de terceros países, clave en el contexto actual de guerras y crispación global.

Situados en este escenario, nos centramos en España y su situación con respecto al fin de las concesiones hidroeléctricas. El panorama actual de las concesiones hidroeléctricas en España se caracteriza por una notable incertidumbre y desorganización. La falta de una directriz clara por parte del gobierno ha resultado en una gestión dispar entre las diferentes Confederaciones Hidrográficas, cada una actuando según sus propios criterios y conveniencias.

Ante el vencimiento de las concesiones, se presentan cuatro posibles escenarios para la futura gestión de las centrales hidroeléctricas:

- **Gestión Pública:** Implicaría que el Estado asuma la operación de las instalaciones, alineándose con tendencias internacionales que buscan asegurar la seguridad energética. Esta opción, ya explorada por algunas confederaciones como la del Ebro, ofrece un mayor control estatal. Sin embargo, la estructura y competencias actuales de las Confederaciones Hidrográficas no están diseñadas para operar como empresas productoras de electricidad, no se encuentra entre sus funciones. Además, otra prueba de ello son los contratos de servicios con empresas privadas para el mantenimiento y gestión operativa, donde la CHE declara que no cuentan con los recursos propios necesarios para explotar la instalación.

Durante la entrevista con el catedrático y analista de políticas públicas Pedro Brufao, subrayó la necesidad de implementar un control legal sobre esta situación, ya que las entidades públicas están exentas de algunos pagos obligatorios para las empresas privadas, lo que les permite operar con menores costos, provocando conflictos con las empresas privadas, que acusan justificadamente a las confederaciones de competencia desleal.

- **Gestión por empresas privadas:** La privatización, mediante nuevas concesiones, puede fomentar la competitividad y modernización tecnológica, beneficiando tanto a las empresas como a la eficiencia de las instalaciones. Además, las entidades privadas generan ingresos fiscales importantes para las comunidades locales. Sin embargo, la falta de un marco regulatorio claro y la inseguridad jurídica derivada de la gestión dispar transmiten inseguridad a las empresas. Un ejemplo de empresa afectada por la falta de transparencia fue Barbo Energía Renovable, que adquirió diversas explotaciones en el Júcar bajo la errónea suposición de que las concesiones expiraban en 2061, cuando muchas de ellas ya estaban caducando. Si las fechas del fin de las concesiones fueran de fácil acceso, esto no habría ocurrido.
- **Continuación de la Concesión o Prórroga:** No se suele considerar ya que el plazo máximo, incluidas las prórrogas, es de 75 años. Esto significa que una concesión que se haya alargado hasta 75 años o más no puede solicitar bajo ningún concepto un aumento del periodo de concesión. A modo de ejemplo, si a

una empresa se le concediese inicialmente una concesión de 65 años, esta sí que podrá solicitar una prórroga (solicitándolo tres años antes del final de la concesión y una única vez). La única excepción actualmente son las centrales de bombeo, cuya concesión podrá renovarse 50 años más (dependiendo del plazo necesario para amortizar la inversión realizada), sólo se podrá solicitar una única vez y deberá solicitarse 15 años antes del fin de vigencia de la actual concesión. Un ejemplo de incumplimiento llamativo de esta norma es el de la central de Os Peares, otorgada la concesión en 1910, se solicitó en 1948 un aumento de caudal, lo que permitió posponer la fecha de reversión hasta 2009. En esa fecha solicitó nuevamente un aumento de caudal, consiguiendo posponer la concesión hasta 2059, un periodo total de 149 años.

- **Desmantelamiento:** Actualmente, es la opción que más litigios genera entre las empresas concesionarias y los organismos públicos. Esto se debe a que, si se decide demoler la central hidroeléctrica, los costes recaen completamente sobre la empresa concesionaria. Además, el desmantelamiento no implica únicamente la demolición de la estructura; el concesionario también está obligado a restaurar la cuenca hidrográfica a su estado original, lo que supone un gasto de millones de euros. La administración no puede proporcionar apoyo económico a la empresa para llevar a cabo esta tarea, ya que no se aplicaría de manera uniforme, otorgando un trato preferencial a ciertas empresas y permitiéndoles reducir sus gastos en comparación con otras que deben asumir el costo total.

Para cerrar, se ha llevado a cabo un estudio de viabilidad de una central de bombeo con el objetivo de evaluar los beneficios obtenidos y su rentabilidad. Además de utilizar datos disponibles en la web, se solicitaron datos específicos a la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG) y se hizo una entrevista a Lourdes Moreno, trabajadora en la confederación, con el objetivo de obtener los tributos pagados por Endesa del año 2023 de la CH de Guillena. También se recabó información de José Manuel Fernández Puntas, jefe de operaciones de Endesa en la central estudiada, sobre los costes típicos de operación, con el fin de ser lo más fieles posibles a la realidad.

Los beneficios obtenidos son excepcionalmente altos debido a la suposición de haber utilizado los precios de compra y venta de energía más favorables para cada día del año. Aunque esta es una suposición muy optimista, permite vislumbrar el potencial de este tipo de instalaciones, ya que se obtienen los beneficios máximos. El análisis incluye cálculos de varios impuestos que debe pagar una central hidroeléctrica, como el canon de uso de aguas. Este canon se solicitó a la CHG, pero no estaba disponible, a pesar de que deberían contar con dicha información. El personal de la CHG, tanto en línea como durante la entrevista, fue muy amable y colaborador en mi búsqueda de los datos necesarios para la realización de este TFC, sin embargo, debido a la falta de medios digitales actualizados, su capacidad de asistencia fue limitada.

Finalmente reiterar la dificultad para encontrar información fiable sobre las concesiones y sus estados actuales, la falta de transparencia con la información pública. La normativa ha de ser clara para facilitar de forma igualitaria a cualquier empresa que esté interesada en explotar una central hidroeléctrica. España, al igual que están haciendo el resto de países, deberá abordar finalmente este problema y preparar la norma para el futuro, con una visión estratégica y equitativa, que priorice la transparencia y el cumplimiento de la ley, asegurando que cada decisión contribuya al bienestar común y al desarrollo sostenible del sector.

REFERENCIAS

- Administrativando. (06 de Mayo de 2024). *Administrativando*. Obtenido de La concesión de aguas: breves pinceladas de interés: <https://administrativando.es/concesion-administrativa-agua/>
- AEHM. (2022). Generalidades del Aprovechamiento Hidráulico. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- AEMS Ríos con Vida. (18 de Noviembre de 2018). *Trabajando por los Ríos con Vida, desde 1979*. Recuperado el 26 de Mayo de 2024, de <https://riosconvida.es/>
- Agencia estatal. (31 de Agosto de 2023). *Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1986-10638&tn=1&p=20230831>
- AIER. (2022). Integración de Energías Renovables. *Retos de la integración en el transporte*. Universidad de Sevilla.
- AIMH. (2022). Máquinas Hidráulicas: Clasificación y Componentes. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Alex Bagirov. (14 de Febrero de 2024). *Unsplash*. Obtenido de Inguri Dam, Georgia: <https://unsplash.com/es/fotos/grua-en-la-maldita-de-agua-2ASmk-dMVEw>
- ASEE. (2023). Sistemas de la Energía Eléctrica. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Atlas, P. (25 de Abril de 2024). *El periódico de la energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/cuando-vencen-las-concesiones-de-las-centrales-hidroelectricas/>
- Barrero, A. (21 de Mayo de 2024). Luis Fernando García Nicolás, designado presidente de Femembalses en la X Asamblea de la Federación. *El nuevo Femembalses se enfrenta al reto de "las caducidades" de las concesiones hidroeléctricas*. Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/hidraulica/el-nuevo-femembalses-se-enfrenta-al-reto-20240116>
- Bellver, C. (7 de Julio de 1977). Apagón de luz en casi toda España por una pequeña avería, declaraciones UNESA. *El País*. Obtenido de https://elpais.com/diario/1977/07/07/ultima/237074401_850215.html
- Bermejo Latre, J. L. (2022). *Dialnet*. Obtenido de La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: «El día después».
- Blanco Moa, J. A. (2022). El vencimiento de las concesiones hidroeléctricas y su nueva explotación. En U. d. Instituto Universitario del Agua y las Ciencias Ambientales (Ed.), *Agua, energía y medio ambiente*. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8597895>
- Boletín Hidrológico Peninsular. (26 de Mayo de 2024). *El Boletín Hidrológico semanal*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/evaluacion-de-los-recursos-hidricos/boletin-hidrologico.html>
- Boletín Oficial del Estado. (06 de Mayo de 2024). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2003-10463>
- Brufao Curiel, P. (15 de Mayo de 2024). (J. Chaves Vargas, Entrevistador)
- Burón, V. (22 de Abril de 2010). *La Opinión A Coruña*. Recuperado el 26 de Mayo de 2024, de Denuncia a Endesa por daños en el río Eume: <https://www.laopinioncoruna.es/metro/2010/04/22/fiscal-denuncia-endsa-causar-danos-25237042.html>
- C.R. Technology Systems. (2024). *C.R. Technology Systems*. Obtenido de Subestación AT/MT 115/6.3KV 4.7MVA Shpellë (Albania): <https://www.crtsgroup.com/es/projects/subestacion-at-mt-115-6kv-4mva/>
- Cáceres Ribelles, C. (2020). Programación óptima de la Central de Bombeo de Guillena en el Mercado Eléctrico

- Español. Sevilla: Universidad de Sevilla. Obtenido de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71885/fichero/TFM-1885+Caceres+Ribelles%2C+Carmen.pdf>
- CANASA. (2024). *CANASA*. Obtenido de Central Hidroeléctrica de Toma del Canal: <https://www.canasa.es/proyecto/central-hidroelectrica-de-toma-del-canal>
- CEF. (10 de Junio de 2024). *CEF*. Obtenido de El impuesto sobre actividades económicas (IAE): <https://www.fiscal-impuestos.com/impuesto-actividades-economicas-IAE-.html%20#:~:text=El%20IAE%20es%20un%20impuesto,anualmente%20para%20cada%20t%C3%A9rmino%20municipal>
- Comisión Europea, C. d. (28 de Noviembre de 2023). *Web oficial de la Unión Europea*. Obtenido de https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_23_6044
- Conceptos Jurídicos. (23 de Abril de 2024). *Conceptos Jurídicos*. Obtenido de Real Decreto Derecho Constitucional : <https://www.conceptosjuridicos.com/real-decreto/>
- Confederación Hidrográfica del Cantábrico. (Febrero de 2023). *Confederación Hidrográfica del Cantábrico*. Recuperado el 26 de Mayo de 2024, de Definición de las Confederaciones Hidrográficas: <https://www.chcantabrico.es/organismo/confederaciones-hidrograficas>
- Confederación Hidrográfica del Ebro. (23 de Abril de 2023). *CHE*. Obtenido de <https://www.chebro.es/-/%C2%BFqu%C3%A9-son-las-confederaciones-hidrogr%C3%A1ficas->
- Confederación Hidrográfica del Guadalquivir. (26 de Mayo de 2024). *SAIH Guadalquivir*. Obtenido de <https://www.chguadalquivir.es/saih/>
- Congreso de los Diputados, Secretaría General. (28 de Mayo de 2024). *Congreso de los Diputados*. Recuperado el 16 de Febrero de 2022, de (184) Pregunta escrita Congreso: https://www.congreso.es/entradap/114p/e20/e_0205304_n_000.pdf
- Depto. Ing. Eléctrica, U. d. (2022). Integración de Energías Renovables. *Retos de la Integración en el transporte*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Diccionario panhispánico del español jurídico. (06 de Mayo de 2024). *Diccionario panhispánico del español jurídico*. Obtenido de <https://dpej.rae.es/lema/concesi%C3%B3n-de-obra-p%C3%ABlica>
- El País. (8 de Julio de 1977). Declaraciones del Ministerio de Industria y Energía. *El apagón de luz del miércoles se debió a una avería técnica*. Obtenido de https://elpais.com/diario/1977/07/08/espana/237160820_850215.html?prm=copy_link&event=regonetap&event_log=regonetap&prod=REGCRA-RT&o=cerrado
- elEconomista. (08 de Mayo de 2024). *Ranking de Empresas del sector Producción de energía hidroeléctrica*. Obtenido de <https://ranking-empresas.eleconomista.es/sector-3515.html>
- Electro Metalúrgica del Ebro Wikipedia. (27 de Mayo de 2024). *Electro Metalúrgica del Ebro*. (L. e. Wikipedia, Editor) Recuperado el 16 de Enero de 2024, de https://es.wikipedia.org/wiki/Electro_Metal%C3%BArgica_del_Ebro
- Elliot Clark. (12 de Enero de 2024). *Energy Theory*. Obtenido de What is Run-of-River Hydroelectric Plant?: <https://energytheory.com/what-is-run-of-river-hydroelectric-plant/>
- Endesa . (2024). *Central hidroeléctrica*. Obtenido de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/central-hidroelectrica>
- Endesa proyectos de renovables. (31 de Mayo de 2024). *Puesta a punto de una central hidroeléctrica centenaria*. Obtenido de Proyectos de renovables: <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/renovables/puesta-a-punto-de-una-central-hidroelectrica-centenaria>
- Endesa Sala de prensa. (28 de Mayo de 2024). *Sector energético*. Obtenido de Central hidroeléctrica de Guillena, Sevilla: <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/imagenes/central-hidroelectrica-de-guillena-sevilla>

- Energía y Sociedad. (02 de Mayo de 2024). *Energía y Sociedad*. Obtenido de <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- Energía y Sociedad. (12 de Junio de 2024). *Mecanismos de ajuste de demanda y producción*. Obtenido de <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>
- Energía y sociedad, peajes de acceso y cargos. (17 de Junio de 2024). *Los peajes de acceso y cargos: estructura, costes y liquidación de los ingresos*. Obtenido de <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/>
- Energy Education, Run-of-the-river hydroelectricity. (1 de Junio de 2024). *Energy Education*. Obtenido de Run of the river hydroelectricity: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Run-of-the-river_hydroelectricity
- ESIOS, Mapa de instalaciones hidráulicas nacionales. (25 de Abril de 2024). *Sistema de Información del Operador del Sistema*. Recuperado el 25 de Abril de 2024, de <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-hidraulicas>
- Esteller, R. (24 de Abril de 2024). *El Economista*. Recuperado el 15 de Diciembre de 2022, de España reactiva la hidroeléctrica con planes de inversión de 15.000 millones: <https://www.economista.es/energia/noticias/12073174/12/22/Espana-reactiva-la-hidroelectrica-con-planes-de-inversion-de-15000-millones.html>
- Eva. (14 de Junio de 2024). *Meraviglia*. Obtenido de La maravillosa naturaleza de Cortes de Pallás: <https://meraviglia.es/la-maravillosa-naturaleza-de-cortes-de-pallas-valencia/>
- Fernandez Puntas, J. M. (1 de Junio de 2024). Consulta sobre la CH de Guillena vía email. Sevilla.
- Fernández, J. E. (26 de Abril de 2014). *Senado.es*. Obtenido de Pregunta escrita, Artículo 160 del Reglamento del Senado: <https://www.senado.es/web/expedientdocblobservelet?legis=10&id=105049>
- Ferrovial. (06 de Mayo de 2024). *Ferrovial ¿Qué es una concesión?* Obtenido de <https://www.ferrovial.com/es/recursos/concesiones/>
- Fundación Endesa. (2013). *El Guadalquivir Canalización y Electricidad*. . Recuperado el 27 de Mayo de 2024
- García Lozano, L. M. (27 de Septiembre de 2023). *Revista Jurídica Universidad Autónoma de Madrid*. Obtenido de La regulación de las centrales hidroeléctricas en España, Italia y Francia ante el reto de la reversión: <https://revistas.uam.es/revistajuridica/article/view/17773>
- GGB. (2024). *Compuertas, turbinas y válvulas de hidroeléctricas*. Obtenido de <https://www.ggbearings.com/es/su-mercado/energia/compuertas-turbinas-y-valvulas-de-hidroelectricas>
- Historia Endesa Wikipedia. (27 de Mayo de 2024). *Historia Endesa*. (L. e. Wikipedia, Editor) Recuperado el 16 de Abril de 2024, de <https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Endesa&oldid=159475365>
- Iberdrola España. (08 de Mayo de 2024). *Líneas de negocios, energía hidroeléctrica*. Obtenido de <https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/lineas-negocios/energia-hidroelectrica>
- ICEX Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Oslo. (2024). *El mercado de la energía eólica en Noruega*. Recuperado el 2022, de https://www.icex.es/content/dam/es/icex/oficinas/087/documentos/2022/12/estudio-de-mercado/EM_El%20mercado%20de%20la%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20en%20Noruega%202022.pdf
- IMPESA. (2024). *IMPESA*. Obtenido de Turbinas Kaplan: <https://www.impesa.com/productos/hydro/turbinas-kaplan/>
- Informe anual OMIE. (15 de Junio de 2024). *Informe anual año 2023*. Obtenido de Evolución del precio de la luz: <https://www.omie.es/sites/default/files/2024-02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf>
- International Hydropower Association. (07 de Junio de 2024). *Europe hydropower regional profile*. Recuperado

- el 2022, de <https://www.hydropower.org/region-profiles/europe>
- Jefatura del Estado. (26 de Mayo de 2024). *BOE 124*. Recuperado el 24 de Mayo de 2003, de Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras públicas: <https://www.boe.es/boe/dias/2003/05/24/pdfs/A19932-19954.pdf>
- Gutiérrez Pérez, J. (2024). *Archivo Digital Universidad Politécnica de Madrid*. Obtenido de Introducción de la velocidad variable en la central reversible de Bolarque II. Respuesta dinámica e impacto económico: https://oa.upm.es/44499/1/Tesis_master_Jorge_Gutierrez_Perez.pdf
- López Alonso, F. (24 de Abril de 2013). *iAgua blogs*. Recuperado el 26 de Mayo de 2024, de Cuando caduca un aprovechamiento de aguas privadas: <https://www.iagua.es/blogs/fernando-lopez-alonso/cuando-caduca-un-aprovechamiento-de-aguas-privadas>
- Mataix Planas, C. (31 de Mayo de 2009). *Turbomáquinas hidráulicas: turbinas hidráulicas, bombas, ventiladores*.
- Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. (2 de Junio de 2024). *Generación de energía a partir del agua*. Obtenido de Tipos de centrales hidráulicas y elementos que las conforman y minicentrales hidroeléctricas: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/eficacia-en-el-servicio/310generaciondeenergiaapartirdelaguatiposdecentraleshidraulicasyelementosquelasconforma nyminicentraleshidroelectricas_tcm30-215763.pdf
- Ministerio de Hacienda. (10 de Junio de 2024). *BOE núm. 59, de 09 de marzo de 2004*. Obtenido de Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2004-4214>
- Ministerio de la Presidencia. (11 de Enero de 2024). *Código de Aguas, Normativa Estatal*. Obtenido de Capítulo III De los contratos de concesión de obras hidráulicas Artículo 134. Plazos. a).
- Ministerio de Política Territorial. (20 de Mayo de 2024). *Ministerio de Política Territorial y Memoria Democrática*. Obtenido de https://mpt.gob.es/ca/portal/delegaciones_gobierno/delegaciones/navarra/actualidad/notas_de_prensa/notas/2009/03/Itoiz.html
- MITECO. (12 de Junio de 2024). *Dirección General del Agua*. Obtenido de Listado de centrales en explotación : <https://www.senado.es/web/expedientappendixbobservlet?legis=14&id1=119255&id2=2>
- MITECO Ayudas proyectos innovadores. (20 de Julio de 2023). *BOE 176, Ley 38/ 2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, artículos 17.3.b y 20.8.a. Ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento mediante bombeo reversible, 2(13)*. España: BOE.
- MITECO Concesiones para el uso privativo del agua. (25 de Abril de 2024). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*. Obtenido de Concesiones para el uso privativo del agua: <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/concesiones-y-autorizaciones/regulacion-usos-aprovechamiento/concesiones.html>
- MITECO Demarcaciones hidrográficas y Organismos de cuenca. (23 de Abril de 2024). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*. Obtenido de Demarcaciones hidrográficas y Organismos de cuenca: <https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/descargas/agua/ddhh-oocc.html>
- MITECO Usos del Dominio Público Hidráulico. (23 de Abril de 2024). *MITECO*. Obtenido de Usos del Dominio Público Hidráulico: Concesiones y Autorizaciones: <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/concesiones-y-autorizaciones.html>
- Moreno, L. (12 de Junio de 2024). (J. Chaves Vargas, Entrevistador)
- OMIE Mercado de electricidad. (02 de Mayo de 2024). *OMIE*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- OMIE mercado diario. (16 de Junio de 2024). *OMIE*. Obtenido de Mínimo, medio y máximo precio mercado diario: <https://www.omie.es/es/market-results/monthly/daily-market/daily-market-price?scope=>

monthly&year=2023&month=1&system=1

- OMIE, Curvas agregadas de oferta y demanda. (4 de Febrero de 2024). *Curvas agregadas de oferta y demanda*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves>
- Power-m.ru. (14 de Junio de 2024). *Power-m.ru*. Obtenido de Cambio del rodete de la central Krasnoyarsk: <https://power-m.ru/press-center/news/silovye-mashiny-otgruzili-rabochee-koleso-gidroturbiny-dlya-ust-srednekanskoy-ges-rusgidro/>
- Prieto, F., Estévez Estévez, R., Alfonso, C., & Marinas, I. (12 de Junio de 2024). *InfoLibre*. Obtenido de Recuperación de las concesiones hidroeléctricas en España: <http://www.pensamientocritico.org/wp-content/uploads/2018/10/Prieto-y-otros-oct-2018.pdf>
- Prieto, F., Estévez Estévez, R., Marinas, I., & Avellaner, J. (21 de Enero de 2024). Recuperar las concesiones hidroeléctricas en España en 2021 para su gestión integral óptima. Obtenido de https://www.eldiario.es/opinion/tribuna-abierta/recuperar-concesiones-hidroelectricas-espana-2021-gestion-integral-optima_129_8165332.html
- Quaranta Emanuele, P.-D. J.-G. (2024). TITLE=Environmentally Enhanced Turbines for Hydropower Plants: Current Technology and Future Perspective. *Frontiers in Energy Research*. Recuperado el 2021, de <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.703106>
- REData. (02 de Mayo de 2024). *Red Eléctrica*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- REE Estudio operabilidad. (29 de Septiembre de 2020). *Red Eléctrica de España*. Obtenido de Estudios de prospectiva del sistema y necesidades para su operabilidad: https://www.ree.es/sites/default/files/01_Actividades/Documentos/Prospectiva_y_Operabilidad_Reunion_GSP29Sep20.pdf
- REE Potencia instalada. (28 de Mayo de 2024). *Potencia instalada (MW) | Sistema Eléctrico:Nacional*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- REE Requisitos técnicos de interconexión. (12 de Junio de 2024). *Red Eléctrica*. Obtenido de Requisitos técnicos de interconexión: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/puesta-en-servicio-de-nuevas-instalaciones/faqs>
- REE Saldos por frontera. (14 de Junio de 2023). *Red Eléctrica*. Obtenido de Infografía Saldos por fronteras: https://www.ree.es/es/datos/intercambios/frontera-fisicos?start_date=2023-01-01T00:00&end_date=2023-01-31T23:59&time_trunc=month&geo_trunc=electric_system&borderSelect=todas
- Sastre Beceiro, M. (2024). La extinción de las concesiones hidroeléctricas. *Derecho Urbanístico*. Recuperado el 2018
- Senado de España. (26 de Mayo de 2024). *Senado.es*. Obtenido de Concesiones de aprovechamientos hidroeléctricos que caducan en los próximos diez años: <https://www.senado.es/web/expedientdocblobobservlet?legjs=10&id=124808>
- Sergio Galván. (2024). *Introducción a Turbomaquinas*. Obtenido de Fac. de Ing. Mecánica UMSNH: https://fim.umich.mx/teach/sgalvan/notas/Turbomaquinas_introduccion.pdf
- Sistema Automático de Información Hidrológica. (20 de Mayo de 2024). *Confederación Hidrográfica del Guadalquivir*. Obtenido de <https://www.chguadalquivir.es/saih/>
- Statkraft. (14 de Junio de 2024). *Statkraft*. Obtenido de Kvilldal power plant: <https://www.statkraft.com/about-statkraft/where-we-operate/norway/kvilldal-hydropower-plant/>
- Synergy. (2024). *Synergy*. Recuperado el 2020, de Everything you need to know about the Duck Curve: <https://www.synergy.net.au/Blog/2021/10/Everything-you-need-to-know-about-the-Duck-Curve>
- Tributaria, A. (16 de Junio de 2024). *Información general, impuesto especial sobre la electricidad*. Obtenido de

- <https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/impuestos-especiales-medioambientales/impuesto-sobre-electricidad/informacion-general.html>
- Turismo León. (14 de Junio de 2024). *Salto de Saucelle*. Obtenido de <https://www.turismoreinodeleon.com/embalses/saucelle/>
- UCTE Europa. (30 de Enero de 2007). *ENTSO-E*. Obtenido de Final Report System Disturbance on 4 November 2006: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf>
- UCTE Italia. (2024). *ENTSO-E*. Recuperado el Abril de 2004, de Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf
- Ulbig, A., Borsche, T., & Andersson, G. (2013). *Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/259441097_Impact_of_Low_Rotational_Inertia_on_Power_System_Stability_and_Operation/citations
- Valores por hora y por unidad tipo en OMIE. (02 de Mayo de 2024). *OMIE Contratación horaria en sesión por tipo unidad*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/intradaily-market/power-intradaily-market?scope=daily&date=2024-02-01&system=9&session=1>
- Vélez, A. M. (26 de Abril de 2024). *ElDiario.es*. Obtenido de https://www.eldiario.es/economia/gobierno-ordena-demoler-12-21-concesiones-hidroelectricas-caducadas-enero_1_8335211.html
- Villanueva, M. J. (11 de Junio de 2024). La CHE ingresó 6 millones por la central de El Pueyo de Jaca. Obtenido de <https://www.heraldo.es/noticias/aragon/huesca/2018/05/11/la-che-ingreso-millones-por-central-pueyo-jaca-1243256-2261127.html>
- Wikimapia. (2024). *Wikimapia*. Obtenido de Chimenea de equilibrio central de bombeo Tajo de la Encantada: <https://wikimapia.org/29523502/es/Chimenea-de-equilibrio-central-de-bombeo-tajo-de-la-encantada>

ANEXO

Tabla de la evolución de la estructura de generación en España

4

	2010	2011	2012	2013	2014
Hidráulica	41834	30437	20654	37385	39182
Turbinación bombeo	3120	2184	3202	3290	3416
Nuclear	59242	55006	58595	54211	54781
Carbón	23701	43177	53780	39442	43246
Fuel + Gas	1566	-10	-4	-2	-1
Motores diésel	3637	3503	3477	3218	3227
Turbina de gas	646	880	940	884	947
Turbina de vapor	2973	2634	2682	2464	2071
Ciclo combinado	66799	53431	41074	27570	24829
Hidroeléctrica	0	0	0	0	1
Eólica	43545	42477	48525	54713	51032
Solar fotovoltaica	6423	7441	8202	8327	8208
Solar térmica	692	1862	3447	4442	4959
Otras renovables	2459	3714	3791	4334	3816
Cogeneración	28111	30593	32444	30836	24153
Residuos no renovables	2971	1288	1589	1617	1966
Residuos renovables	809	736	720	556	678
Generación total	288527	279354	283119	273286	266512
GWh Renovable	98882	88851	88541	113047	111292
%Renovable	34	32	31	41	42
GWh No renovable	189645	190503	194578	160239	155220
%No renovable	66	68	69	59	58

	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	28383	36115	18451	34117	24719
Turbinación bombeo	2895	3134	2249	1994	1646
Nuclear	54662	56022	55539	53198	55824
Carbón	52616	37314	45019	37277	12671
Fuel + Gas	0	0	0	0	0
Motores diésel	3345	3602	3456	3178	2836
Turbina de gas	916	616	871	1049	671
Turbina de vapor	2223	2536	2674	2455	2189
Ciclo combinado	29027	29006	37066	30044	55242
Hidroeléctrica	8	18	20	24	23
Eólica	48118	47697	47907	49581	54245

Solar fotovoltaica	8244	7977	8398	7766	9252
Solar térmica	5085	5071	5348	4424	5166
Otras renovables	3433	3426	3610	3557	3618
Cogeneración	25201	25909	28212	29007	29615
Residuos no renovables	2480	2607	2608	2435	2222
Residuos renovables	818	785	877	874	890
Generación total	267454	261836	262306	260982	260829
GWh Renovable	98882	88851	88541	113047	111292
%Renovable	34	32	31	41	42
GWh No renovable	189645	190503	194578	160239	155220
%No renovable	66	68	69	59	58

	2020	2021	2022	2023
Hidráulica	30632	29626	17911	23357
Turbinación bombeo	2751	2649	3776	4895
Nuclear	55758	54041	55934	51556
Carbón	5021	4983	7762	3774
Fuel + Gas	0	0	0	0
Motores diésel	2399	2517	2548	2408
Turbina de gas	407	424	657	729
Turbina de vapor	1388	1108	1207	1158
Ciclo combinado	44023	44500	68137	44275
Hidroeléctrica	20	23	23	17
Eólica	54906	60526	61195	60550
Solar fotovoltaica	15302	20981	27906	36278
Solar térmica	4538	4706	4123	4632
Otras renovables	4482	4720	4660	3467
Cogeneración	27030	26091	17750	16661
Residuos no renovables	2016	2239	1900	1263
Residuos renovables	726	878	878	807
Generación total	251399	260011	276368	255826
GWh Renovable	113357	124108	120471	134004
%Renovable	45	48	44	52
GWh No renovable	138042	135903	155897	121823
%No renovable	55	52	56	48

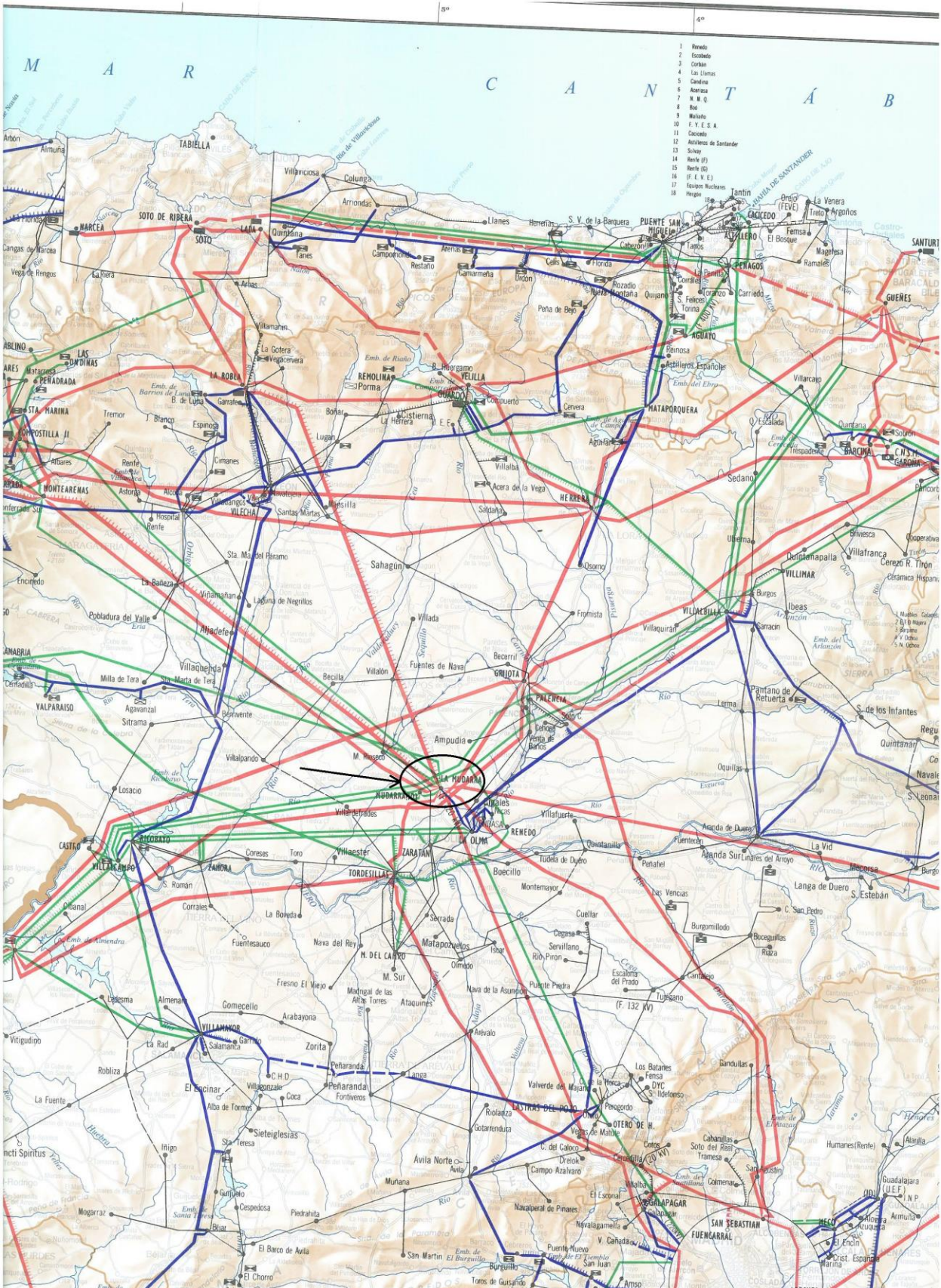


Ilustración 41. Conexionado antiguo de La Mudarra. Fuente: Ramón Abella.

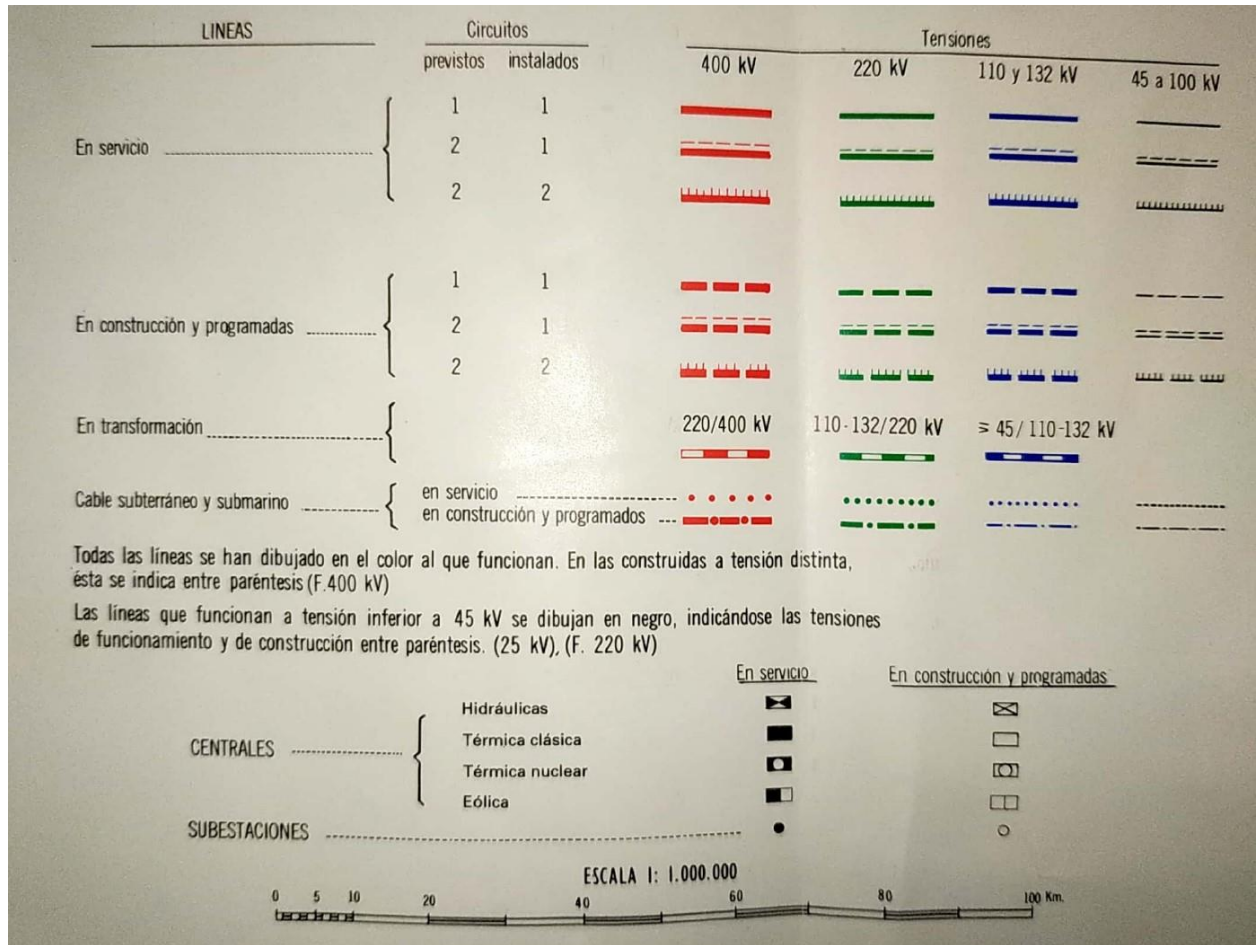


Ilustración 42. Leyenda del mapa de interconexión de La Mudarra. Fuente: Ramón Abella.