

Resumen

Este trabajo tiene como fin determinar las necesidades de almacenamiento eléctrico en el año 2030, fecha final considerada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que fija una serie de objetivos en materia energética para la descarbonización de la economía española. El estudio se basa en la optimización de las inversiones y la operación del sistema eléctrico peninsular para distintos escenarios. Se concluye que las baterías son la tecnología más adecuada para responder a necesidades de almacenamiento horarias y que los bombeos, por el contrario, son más adecuados para una escala temporal diaria o semanal. Las opciones preferidas para dotar al sistema de flexibilidad estacional seguirían siendo los ciclos combinados y las centrales hidroeléctricas. Además, se estima que, bajo las condiciones simuladas, las tecnologías de almacenamiento que se deberían instalar para dar seguridad al sistema no son capaces de recuperar sus costes de inversión y necesitan mecanismos de remuneración adicionales a los mercados existentes para poder resultar inversiones atractivas desde un punto de vista económico.

Palabras clave: baterías vs. bombeo, sistema eléctrico español en 2030, recuperación de costes de almacenamiento.

Abstract

The goal of this research is to estimate the need for electric storage in 2030, the horizon of the Spanish National Energy and Climate Plan. The analysis is based on the optimization of the investment and operation of the Spanish electricity system under different scenarios. Our conclusion is that batteries are the preferred technology to store hourly, whereas pump storage is the best suited for daily storage needs. Seasonal storage would be covered by gas combined cycles and large hydro. We also find that, under the assumptions considered, the investments in storage required to ensure security of supply will not be able to recover their cost in the electricity market, thus requiring additional support schemes or markets for reliability.

Keywords: power systems, storage, Spain, batteries, pump storage.

JEL classification: L94, Q41.

ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO DE ESPAÑA EN EL HORIZONTE 2030 (*)

Juan José VALENTÍN VÍRSEDA

Mott MacDonald

José Pablo CHAVES ÁVILA

Pedro LINARES LLAMAS

Andrés RAMOS GALÁN

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. INTRODUCCIÓN

TANTO la estrategia europea de descarbonización a 2050 descrita en *A clean planet for all* como la Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050 (European Commission, 2022a) y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (Gobierno de España, 2020) de España apuntan inequívocamente a un futuro de neutralidad climática que se alcanzaría en 2050 para toda Europa, y también para España. Sin embargo, este futuro, que es imprescindible alcanzar si se quieren cumplir los objetivos para limitar el calentamiento global recogidos en el Acuerdo de París, presenta importantes retos para los que no existen soluciones únicas.

Para poder lograr esta descarbonización casi completa, todos los escenarios y análisis realizados indican que el sector eléctrico deberá ser el primero en eliminar los combustibles fósiles de su matriz de producción. Esto se debe, por un lado, a la factibilidad y competitividad de emplear energías renovables para la producción eléctrica y, por otro lado, a poder

contribuir a la descarbonización del transporte y la climatización de los edificios a un menor coste, mediante su electrificación con tecnologías como las bombas de calor para climatización o los vehículos eléctricos para el transporte. Estudios realizados para España muestran que, a 2050, el sector eléctrico podría estar basado casi en un 100 por 100 en energías renovables y que la cuota de electrificación podría alcanzar el 80 por 100 del transporte, el 75 por 100 del sector residencial y el 100 por 100 del terciario, siendo en el sector industrial donde se plantean las mayores incertidumbres (Economics for Energy, S.A.).

Sin embargo, un sistema eléctrico basado casi en su totalidad en fuentes renovables, principalmente variables y con incertidumbre de generación en el corto plazo, y en el que la demanda debe jugar un papel mucho más activo que el actual, presenta importantes retos técnicos, regulatorios y políticos sobre los que conviene reflexionar y plantear soluciones de largo plazo.

Uno de los principales retos está asociado al hecho de que

la generación renovable no está siempre disponible, lo que implica que hará falta también generación de respaldo o almacenamiento que pueda producir (o demanda flexible que pueda ser reducida) durante los períodos en los que no haya suficiente producción renovable. Además, la generación renovable tendrá que complementarse también con generación adicional o almacenamiento disponible y flexible para garantizar la seguridad de suministro en el corto plazo (rampas y reservas) y en el muy corto plazo (para mantener las tensiones y la frecuencia del sistema dentro de rangos seguros para la operación del sistema y para los usuarios conectados).

El respaldo de producción, que puede ser proporcionado como se ha mencionado por generación, por el almacenamiento, o por la respuesta de la demanda, será necesario para cubrir los huecos en cuanto a la disponibilidad de la renovable a lo largo del día, de la semana y ciertos períodos estacionales.

En el caso español, cabe destacar que la solar fotovoltaica no contribuye a suministrar la punta del sistema (que se produce durante la noche en invierno) y que el período de un anticiclón invernal puede limitar durante un período de cierta duración la disponibilidad de la eólica. Será pues en estos momentos en los que la generación de respaldo deba responder. En algunos estudios previos realizados por el Instituto de Investigación Tecnológica para escenarios a 2030 y 2050 con modelos que simulan el despacho eléctrico (Freire *et al.*, 2022; Hculin *et al.*, 2022) se observa cómo en las pocas horas de punta del sistema, y durante el anticiclón

invernal, será necesario contar con generación adicional, almacenamiento, o una respuesta activa de la demanda.

Los ciclos abiertos de gas, o los ciclos combinados existentes, pueden contribuir a mitigar ambos problemas, pero tienen como inconveniente las emisiones de CO₂ asociadas, que no son muy significativas, pero que tendrán que evitarse en un escenario de reducción casi total de emisiones como el previsto a 2050. Las tecnologías de almacenamiento actuales, como las baterías o bombeos diarios/semanales, solo pueden contribuir a reducir el primer problema (las puntas del sistema), siendo el bombeo con capacidad de almacenamiento estacional limitado en el sistema español (asociado a las centrales de bombeo mixto). Las centrales hidráulicas regulables sí pueden ayudar en la regulación de las puntas, y también en el almacenamiento estacional, si se cuenta con las señales adecuadas. Finalmente, la gestión de la demanda también podría contribuir a gestionar el sistema en ambos aspectos (con mucha mayor dificultad en el ámbito estacional). Esta gestión de la demanda puede provenir del sector de la climatización de los sectores domésticos y comercial, de la recarga controlada de vehículos eléctricos, o de la demanda de la industria que utilizará de manera creciente el hidrógeno como vector energético.

La Comisión Europea (2020) exploró distintas tecnologías de almacenamiento a nivel europeo, señalando cinco grandes grupos: mecánico, electromecánico, químico, eléctrico y térmico, para cubrir las necesidades en varios horizontes temporales: horario, semanal y estacional. En el horizonte de 2030 señala que

el bombeo y las baterías de litio son las principales tecnologías, mientras que los electrolizadores no parecen ser competitivos en este horizonte temporal. El estudio concluye que la gestión de la carga de vehículos eléctricos y de la climatización reducen considerablemente las necesidades de las baterías. Estos resultados deben contrastarse a nivel español, considerando en detalle aspectos específicos como pueden ser la disponibilidad de aportaciones hidráulicas, el desarrollo de la gestión de la demanda de los sectores residenciales y comerciales, así como la creciente descarbonización de la industria.

En este trabajo se analizan las necesidades de almacenamiento diario, semanal y estacional bajo distintos escenarios de interconexión y de respuesta de la demanda, y el papel que juegan las distintas tecnologías de generación, almacenamiento y demanda flexible. Como ya se ha mencionado, hay ya estudios (incluyendo los realizados en el marco del PNIEC) que tratan de evaluar estas necesidades y que estiman una instalación de 6 GW de almacenamiento de energía en sus diversas formas para el sector eléctrico. Sin embargo, todos ellos asumen una operativa de las centrales hidráulicas regulables basada en la situación actual que, como se ha mencionado, podría modificarse por el cambio climático. Por tanto, este estudio analiza las necesidades de almacenamiento teniendo en cuenta el nuevo papel que podría jugar la hidráulica regulable, así como su menor disponibilidad energética a futuro.

II. METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo se utilizó el modelo

openTEPES (Ramos, Álvarez y Lumbreras, 2022), cuya función objetivo es la minimización de costes totales del sistema eléctrico. Entre estos costes se encuentran: costes de producción (costes de combustible, costes de operación y mantenimiento, costes de la emisión de CO₂ de tecnologías de generación) y costes de inversión en líneas eléctricas, tecnologías de generación y almacenamiento eléctrico además de costes de retirada de estos. Por último, el modelo considera costes de fiabilidad del sistema, en caso de existir energía no suministrada (ENS). El modelo openTEPES es capaz de determinar en una misma ejecución las necesidades de inversión del sistema y la operación óptima del mismo.

Dado que el propósito de este estudio es determinar las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico para el año 2030, el modelo openTEPES se utilizó con sus características propias para permitir la expansión de la capacidad de almacenamiento, sin posibilidad de realizar inversiones en generación ni líneas eléctricas.

Siguiendo el anterior razonamiento y para simplificar el problema, se asumió un sistema representado como nodo único, lo que supone una capacidad infinita de interconexión de las líneas que lo integran. El sistema no contempla intercambios internacionales, siguiendo el razonamiento de establecer un caso peor del sistema, en el que no se pueda beneficiar de importaciones ni exportaciones. De este modo, el sistema eléctrico español considerado es una «isla eléctrica».

Para determinar las inversiones en almacenamiento, se decidió

hacer dos ejecuciones consecutivas del modelo, la primera para un caso desfavorable y la segunda para un caso medio. En la primera, se determinaron las inversiones en tecnologías de almacenamiento necesarias para asegurar el suministro dado un nivel de aportaciones hidrológicas bajo (18,01 TWh, correspondiente al año 2017 en la serie histórica). Una vez obtenidas las inversiones en almacenamiento de la manera comentada, se ejecuta una segunda pasada del modelo para un año con aportaciones medias. En esta, las inversiones se fijaron como tecnologías ya instaladas en el sistema y se bloqueó la posibilidad de inversión, para ejecutar el caso de estudio con unas aportaciones medias (29,61 TWh, correspondientes al año 2015 en la serie histórica) y determinar así la operación en un «caso medio» del sistema.

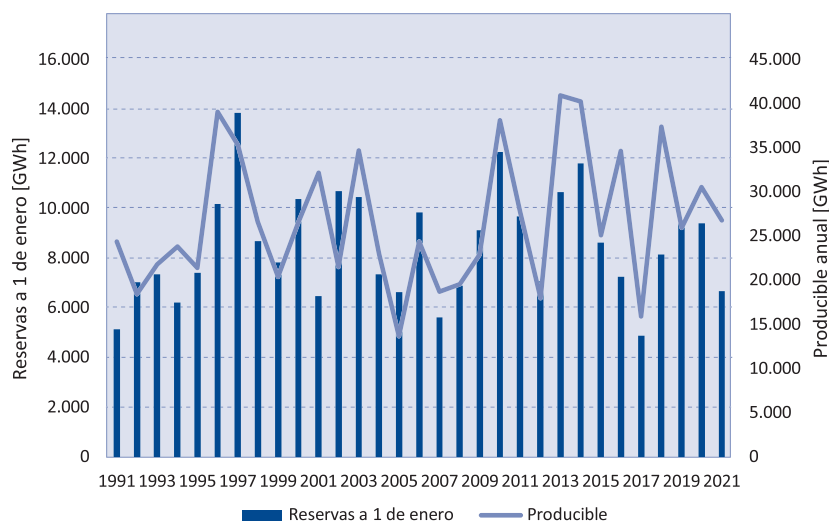
El Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) cuenta con una gran flexibilidad, en forma de almacena-

miento hidráulico, con un valor de producible máximo histórico de 17.153 GWh (MITECO, s.a.). Esto hace que las fluctuaciones en el producible anual afecten significativamente a la capacidad de almacenamiento eléctrico del sistema (ver gráfico 1).

Las restricciones que el sistema tiene que satisfacer son las siguientes (Ramos, Álvarez y Lumbreras, 2022):

- *Balance de energía* [GW]: para garantizar el suministro eléctrico.
- *Margen de reserva del sistema* [GW]: para asegurar que la potencia disponible cuando se alcanza la máxima demanda es suficiente para cubrir esta con una cierta holgura.
- *Reservas de operación* [GW]: banda de regulación y energía de activación de esta, disponibles para contingencias.

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE RESERVAS Y PRODUCIBLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL



Fuente: REE (2022a).

- *Evaluación del inventario de los almacenamientos* [GWh]: comprobación de los ciclos energéticos de cada uno de los almacenamientos.
- *Potencia instantánea por encima del mínimo técnico* [p.u.]: comprobación de que no se sobrepasa la potencia máxima de las unidades térmicas, reservando una fracción de su potencia para reservas y el mínimo técnico de cada unidad.
- *Disponibilidad de servicio de gestión de la demanda* [GWh]: para que, una vez aplazada o adelantada, la demanda tenga que aumentar o disminuir (respectivamente) transcurrido el tiempo máximo de desplazamiento de esta.
- *Carga y descarga incompatible en almacenamientos* [p.u.]: para evitar carga y descarga simultáneas de estas tecnologías.
- *Carga/descarga y generación de las unidades de almacenamiento y de producción* [GW]: comprobación de que no se superan los valores máximos establecidos para cada unidad instalada.
- *Relación entre arranque, acoplamiento y parada de unidades térmicas* [p.u.]: para conocer si una unidad está generando, en parada o en arranque.
- *Rampas* [p.u.]: comprobación de que no se superan las rampas de subida o bajada de producción límite para cada una de las unidades, en general, térmicas o hidráulicas u otros sistemas de almacenamiento.

Así, con el coste de inversión anualizado de las tecnologías candidatas y las restricciones ya mencionadas, se determina la solución de mínimo coste para el sistema.

III. CASOS DE ESTUDIO

1. Escenario objetivo PNIEC (referencia)

Como se ha introducido en la sección de metodología, este estudio tiene como principal objetivo determinar las inversiones necesarias para el sistema eléctrico español en 2030. Para ello se toma como referencia el PNIEC (Gobierno de España, 2020) para establecer los valores del parque de generación, sin tener en cuenta las inversiones dispuestas por el mismo en almacenamiento.

El PNIEC propone dos escenarios diferentes en su documento: tendencial y objetivo. El primero no tiene en cuenta la adopción de medidas y políticas para mitigar el cambio climático y, por tanto, no puede servir como marco de comparación con el presente estudio. El segundo es el asociado a los cálculos del PNIEC. Por esto, servirá de referencia para calibrar el modelo openTEPES y proporcionar parámetros y cifras relativos al sistema eléctrico y su funcionamiento, y para la posterior comprobación de resultados.

En este apartado se enumeran y detallan los datos con los que se ha generado el caso de estudio de referencia del presente documento. Existen tres tipos de datos según la naturaleza de su procedencia. Los primeros son los relativos al PNIEC, que sirven para establecer el *mix* de capacidad del sistema y algunos de los paráme-

tros relativos a las sensibilidades como los intercambios internacionales. Los segundos son los relativos a los almacenamientos. Debido a que el estudio se centra en estas tecnologías, se ha realizado un trabajo de documentación adicional, cruzando fuentes internas de proyectos anteriores con bases de datos internacionales como el Annual Technology Baseline de NREL (2020) y el Estudio de la Comisión Europea para el Almacenamiento Energético (European Commission, 2020) para poder determinar, de la manera más precisa posible, estos valores. Finalmente, los terceros son datos adicionales que, al no estar explicitados en el PNIEC, tienen una base documental en fuentes públicas como REE (2022b y 2022c).

A continuación, se exponen los principales datos utilizados.

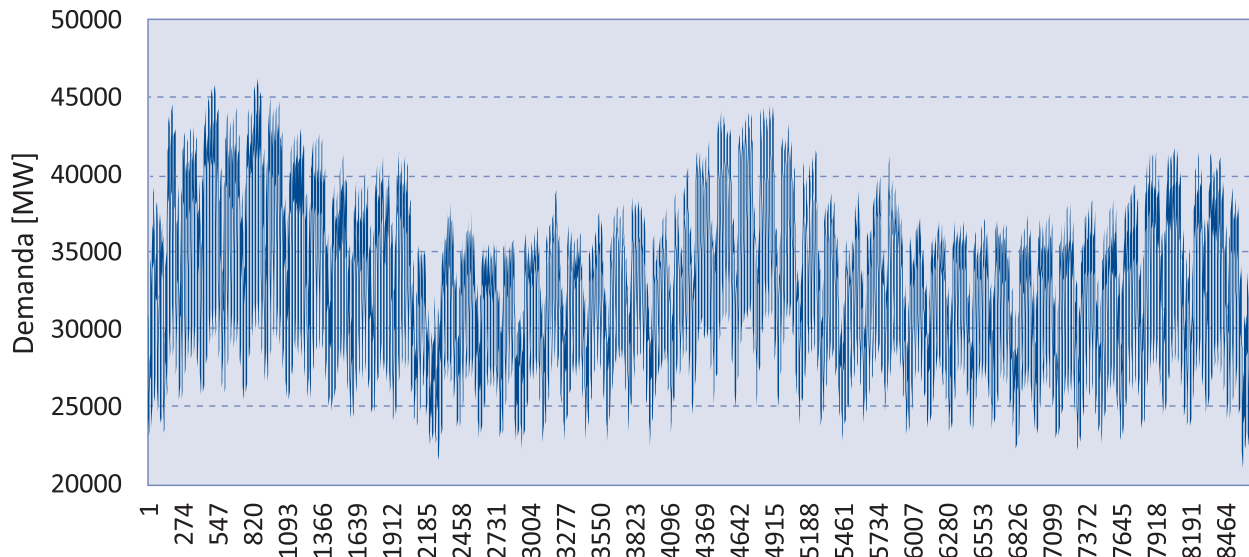
1.1. Demanda

De acuerdo con el escenario objetivo del PNIEC, la demanda total en la España peninsular es de 263 TWh, con una demanda punta de 47.768 MW. El perfil utilizado se ha extrapolado de la demanda peninsular de 2015 y se puede ver en el gráfico 2.

1.2. Mínima potencia síncrona

REE fija un criterio de mínima potencia síncrona conectada al sistema de tres nucleares más siete térmicas para el año 2030. Esto es así para mantener la sincronía en frecuencia con el sistema eléctrico continental europeo, de 50 Hz, y supone una potencia térmica siempre conectada a la red de $3 \cdot 1.000 \text{ MW} + 7 \cdot 400 \text{ MW} = 5.800 \text{ MW}$. En este estudio se ha supuesto que la térmica considerada es una central de ciclo combinado de 400 MW.

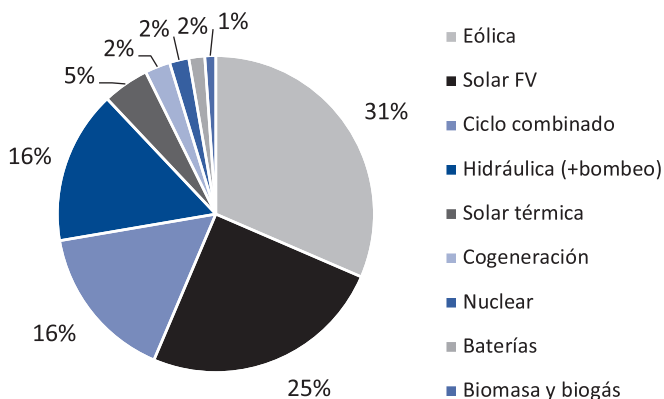
GRÁFICO 2
PERFIL DE DEMANDA UTILIZADO



Fuente: Gobierno de España (2020).

GRÁFICO 3
MIX DE CAPACIDAD SEGÚN EL ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD [MW]
Eólica	48.550
Solar FV	38.404
Ciclo combinado	24.560
Hidráulica (+bombeo)	24.140
Solar térmica	7.300
Cogeneración	3.980
Nuclear	3.050
Baterías	2.500
Biomasa y biogás	1.730



Fuente: Gobierno de España (2020).

1.3. Potencia instalada

De acuerdo con el escenario objetivo del PNIEC, la potencia instalada en España en 2030 se detalla en el gráfico 3.

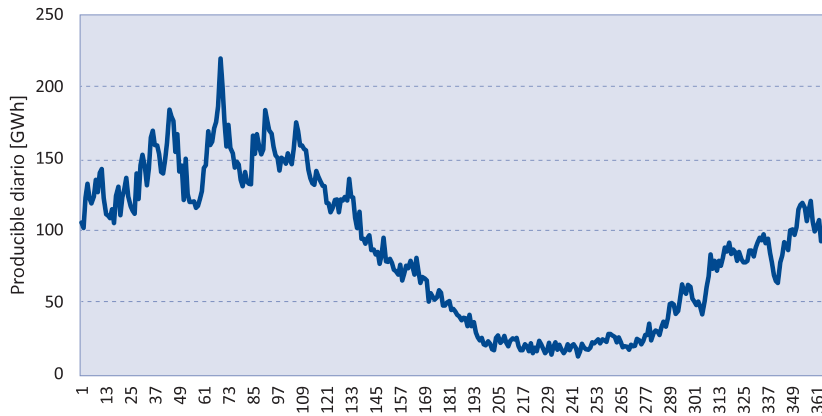
En el gráfico 4 se puede apreciar un incremento de alrededor de 20 GW en eólica, 32 GW en

solar fotovoltaica, 5 GW en solar térmica (con mayor capacidad de almacenamiento), casi 4 GW en hidráulica (correspondientes a la instalación de centrales de bombeo puro) y una reducción de 4 GW (cuatro centrales) de potencia nuclear, casi 2 GW menos de cogeneración, alrededor de 2 GW menos de ciclo

combinado y el desmantelamiento total del carbón (4 GW) con respecto a cifras de 2022 (REE, 2022d).

La inversión en almacenamiento, según el Gobierno de España (2020), es de 4.000 MW en bombes y 2.500 MW en baterías (estos valores de capaci-

**GRÁFICO 4
PRODUCIBLE CARACTERÍSTICO MEDIO EN EL PERÍODO 2013-2020
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL**



Fuente: REE (2022a).

dades de almacenamiento no se utilizan en nuestro análisis).

1.4. Gestión hidráulica

Debido a que el PNIEC no especifica datos relativos a la gestión hidráulica considerada en el modelo utilizado para su elaboración, se ha recopilado información de REE para poder elaborar el caso del sistema eléctrico español.

1.4.1. Aportaciones (producibles)

Como se comentó en el apartado 2, se realizan dos ejecuciones del modelo: la primera, para determinar inversiones, simulando un año hidráulico seco, con las aportaciones totales del año 2017 (18 TWh) y la segunda, para determinar la operación en un año hidráulico medio, con las aportaciones total de 2015 (29 TWh).

El perfil de aportaciones se ha elaborado calculando la media diaria que proporciona REE en su informe anual del sistema eléctrico de producible característico, con los valores de 2013 a 2020.

De esta manera surge el perfil del gráfico 4, que es escalado a los valores totales de producible según se considere año seco (2017) o año medio (2015) hidráulico.

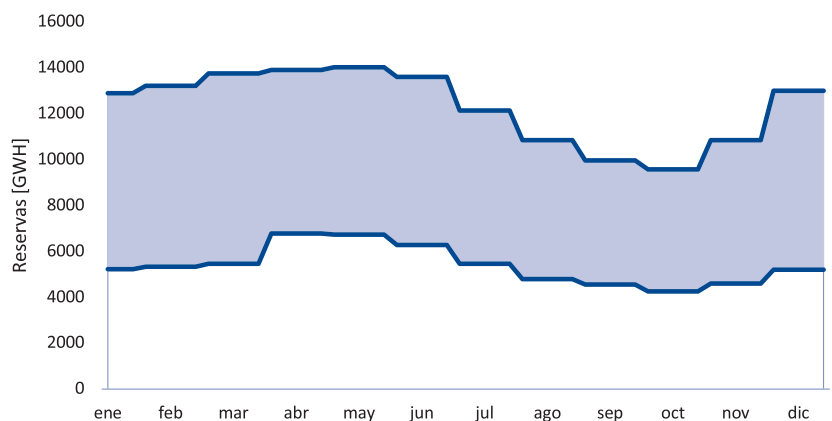
1.4.2. Reservas hidráulicas

Uno de los puntos más críticos del sistema es conseguir una ges-

tión realista del agua disponible para generación eléctrica (producibles). Debido a que openTEPES utiliza los datos de entrada con conocimiento perfecto del futuro para el alcance anual del caso de estudio el sistema es optimizado sabiendo todos los datos de entrada durante todo el año. Esto no es lo que sucede en realidad, ya que las previsiones de aportaciones (y de otros datos de entrada como demanda, generación solar o eólica) no se conocen hasta horas antes de la operación real (incluso llegando a incertidumbres de minutos). Para poder replicar una gestión realista de las centrales hidroeléctricas del sistema, se decidió restringir el nivel máximo y mínimo de re-servas, dentro de un rango más conservador para reducir la clarividencia del modelo en la gestión hidráulica.

Los máximos y mínimos mensuales establecidos en el gráfico están calculados como el valor medio del máximo y mínimo mensual, respectivamente, de las reservas hidráulicas en el período 2013-2020. De esta manera,

**GRÁFICO 5
BANDA DE TOLERANCIA PARA LA GESTIÓN HIDRÁULICA
EN EL CASO DE ESTUDIO**



Fuente: REE (2022a).

CUADRO N.º 1

CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS CANDIDATAS

TECNOLOGÍA	POTENCIA [MW]	ALMACENAMIENTO [H]	EFICIENCIA [POR 100]	CAPEX [€/MW]	OPEX [€/MWh]	ANUALIZACIÓN [AÑOS]
Batería	2.500	2	90	300.000	0	10

CUADRO N.º 2

PROYECTOS DE BOMBEO CONSIDERADOS CANDIDATOS

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	POTENCIA [MW]	ALMACENAMIENTO [H]
Aguayo II	Cantabria	1.000	7,9
Alcántara II	Cáceres	440	34,3
Bárcena	Cantabria	240	41,7
Belesar	Lugo	208	43,3
Buseiro	Asturias	156	7,3
Cerredo	Asturias	240	9,7
Conchas Salas	Orense	375	37,3
Conso	Orense	1.800	29,4
Cua	León	468	3,5
Dehesa de Ganaderos	Zaragoza	95	6,3
Gironés Raimats	Tarragona	3.061	24,6
Las Caleras	Cantabria	49	40,4
Matalavilla	León	280	35,7
Montnegre	Zaragoza	3.300	22,8
Navaleo	León	552	6,5
Velilla	León	144	5,8

no solo se acota la reserva, sino que se obliga a mantener un comportamiento similar al real. Así, se fija un nivel máximo de las reservas hidráulicas totales peninsulares de 14.176 GWh y un mínimo de 4.310 GWh.

Además de estos valores, se fijan los valores iniciales de reservas en 5.291 GWh, de acuerdo con el promedio de valores de reserva mínimos en enero en el período 2013-2020. Para la ejecución que determina la operación, en el año medio, el valor se sitúa en 7.098 GWh, que viene del promedio de valores de reserva medios en el mes de octubre.

Esto se debe a que el inicio del año hidráulico para las empresas eléctricas es el mes de octubre, y gestionan sus embalses para hacer frente a los meses donde, presumiblemente, el valor del agua será mayor por su coste de oportunidad.

A pesar de esto, el modelo no considera el inicio del año hidráulico en octubre. Por eso, pueden existir comportamientos diferentes a los de la realidad, en cuanto a gestión de las reservas hídricas se refiere, en los resultados del modelo, que siempre va a mirar hacia la minimización de costes sin tener en cuenta

comportamientos estratégicos de las empresas. Además de ello, el enfoque determinista de este estudio y su alcance temporal de un año hace que se tenga en cuenta información perfecta sobre el futuro, a un año vista, sobre parámetros meteorológicos que determinan aportaciones y generaciones eólica y solar, además de la demanda del sistema. No es posible disponer de esta cantidad de información en la realidad, por lo que también se decide utilizar, de forma conservadora, unas aportaciones relativamente bajas para dimensionar las necesidades de tecnologías de almacenamiento del sistema eléctrico. En futuros trabajos sería conveniente implementar esta correlación temporal, teniendo en cuenta la flexibilidad y diferencias que causa tener una gran capacidad de almacenamiento hidráulico.

1.5. Tecnologías candidatas

Como tecnologías de almacenamiento candidatas se han propuesto las mismas que en el PNIEC: baterías y bombeos.

1.5.1. Baterías

Se propone como candidata la potencia de baterías instalada por el PNIEC, 2.500 MW. Las características de estas baterías son las mismas (o muy similares) a las consideradas en el PNIEC, gracias a los datos obtenidos de European Commission (2020) y NREL (National Renewable Energy

Laboratory) (2020), presentadas en el cuadro n.º 1.

La modularidad de esta tecnología hace que la inversión en la misma se pueda considerar continua desde el punto de vista de la optimización matemática, por lo que podrá adoptar valores de 0 a 2.500 MW.

1.5.2. Bombeos

En cuanto a los bombeos hidráulicos candidatos, se ha consultado el Ten Year Network Development Plan (TYNDP) de ENTSO-E (2020 y 2022) así como fuentes públicas como el *Boletín Oficial del Estado* (2020) o *El Periódico de la Energía* (s.a.), entre otros, para elaborar una lista de proyectos que están en fases iniciales de sus estudios de viabilidad y cuya entrada en funcionamiento no está prevista antes de 2027. Entre ellos se incluyen los correspondientes al cuadro n.º 3.

Dado que los datos de las instalaciones son confidenciales y los datos característicos de las mismas dependerán de la obra civil que requiera la estructura: grupo turbo-bomba, creación de embalse de manera artificial, presa, etc., estos han sido aproximados en función de su potencia nominal planificada y sus horas de duración de almacenamiento siguiendo las bases de datos de NREL (2020) y de la Comisión Europea (European Commission, 2020). Se ha asumido una eficiencia del 75 por 100 en el ciclo carga-descarga y un período de

anualización de la inversión de treinta años. La potencia candidata total es de 12.748 MW.

1.6. Tecnologías flexibles

Estas tecnologías son consideradas por el PNIEC, pero no están añadidas en el modelado del escenario objetivo proyectado por REE para 2030. Al ser competidoras directas de las tecnologías candidatas de almacenamiento propuestas, se hace un mayor hincapié en su modelado.

1.6.1. Gestión de la demanda (DSM)

El PNIEC no establece un objetivo definido de demanda gestionable. Para poder hacer una aproximación razonable a la realidad, se han considerado tres segmentos de demanda gestionable: comercial, industrial y residencial. A partir de un estudio previo del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) se ha conseguido la forma del perfil de cada uno de los segmentos de demanda gestionable.

El volumen de cada segmento se ha determinado mediante las siguientes hipótesis:

- *Comercial*: se asume una demanda gestionable con un volumen de un 10 por 100 sobre el total y un desplazamiento máximo de la misma de una hora.
- *Industrial*: se asume un 10 por 100 de la demanda como gestionable (INDUS-

TRE, 2018), con un período máximo de desplazamiento de esta demanda de 1h.

- *Residencial*: se considera gestionable un 36,7 por 100 de la demanda asociada a los electrodomésticos de línea blanca, que es un 65 por 100 de la demanda total residencial (Dietrich *et al.*, 2012; Bilton *et al.*, 2014). Esto supone que un 24 por 100 de la demanda residencial total se considera gestionable.

Con esta información y los perfiles de demanda sectorial calculados por el IIT en un estudio interno, se obtienen los perfiles representados en el gráfico 6.

1.6.2. Vehículo eléctrico (VE)

El PNIEC considera un parque de cinco millones de vehículos eléctricos en 2030. La segregación que se establece entre los diferentes tipos de vehículo es la establecida en el cuadro n.º 3, con un total de 5,25 millones, de acuerdo con un estudio de ECODES sobre el despliegue de la infraestructura del vehículo eléctrico para 2030 (Ruiz *et al.*, 2021). Este estudio supone un consumo diario de electricidad por el vehículo eléctrico de 41.910 MWh, lo que implica una demanda anual de 11,2 TWh.

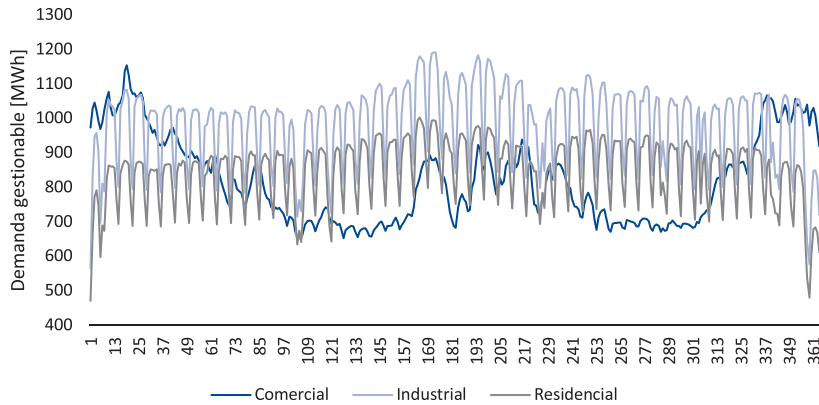
Se han considerado dos comportamientos posibles para la carga del vehículo eléctrico: carga fija y carga inteligente. Cada uno de ellos tiene asocia-

CUADRO N.º 3

DISTRIBUCIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE VEHÍCULO ELÉCTRICO EN 2030

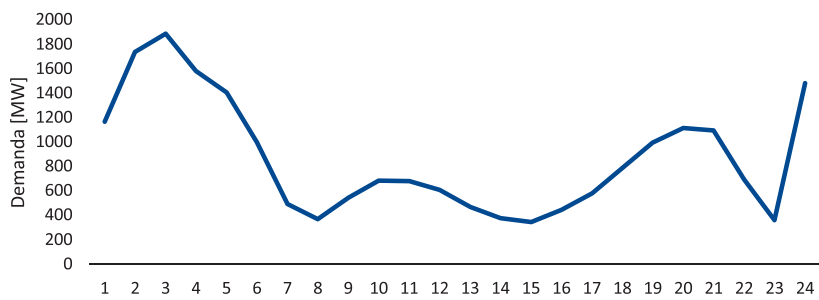
	BEV	PHEV	MOTOCICLETAS	CICLOMOTORES	FURGONETAS	AUTOBUSES	CAMIONES	MICROMOVILIDAD
Flota	2.441.302	1.046.272	721.350	381.675	379.575	29.925	31.500	218.400

GRÁFICO 6
PERFILES DE DEMANDA GESTIONABLE DIARIA POR SECTOR



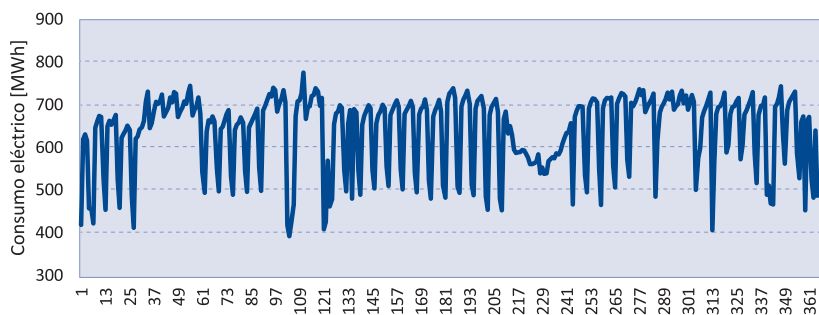
Fuente: REE (2022b).

GRÁFICO 7
PERFIL DE CARGA FIJA PARA EL CASO DE ESTUDIO



Fuente: ERAA, ENTSO-E (2021).

GRÁFICO 8
CONSUMO DIARIO DE LA FLOTA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO EN 2030



Fuente: Estudio interno de IIT Comillas.

do un 50 por 100 del volumen de demanda anual, 6,6 TWh, aproximadamente. La carga fija tiene como fuente datos aportados por el European Resource Adequacy Assessment (ERAA) (ENTSO-E, 2021) y sigue el perfil del gráfico 7.

El perfil de carga inteligente responde a los costes marginales determinados por el problema de optimización, cargando los coches cuando estos sean menores y teniendo en cuenta un consumo anual que tiene el perfil del gráfico 8.

Este perfil se construyó teniendo en cuenta una relación constante entre vehículos puramente eléctricos y eléctricos enchufables desde 2017 a 2030 (78,3 a 21,7 por 100), un perfil de consumo urbano e interurbano igual en 2017 que en 2030 y un cambio en la proporción de uso del vehículo eléctrico en sus diferentes modalidades: urbano (de un 97,2 por 100 en 2017 a un 80 por 100 en 2030) e interurbano (de un 2,8 por 100 en 2017 a un 20 por 100 en 2030).

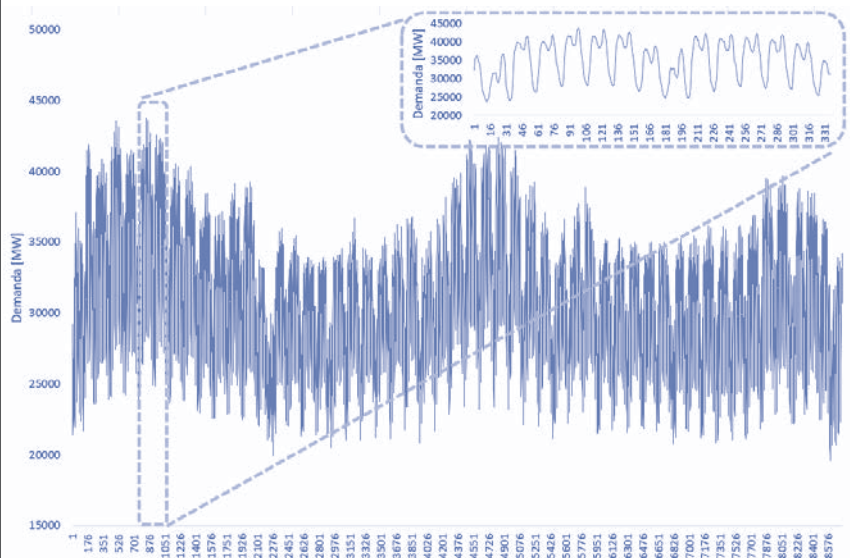
1.7. Otros parámetros del sistema

Para modelar de la manera más realista posible el sistema eléctrico, se tienen en cuenta una serie de parámetros que se detallan a continuación.

El margen de reserva de generación disponible es de 1,1 sobre la demanda máxima del sistema.

El precio del CO₂ según el PNIÉC es de 34,7 €/tCO₂. Para tener en cuenta la acusada subida de los derechos de emisión (EUA Futures | ICE, s.a.), en el presente estudio se ha supuesto un coste de las mismas de 100 €/tCO₂.

GRÁFICO 9
PERFIL DE DEMANDA E IDENTIFICACIÓN DE CATORCE DÍAS CON DEMANDA MÁXIMA ANUAL



Fuente: Huclin et al., 2022.

Se ha considerado una banda de reserva del 2 por 100 de la demanda más un 5 por 100 de la generación eólica instantánea:

- A subir: grupo térmico más grande de la península = 1.000 MW (central nuclear).
- A bajar: grupo turbo-bomba más grande de la península = 228 MW (Alcántara).

Para la activación de reservas se supone un porcentaje del 25 por 100 a subir y del 30 por 100 a bajar, por hora.

El precio supuesto para el gas natural es de 37,8 €/MWh térmico (1) y el rendimiento supuesto para las centrales de ciclo combinado es de 58,2 por 100, ambos extraídos del PNIEC. De esta manera, el coste del combustible de las centrales de ciclo combinado, en términos eléctricos, es de 64,95 €/MWh.

El coste de la energía no suministrada (ENS) se supone de 6.000 €/MWh (Linares y Rey, 2013).

2. Análisis de sensibilidad

2.1. Anticiclón de invierno

Los eventos conocidos como Dunkelflaute o anticiclón de invierno se caracterizan por vientos muy débiles y gran cantidad de nubes como estratos y estratocúmulos, entre 50 y 150 horas al año (Li et al., 2020 y 2021), disminuyendo la generación renovable en un porcentaje muy significativo.

En este caso de estudio, se ha decidido seleccionar las dos semanas (catorce días consecutivos) con una mayor demanda del año y disminuir la generación eólica del caso de referencia al 10 por 100 de su valor histórico.

La demanda promedio horaria en estos catorce días (31 de enero a las 18:00 horas hasta 14 de febrero a las 17:00 horas) es de 34.944 MW con una demanda máxima de 43.760 MW.

La generación eólica en esos dos semanas es de 6,67 TWh (19.859 MWh de promedio horario), y se reduce a 0,667 TWh, de acuerdo con la suposición inicial planteada para esta sensibilidad.

Dado que son catorce días de invierno, la generación solar ya es relativamente baja, con un valor total de 1,94 TWh (5.773 MWh de promedio horario).

2.2. Exportaciones PNIEC

Esta sensibilidad intenta reflejar lo más fidedignamente posible el PNIEC, teniendo en cuenta los valores de los flujos de carga transfronterizos con Portugal y Francia. En ambos casos, el PNIEC considera un flujo exportador neto, siendo 12.192 GWh hacia el país luso y 27.125 GWh hacia el país galó.

Para considerar estas exportaciones, se han realizado dos suposiciones:

1. *Conexión con Portugal:* dado el acoplamiento de ambos mercados (OMIE, 2021), se ha considerado un nodo en Portugal, sin generadores asociados al mismo, de forma que toda la demanda de este nodo sea considerada como una exportación (demanda adicional para el sistema). El perfil exportador se ha considerado plano las 8.736 horas del año, de modo que esto añade una demanda horaria al total del sistema peninsular de 1.395,6 MWh.

2. Conexión con Francia: España y Francia tienen un nivel de interconexión relativamente bajo. Dado que el interés del estudio se focaliza en el Sistema Eléctrico Español, cuando haya excedente renovable en el sistema peninsular se exportará esta energía a Francia y Portugal, en vez de ser vertida. La interconexión con Portugal tiene preferencia en la exportación, al considerarse un mercado acoplado. El vertido restante se dirige hacia Francia. Su valor se obtiene de dividir la exportación requerida en el PNIÉC para obtener un perfil constante de la misma (como en el caso de Portugal), obteniéndose un valor de 3.105 MWh para todas las horas del año. En las horas en las que el Sistema Eléctrico Peninsular no sea capaz de llegar a esta cifra, un «generador virtual», con potencia suficiente para satisfacer la demanda máxima horaria de Francia (3.105 MW), genera en este nodo. Su coste de producción de la energía es de 70 €/MWh, mayor que el coste de generación con cualquier otra tecnología excepto el ciclo combinado. Esta suposición se realiza para que no haya exportaciones hacia España cuando en el sistema español se genere con energía «cara» (con coste superior al de producción con la renovable más cara). Como no es posible obtener un perfil constante de exportación de 3.105 MWh evitando vertidos, se ha aumentado la demanda desde el nodo francés hasta un valor constante de 4.716 MWh. De esta manera, en los momentos que haya mucho excedente renovable se conseguirá exportar más que en

el caso anterior y, en los que no, seguirá generando este «generador virtual», cuya potencia se ha fijado igual a la exportación máxima desde España, es decir, 4.716 MW.

Por eso, el caso de estudio de referencia se consideró sin interconexiones, asumiendo también que, un sistema aislado es un caso peor del mismo y, en consecuencia, requeriría de más almacenamiento en caso de necesitarlo.

2.3. Inflexibilidad de la reserva hidráulica

En el caso de referencia se ha considerado que las hidráulicas tienen que mantenerse en una banda como la descrita en el gráfico 4. Para esta sensibilidad, se reduce un 40 por 100 el margen superior de las reservas, como indica el gráfico 10.

Como se puede apreciar en el gráfico 10, el perfil de evolución de reservas resultado de ejecutar el caso de referencia excede el límite superior de esta nueva restricción de reserva, que inclu-

ye una fuerte disminución de la flexibilidad.

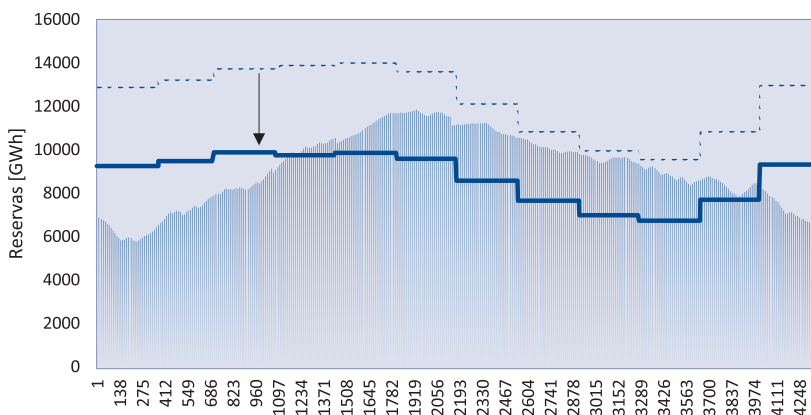
2.4. Sistema sin demanda gestionable

La demanda gestionable considerada en el caso de referencia se corresponde con los perfiles del gráfico 6. Esto supone que, si se suma de manera horaria los perfiles, se obtiene una máxima demanda gestionable de 3.243 MWh. La retirada de esta demanda gestionable, con una hora de flexibilidad para los sectores comercial e industrial y seis horas para el residencial, se supone afectará a la inversión en las tecnologías de almacenamiento candidatas.

IV. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Esta sección presenta los principales resultados de las ejecuciones del modelo. Primero se presentan las inversiones en almacenamiento, posteriormente los resultados detallados de la operación del sistema.

GRÁFICO 10
MARGEN SUPERIOR DE RESERVA PARA SENSIBILIDAD RELATIVA A HIDRÁULICA INFLEXIBLE



Fuente: REE (2022a).

1. Resumen de resultados

En este apartado se presentan los resultados de todos los estudios conjuntamente, para explicarse en mayor detalle en siguientes apartados.

El cuadro n.º 4 presenta el resumen de las inversiones en tecnologías de almacenamiento en todos los casos de estudio.

El cuadro n.º 5 presenta el resumen de los parámetros más

característicos del sistema relacionados con la operación de tecnologías de almacenamiento: factor de potencia (FP), generación con ciclo combinado (CCGT), balance de almacenamiento y vertidos del sistema.

El balance de almacenamiento tiene en cuenta la diferencia debida al rendimiento entre carga y descarga de los almacenamientos del sistema, los cuales incluyen bombes puros y bate-

rías. En el caso de los bombes mixtos, solo se tiene en cuenta la carga para el cálculo de este parámetro, ya que la generación de estas centrales puede estar asociada al embalse superior o al inferior por sus aportaciones previas al embalse.

El cuadro n.º 6 describe los resultados económicos, como costes totales y marginales (esto es, la derivada de la función objetivo con respecto a un incremento de

CUADRO N.º 4

TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO EN LAS QUE EL MODELO DECIDE INVERTIR

Tecnología	REFERENCIA		ANTICICLÓN		EXPORTACIONES PNIEC		INFLEXIBILIDAD HIDRÁULICA		SIN DEMANDA GESTIONABLE	
	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes
Potencia [MW]	385	1.263	394	1.296	683	1.609	410	1.174	556	2.007
Capacidad [MWh]	769	32.826	787	30.730	1.366	35.934	820	31.193	1.111	46.769

CUADRO N.º 5

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

	RESULTADOS OPERATIVOS				
	FP BATERÍA [P.U.]	FP BOMBEO [P.U.]	GENERACIÓN CCGT [GWh]	BALANCE ALMACENAMIENTO [GWh]	VERTIDOS [GWh]
Referencia	0,19	0,13	22.423	-4.696	29.633
Dunkelflaute	0,16	0,13	28.947	-5.292	24.686
Export PNIEC	0,10	0,15	24.269	-7.162	6.130
Inflex hidro	0,18	0,12	23.307	-4.340	32.022
No DSM	0,18	0,12	22.258	-4.637	29.347

CUADRO N.º 6

RESULTADOS ECONÓMICOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS REPRESENTADOS

	RESULTADOS ECONÓMICOS (COSTES)					
	TOTALES [M€]	MARGINAL [€/MWh]	INVERSIÓN [M€]	GENERACIÓN [M€]	CARGA [M€]	EMISIONES [M€]
Referencia	3.758	68,77	74	2.089	18	1.577
Anticiclón	4.487	73,11	72	2.548	19	1.848
Export PNIEC	4.325	92,10	101	2.352	25	1.847
Inflex hidro	3.922	65,73	71	2.173	17	1.661
No DSM	3.783	68,92	116	2.078	19	1.570

CUADRO N.º 7

RESULTADOS ECONÓMICOS SOBRE CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

	TECNOLOGÍA	GENERACIÓN [M€]	CONSUMO [M€]	RESERVA [M€]	INVERSIÓN ANUAL [M€]	RENTABILIDAD [M€]	RENTABILIDAD [M€/GW]	RENTABILIDAD [€/MWh]
Referencia	Baterías	2,83	1,48	1,18	16,28	-13,74	-35,74	-21,38
	Bombeos	25,60	5,23	0,65	53,07	-32,06	-25,38	-22,09
Anticiclón	Baterías	5,04	3,08	5,19	16,65	-9,50	-24,13	-16,75
	Bombeos	38,78	15,30	3,21	51,64	-24,95	-19,25	-17,08
Export PNIEC	Baterías	18,73	12,21	19,21	28,90	-3,17	-4,63	-5,15
	Bombeos	92,02	52,21	8,41	66,85	-18,63	-11,58	-8,71
Inflex hidro	Baterías	5,84	3,26	7,45	17,34	-7,31	-17,83	-11,58
	Bombeos	40,64	13,52	3,54	49,70	-19,04	-16,22	-15,05
No DSM	Baterías	3,57	1,91	1,18	23,51	-20,66	-37,20	-23,22
	Bombeos	34,36	7,96	0,57	88,40	-61,44	-30,62	-29,74

la demanda) de la energía de los casos de estudio modelados.

El cuadro n.º 7 incluye los resultados de beneficios y costes de las tecnologías de almacenamiento por participar en los mercados eléctricos diario y de provisión de reservas, así como el balance anual por su operación dentro del sistema eléctrico.

A continuación, se describen los resultados específicos de cada caso de estudio. El caso de referencia sirve para comparar una operación «normal» del sistema con los siguientes casos que representan eventualidades o características específicas que no están consideradas en el PNIEC.

2. Caso de referencia

2.1. Inversión

Puede observarse en el cuadro n.º 5 cómo el modelo invierte fundamentalmente en bombeos en el sistema peninsular (1263 MW), aunque también instala una cierta cantidad de baterías

(385 MW). En ninguna de las dos tecnologías la capacidad total disponible para invertir (lo que se denomina «capacidad candidata» u objetivo, definida en el PNIEC) queda agotada para que el modelo se vea obligado a invertir en la otra (hay un máximo de inversión de 2,5 GW en baterías y de 12,7 GW en bombeos).

En el caso de referencia es más atractivo invertir en bombeos que en baterías porque el sistema necesita más horas de almacenamiento que el bombeo es capacidad de proporcionar. Sin embargo, hay horas del año en las que necesita una mayor potencia rápida de carga y descarga (reservas de operación, como se explica más adelante), por lo que también, para este uso, es óptimo instalar baterías.

Para contextualizar, el PNIEC supone unas inversiones de 3.500 MW en bombeo y 2.500 MW en baterías, superiores a las estimadas en este estudio. Esto puede deberse a los distintos supuestos de gestión de la demanda o del vehículo eléctrico, de operación hidráulica o al perfil de demanda.

2.2. Operación

En términos generales, se pueden encontrar valores porcentuales de generación por tecnología semejantes a los del PNIEC, teniendo en cuenta que la energía eólica es la última en verter su producción, dado que es la que menor coste de operación asignado tiene en el caso de estudio.

Además, la biomasa y cogeneración se han considerado tecnologías *must-run*, por lo que, al disminuir la demanda en el caso de referencia con respecto a la calibración del PNIEC, tienen un valor relativo sobre la generación mayor y provocan vertido renovable en otras tecnologías que no sean la eólica: solar, solar térmica e hidráulica. El balance de almacenamiento representa la diferencia de energía cargada y descargada de las tecnologías que ofrecen este tipo de servicio. Simplificando, es la energía perdida por el rendimiento (<100%) de las tecnologías de almacenamiento.

El valor del balance de almacenamiento del caso de referen-

CUADRO N.º 8
COMPARACIÓN DEL MIX DE GENERACIÓN EN PNIEC Y CASO DE REFERENCIA

	GENERACIÓN [GWh]	
	PNIEC	CASO REFERENCIA
Demanda	263.000 (+39.000 export)	267.516
Nuclear	22.034 (7,2%)	22.034 (7,7%)
CCGT	27.617 (9,0%)	22.423 (7,9%)
Fluyente		3.486
Regulable	32.376 (10,6%)	(10,1%) { 12.817
Bbo. Mixto		12.638
Eólica	109.464 (35,7%)	114.934 (40,3%)
Solar FV	65.180 (21,2%)	52.773(18,5%)
Solar TH	4.629 (1,5%)	3.304 (1,2%)
Solar TH PNIEC	15.156 (4,9%)	9.990 (3,5%)
Biomasa	12.088 (3,9%)	12.088 (4,2%)
Cogeneración	18.399 (6,0%)	18.398 (6,5%)
Total	306.943	284.885
Renovables	226.355	222.030
Térmica + nuclear	49.651	44.457
Cogen y biomasa	30.487	30.486

cia es de -4.696 GWh, cifra muy similar a la del PNIEC (-4.964 GWh). Existen dos diferencias principales entre el caso de referencia estudiado y el PNIEC: la consideración de la gestión de la demanda y del vehículo eléctrico como recursos de flexibilidad. La primera proporciona una capacidad de gestión del 4 por 100 sobre la demanda total del sistema, y reduce la inversión en flexibilidad. La segunda no supone grandes diferencias, ya que, en este caso, el vehículo eléctrico se limita a cargar energía eléctrica para su consumo propio en las horas con menores costes.

Respecto a los vertidos, al estar el modelo ejecutándose como una simplificación de la red actual y considerarse una «isla energética» (sin intercambios eléctricos con Portugal o Francia, explicado en el apartado 2), los vertidos tienen una cifra

más de dos veces mayor que el PNIEC (29.633 GWh del caso de referencia por 13.776 GWh del PNIEC). Cuando se traten las sensibilidades (apartado 5) se podrá ver el efecto del balance exportación-importación sobre el sistema.

Debido a la menor generación con ciclo combinado (ver cuadro n.º 8) y a que en el PNIEC se tienen que satisfacer 39 TWh de exportaciones, las emisiones son menores en el caso de referencia que en el PNIEC: 15,77 por 20,6 MtCO₂.

2.3. Resultados económicos

En el apartado económico, los costes del sistema se ven afectados por el aumento del precio del CO₂ en el caso de referencia con respecto al PNIEC (34,7 por 100 €/tCO₂ del PNIEC) y de una inversión mucho mayor en este

último: 3.500 MW de bombeo y 2.500 MW de baterías, con su correspondiente aumento de los costes de inversión.

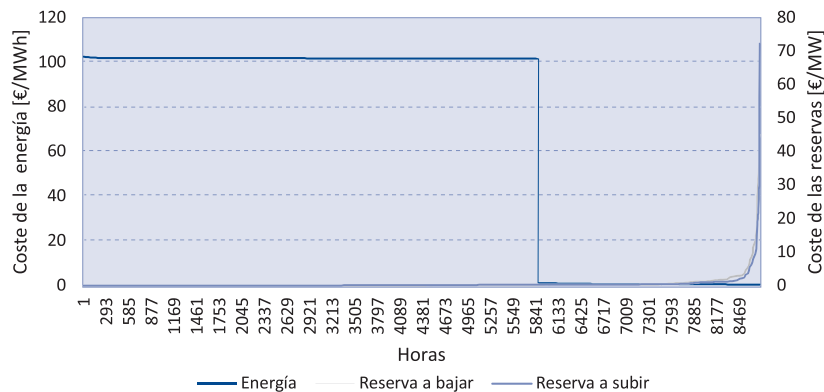
Respecto al coste marginal de la energía, en el gráfico 11 puede observarse cómo, bajo las condiciones simuladas, el coste marginal del sistema lo fijarían los ciclos combinados (o la hidráulica ofertando a coste de ciclo) en unas 5.800 horas, mientras que, en las 3.000 horas restantes, el coste marginal del sistema sería casi nulo, al venir determinado por los vertidos renovables.

El precio promedio del sistema eléctrico español es de 68,77 €/MWh y el precio medio ponderado (por la demanda horaria) es de 68,51 €/MWh.

Por otro lado, el coste de las reservas promedio de las reservas a bajar es de 0,56 €/MW y de 0,48 €/MW para las reservas a subir. Hay 7.800 horas con reservas a bajar a un coste <1 €/MW y 8.000 horas con reservas a subir a un coste <1 €/MW. El valor máximo de la reserva a bajar es 45,16 €/MW y 72,40 €/MW para la reserva a subir.

En el cuadro n.º 7 puede observarse cómo las inversiones en almacenamiento ofrecen una rentabilidad negativa: los precios resultantes del mercado no son suficientes para remunerar el total de la inversión. En términos de potencia instalada, los bombeos ofrecen una mejor rentabilidad que las baterías, con una diferencia de alrededor de 10 M€/GW (-25,38 de los bombeos por 35,74 de las baterías), mientras que, en términos de energía, los valores de rentabilidad son muy similares (alrededor de -22€/MWh).

GRÁFICO 11
MONÓTONAS DE ENERGÍA Y RESERVAS



Fuente: Elaboración propia.

Estos valores negativos se deben a que la inversión en almacenamiento se determina para condiciones pésimas del sistema eléctrico, cuando no hay capacidad hidráulica para almacenar energía y las tecnologías de almacenamiento sustituyen a la anterior, mientras que la remuneración de estas se calcula con un escenario de producible hidráulico medio, donde tal necesidad no es tan acuciante. Esto hace que, al dimensionar el sistema para evitar cortes de suministro en circunstancias desfavorables, en años con condiciones meteorológicas más favorables, sobre todo en cuanto a aportaciones hidráulicas se refiere, los almacenamientos no recuperen costes y se tengan que remunerar a través de mecanismos que valoren su contribución a la firmeza del sistema o su contribución a proveer otros servicios para mantener la seguridad de suministro.

La recuperación de costes de las baterías está dominada por los ingresos del mercado diario, con un 71 por 100 sobre el total de estos, así como los bombeos, con un 98 por 100 de su recau-

dación por esta vía. En el análisis de las sensibilidades, en el siguiente apartado, se explorarán las diferencias en las rentabilidades de los almacenamientos y las razones para ello.

Finalmente, es relevante apuntar que la restricción de mínima potencia síncrona del sistema (ver apartado 1.2.) es vinculante en algunas de las horas para el sistema. Esto quiere decir que el acoplamiento a red de un mínimo de grupos térmicos para 2030 restringe la operación a mínimo coste del sistema, dado que, como se ha visto en el apartado 2.3, en un número importante de horas las renovables pueden satisfacer la demanda al completo.

3. Anticiclón

En cuanto a la inversión en tecnologías de almacenamiento, no existen grandes diferencias en este escenario con respecto al de referencia (+9 MW de baterías y +33 MW de bombeo), si bien es cierto que los bombeos en los que se invierte tienen una menor capacidad de almacenamien-

to (-2.100 MWh, un 6 por 100 menor).

La falta de energía eólica que se produce durante dos semanas consecutivas en este escenario hace que suba un 27 por 100 la generación con ciclo combinado en el total del año (6.500 GWh), lo cual justifica que haya menor capacidad de almacenamiento de bombeo, ya que estos no son capaces de cubrir las necesidades de flexibilidad para estas dos semanas. Esta reducción de la generación eólica, acompañada de una capacidad de almacenamiento similar al caso de referencia, hace que disminuyan los vertidos en 5.000 GWh, un 17 por 100 con respecto al caso de referencia.

En términos económicos, los costes del sistema son un 19 por 100 mayores que en el caso de referencia. Aquí se puede apreciar la importancia de sustituir la generación con energía eólica por ciclo combinado, que aumenta los costes tanto por el coste del combustible como por el de las emisiones.

Fijándonos en la recuperación de costes de los almacenamientos, las baterías aumentan su rentabilidad tanto por potencia instalada como por energía entregada. Esto se debe a que, pese a que su factor de potencia disminuye (pasa de 0,19 del caso de referencia a 0,16), se aprovechan de los mayores precios provocados por la generación con ciclo combinado y de los costes mayores del mercado de reservas (de un 29 por 100 a un 51 por 100 de sus ingresos), cuyo coste promedio anual pasa a ser de 2,72 €/MW a bajar (cinco veces mayor que en el caso de referencia) y de 1,54 €/MW a subir (tres veces mayor que el caso de

referencia). Los bombeos se ven afectados también por esta subida de los costes en el mercado diario y de reservas (aunque su mayor fuente de ingresos sigue siendo el mercado diario, con un 92 por 100 de los mismos). Manteniendo su factor de potencia, consiguen reducir su déficit en 6 M€/GW en potencia y en 5 €/MWh en energía. La reducción del déficit en términos de energía es similar en baterías, pero pasa a ser de 11,5 M€/GW en potencia.

4. Exportaciones PNIEC

Las inversiones aumentan significativamente tanto en baterías (398 MW, un 77 por 100) como en bombeo (346 MW, un 27 por 100) en este caso de estudio con respecto al de referencia. La principal razón es la necesidad de exportar 39 TWh a Portugal y Francia durante todo el año.

La generación con ciclo combinado sube levemente (1.800 MWh con respecto al caso de referencia, un 8 por 100) para cubrir las necesidades de exportación a Portugal, ya que se han considerado mercados acoplados. En términos operativos, sucede también lo esperable respecto a los vertidos, se reducen en 23,5 GWh, un 79 por 100. Esto se debe, principalmente, a la posibilidad de exportación a los países vecinos, pero también al aumento de la capacidad de almacenamiento con respecto al caso de referencia. Cabe destacar que el factor de potencia de los bombeos aumenta un 2 por 100 en total respecto al caso de referencia (de 0,13 a 0,15) y el de las baterías se reduce un 9 por 100, casi la mitad (de 0,19 a 0,10).

Los costes del sistema aumentan un 15 por 100 respecto al

caso de referencia, debido tanto a la inversión mayor como a la generación con ciclo combinado. La principal diferencia reside en el marginal de la energía, que pasa de 68,77 €/MWh en el caso de referencia, a 92,10 €/MWh en este caso de estudio. Esto se debe principalmente a que, pese a que la generación con ciclo combinado solo aumenta un 8 por 100, este pequeño porcentaje sirve para convertir a la tecnología en marginal en las ocasiones en las que no se produce vertido renovable y los requerimientos de exportación con Portugal (considerado mercado acoplado y, por tanto, con mismo coste marginal) no están cubiertos. Así, de las 5.800 horas que marcaba el coste de la energía en el caso de referencia, se pasa a tener 7.900 horas en las que marca el coste de la energía.

En cuanto a la recuperación de costes de los almacenamientos, estos reportan unos déficits mucho menores que los del caso de referencia y esto está directamente ligado con el aumento del coste marginal de la energía en casi 25 €/MWh. Además, el coste medio de la reserva a bajar pasa a ser de 5,98 €/MW y de 3,17 €/MW para la reserva a subir. Esta última característica del sistema es crítica para las baterías, cuyos ingresos provienen en un 51 por 100 del mercado de provisión de reservas. Así pues, a pesar de haber funcionado casi a la mitad del factor de potencia del caso de referencia, son capaces de maximizar sus ingresos operando en las horas en las que el mercado de reservas llega a costes altos (con 450h por encima de 50 €/MW en la reserva a bajar y 225 horas por encima de 40 €/MW en la reserva a subir). Esto hace que las baterías lleguen a déficits de 4,6 M€/GW

en potencia y 5,2 €/MWh en energía. El caso de los bombeos es diferente al de las baterías, ya que se aprovechan de un mayor uso de estos para acomodar la mayor parte de energía renovable posible para que luego sea exportada, evitando vertidos de esta. El aumento del marginal de la energía provoca una reducción de su déficit hasta los 11,6 M€/GW en potencia y los 8,7 €/MWh en energía.

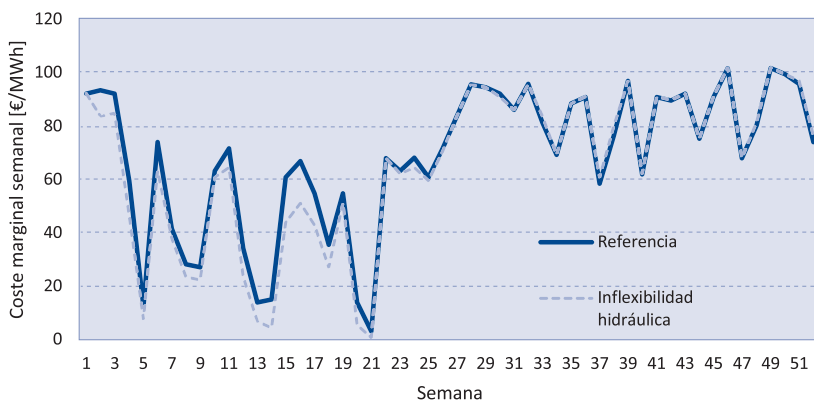
5. Inflexibilidad de la reserva hidráulica

Esta alteración de la reserva hidráulica provoca que se inviertan 25 MW de baterías y 79 MW menos de bombeo en el sistema. El cambio no es muy significativo ni en términos de potencia ni de capacidad de almacenamiento total.

Sí que se puede apreciar una pequeña subida de la generación con ciclo combinado de 900 MWh al año (4 por 100 más que el caso de referencia). Los vertidos aumentan 2.400 GWh debido tanto a que la capacidad instalada de nuevo almacenamiento apenas ha variado y lo ha hecho hacia abajo y a que se ha perdido flexibilidad de la reserva hidráulica, que ahora tiene que seguir un perfil menos óptimo en términos de costes, pero más aproximado a la media histórica.

En lo que respecta a los costes totales del sistema, estos aumentan un 4 por 100 con respecto al caso de referencia. El cambio no es muy significativo, aunque sí lo es el marginal promedio del sistema. Este se reduce en 3 €/MWh, pasando de 68,77 a 65,73 €/MWh. La razón detrás de este cambio se expone en el gráfico 12.

GRÁFICO 12
**COSTE MARGINAL PROMEDIO SEMANAL EN CASOS DE REFERENCIA
 Y DE INFLEXIBILIDAD HIDRÁULICA**



Fuente: Elaboración propia.

Al bajar el límite de la reserva hidráulica un 40 por 100 y mantener las mismas aportaciones que en el caso de referencia, surgen situaciones como en la segunda semana del año y, más significativamente desde el inicio de la primavera, a partir de la 12.ª semana del año (inicio de abril) en las que el aumento de las aportaciones provoca que el modelo decida producir o vender más, ya que los límites de reservas a partir de ese punto (y en las otras semanas más aisladas) y durante el resto del año serán alcanzados con facilidad dado el nivel de aportaciones. Esto provoca una disminución de los costes marginales en las semanas indicadas, hasta que este límite de reservas deja de ser una restricción activa.

Las baterías en este caso tienen unos ingresos por reservas del 56 por 100 del total. Esto se debe a que el coste promedio de las mismas es de 3,56 €/MW a bajar y 2,08 €/MW a subir, valores considerablemente más altos que los del caso de referencia, mientras que el marginal de la energía es ligeramente menor.

Así, es más rentable para las baterías ser utilizadas en mayor proporción en el mercado de reservas de operación, obteniendo valores de rentabilidad deficitarios, pero la mitad que en el caso de referencia en potencia (-35,74 M€/GW por -17,83 M€/GW) y en energía (-21,38 €/MWh por -11,58 €/MWh). Por otro lado, los bombeos, a pesar de disminuir ligeramente su factor de potencia, ven mejorado su déficit con respecto al caso de referencia: reducen el mismo en 9 M€/GW en potencia y en 7 €/MWh en energía. Además de una inversión menor, los ingresos por ciclado de los mismos suben un 50 por 100 (de 21,02 M€ a 30,66 M€), por lo que están siendo utilizados en horas con un mayor diferencial de costes entre carga y descarga, beneficiando también así al sistema eléctrico.

6. Sistema sin demanda gestionable

En este caso, se replica la situación del PNIEC actual, ya que en las simulaciones del mismo no

se considera demanda gestionable. De esta manera, se obtiene una inversión mucho mayor en tecnologías de almacenamiento que en el caso de referencia: 171 MW más de baterías (un 44 por 100 más) y 744 MW de bombeo (un 59 por 100 más). Además, aumenta la capacidad total de almacenamiento en 14 GWh, un 43 por 100 más que en el caso de referencia.

Tanto los vertidos como la generación con ciclo combinado apenas varían en este caso de estudio con respecto al de referencia. El factor de potencia de las tecnologías en las que el modelo invierte se reduce levemente (en un 1 por 100 sobre el total) tanto para baterías como para bombeos. Esto hace que la operación del sistema sea considerablemente similar al caso de referencia, en el que se cuenta con gestión de la demanda.

En cuanto a los costes del sistema, estos son 25 M€ mayores, lo cual no representa ni un 1 por 100 de diferencia con el caso de referencia. Esta diferencia se debe a los costes de inversión en las tecnologías de almacenamiento. El marginal de la energía es solo 0,15 €/MWh mayor que en el caso de referencia.

Donde más se puede apreciar la ausencia de demanda gestionable es en la recuperación de costes de las tecnologías en las que se ha invertido. El coste promedio de la reserva a bajar de 0,38 €/MW y el de la reserva a subir de 0,33 €/MW, valores menores incluso que los del caso de referencia. Esto empeora la rentabilidad de las baterías, que obtienen su mayor fuente de ingresos del mercado de reservas de operación en otros casos en

los que su rentabilidad es mayor que el de referencia. Así, en este caso de estudio solo el 25 por 100 de los ingresos proceden de aportar reservas de operación para las baterías. Los déficits de las mismas empeoran, aunque relativamente poco, con respecto al caso de referencia, como se puede ver en el cuadro n.º 7. Los bombeos sí que sufren un decremento mayor de su rentabilidad que las baterías debido a una mayor inversión en los mismos y menor uso.

V. CONCLUSIONES

El sistema eléctrico español para 2030 se espera que sea dominado por generación renovable no gestionable, principalmente eólica y solar. Esto requerirá grandes cantidades de almacenamiento (instalaciones adicionales de bombeo y baterías) para garantizar la seguridad de suministro incluso en las situaciones más desfavorables (años hidráulicos secos), en las que el sistema cuenta con menor flexibilidad.

Sin embargo, esta inversión que garantiza la seguridad será menos utilizada en un año hidráulico medio, por lo que las tecnologías de almacenamiento instaladas no recuperarán sus costes de inversión. Esto lleva a concluir que sería necesario, para poder lograr este volumen de inversión de una manera eficiente, establecer una remuneración adicional a los mercados existentes por ejemplo mediante un mercado de fiabilidad que permita recuperar los costes incurridos por la instalación de estas nuevas centrales.

La participación y los precios de un mercado de reservas de operación son críticos para de-

terminar la viabilidad económica de las inversiones en baterías. Un mercado de reservas de operación con precios altos durante relativamente pocas horas al año en el que participan baterías mejora su viabilidad de manera significativa con respecto a que no participen o los precios se mantengan muy bajos durante todo el año. Esto puede ocurrir en situaciones de menor disponibilidad de ciclos combinados o centrales hidroeléctricas que sean proveedores de reservas de operación. Las baterías son la opción preferida para el almacenamiento horario debido a su alta eficiencia. Esto las hace competidoras directas de mecanismos de gestión de la demanda.

Los precios del mercado mayorista marcan la viabilidad económica de las centrales de bombeo hidráulico. Un diferencial alto en ciclos diarios (12-36 h) mejora considerablemente la perspectiva de inversión en centrales de bombeo. Estas centrales se benefician de requerimientos altos de exportación, y maximizan sus beneficios evitando vertidos renovables. Son las más indicadas para el almacenamiento diario y semanal, debido a que, por su menor eficiencia, son menos competitivas que las baterías en una escala horaria. También compiten, aunque en mucho menor medida, con demanda gestionable de larga duración, como pudiera ser la residencial.

La pérdida de generación eólica significativa (>10 GW) en un contexto de un anticiclón durante más de una semana solo puede verse sustituida por generación con centrales de ciclo combinado, lo cual provoca un aumento muy significativo de los costes totales del sistema. Esto implica que las

necesidades de flexibilidad estacional solo puedan ser cubiertas por centrales de ciclo combinado, o, en caso de estar disponibles, centrales hidroeléctricas si el agua es suficiente.

Como se ha comentado, este trabajo ha utilizado una perspectiva anual y determinista en lo relativo al modelado del sistema eléctrico español. Esto hace que los datos que alimentan al modelo utilizado tengan un alcance de un año y sean conocidos para el modelo en todo momento. Para próximas evaluaciones de las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico español, sería conveniente evaluar el sistema de manera semanal/mensual con una cierta estocasticidad en los parámetros meteorológicos (sobre todo aportaciones hidráulicas), en vez de utilizar un enfoque anual y determinista, ya que esto afecta de manera crítica a la flexibilidad del sistema que puede proporcionar la tecnología hidráulica, un parámetro esencial a la hora de evaluar el sistema eléctrico español. Este trabajo, por tanto, puede estar asumiendo una operación demasiado optimista desde el punto de vista de los costes.

Finalmente, a la vista de los resultados, se recomienda no imponer criterios de entrada/barrera para las tecnologías de almacenamiento. En este caso, se ha supuesto que se cumple el escenario del PNIEC a 2030, pero para poder proporcionar soluciones de mínimo coste/máximo beneficio para las tecnologías de almacenamiento, todas deben estar en competición. De esta manera se respeta el principio de neutralidad tecnológica por el que apuesta la UE en la transición hacia una economía neutra en emisiones de CO₂.

NOTAS

(*) Este estudio se ha realizado en el marco del proyecto *Evaluación de las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico español en un horizonte de alta penetración de energías renovables 2020-2050*, desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica para el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE) y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO).

(1) Este es el precio supuesto para 2030, que evidentemente es muy superior al actual. Suponemos que los precios se normalizarán a medio plazo.

BIBLIOGRAFÍA

BILTON, M., AUNEDI, M., WOOLF, M. y STRBAC, G. (2014). *Report A10 Smart appliances for residential demand response*. UK Power Networks.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (BOE). (2020). *BOE.es - BOE-A-2020-4909 Resolución de 27 de abril de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula informe de impacto ambiental del proyecto Central hidroeléctrica reversible Dehesa de Ganaderos. Almacenamiento y mejora energética en los regadíos de la Comunidad de Regantes de Dehesa de Ganaderos de Garrapinillos (Zaragoza)*. Recuperado de: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-4909

DIETRICH, K., LATORRE, J. M., OLMOS, L. y RAMOS, A. (2012). Demand Response in an Isolated System With High Wind Integration. *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 27, n.º 1, pp. 20-29.

ECONOMICS FOR ENERGY (s.a.). *Publicaciones*. Accedido el 1 de septiembre de 2022. Recuperado de: <https://eforenergy.org/publicaciones.php>

EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA (Accedido el 5 de septiembre de 2022). *Naturgy apuesta por el bombeo con su central de 375 MW en Galicia*. Recuperado de: <https://elperiodicodelaenergia.com/naturgy-apuesta-por-el-bombeo-con-su-central-de-375-mw-en-galicia/>

ENTSO-E (2020). *Ten-Year Network Development Plan 2020*. Retrieved from: <https://tyndp.entsoe.eu/>

ENTSO-E (2021). *European Resource Adequacy Assessment 2021 Edition*. Retrieved from: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive_Report.pdf

ENTSO-E (2022). *European Projects TYNDP 2022*. Retrieved from: <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>

EUA FUTURES | ICE. (s.a.) (Accedido el 13 de junio de 2022. Retrieved from: <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=6413606&span=1>

EUROPEAN COMMISSION (2020). *Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe*.

EUROPEAN COMMISSION (2022a). *Estrategia a largo plazo para 2050*. Accedido el 5 de septiembre de 2022. Recuperado de: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es

EUROPEAN COMMISSION (2022b). *NUTS Maps - NUTS - Nomenclature of territorial units for statistics - Eurostat*. Accedido el 31 de mayo de 2022. Retrieved from: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/nuts/nuts-maps>

FREIRE, T., et al. (2022). Storage and demand response contribution to firm capacity: Analysis of the Spanish electricity system. *Energy Reports*, 8, pp. 10546-10560.

GOBIERNO DE ESPAÑA (2020). *Plan Nacional de Energía y Clima (España)*. Recuperado de: <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>

HUCLIN, S., et al. (2022). Exploring the roles of storage technologies in the Spanish electricity system with high

share of renewable energy. *Energy Reports*, 8, pp. 4041-4057.

INDUSTRE (2018). *Project results*. Retrieved from: <http://www.industre.eu/downloads/category/project-results>

LI, B., BASU, S., WATSON, S. J. y RUSSCHENBERG, H. W. J. (2020). Mesoscale modeling of a 'Dunkelflaute' event. *Wind Energy*, 24(1), pp. 5-23.

LI, B., BASU, S., WATSON, S. J. y RUSSCHENBERG, H. W. J. (2021). A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas. *Energies*, 14(20).

LINARES, P. y REY, L. (2013). The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? *Energy Policy*, 61, pp. 751-760.

MITECO (s.a.). *Dashboard Boletín Hidrológico*. Accedido el 31 de mayo de 2022. Recuperado de: <https://miteco.maps.arcgis.com/apps/dashboards/912dfee767264e3884f7aea8eb1e0673>

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, NREL (2020). *Electricity Annual Technology Baseline*.

OMIE (2021). *Informe anual 2021 ES*. Recuperado de: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>

RAMOS, A., ÁLVAREZ, E. F. y LUMBRERAS, S. (2022). OpenTEPES: Open-source Transmission and Generation Expansion Planning. *SoftwareX*, 18, p. 101070.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2017). *Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447*.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022a). *Serie estadísticas nacionales*. (Accedido el 31 de mayo de 2022. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022b). *eSIOS*. Accedido el 17 de junio de 2022. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

<p>RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022c). <i>ESIOS electricidad · datos · transparencia</i>. Accedido el 6 de junio de 2022. Recuperado de: https://www.esios.ree.es/es?locale=es</p> <p>RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022d). <i>REData - Potencia instalada</i></p>	<p> <i>Red Eléctrica de España</i>. Accedido el 25 de mayo de 2022. Recuperado de: https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada</p> <p>RUIZ, F. M., <i>et al.</i> (2021). <i>Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de</i></p>	<p><i>carga del vehículo eléctrico en España</i>. pp. 1–98. Recuperado de: https://ecodes.org/images/que-hacemos/01.Cambio_Climatico/Incidencia_politicas/Movilidad/2021_02_Estudio_sobre_el_.pdf</p>
--	---	--