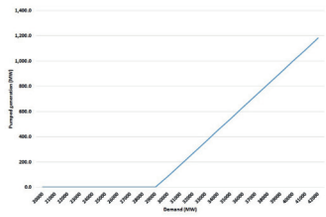
Revisión y análisis de los sistemas de almacenamiento de energía mediante bombeo para soportar un mix de generación de electricidad con un alto porcentaje de energías renovables



Review and analysis of energy storage systems by hydro-pumping to support a mix of electricity generation with a high percentage of renewables

Luis Maria Abadie[1] **y Nestor Goicoechea**[2]

[1] Basque Centre for Climate Change (BC3). Universidad del País Vasco UPV/EHU. Campus Cientifico. Edif.1 – 48940 Leioa, Vizcaya (España)
[2] Universidad del País Vasco UPV-EHU. Escuela de Ingeniería de Bilbao. Ingeniero Torres Quevedo Plaza, 1 - 48013 Bilbao (España)

DOI: http://dx.doi.org/10.6036/9182 | Recibido: 27/03/2019 • Inicio Evaluación: 28/03/2019 • Aceptado: 06/06/2019

ABSTRACT

- In some countries the planning of the electricity generation mix for the future includes a considerable increase in Renewable Energy (RE) to reduce the emissions caused by the use of fossil fuels. This trend can be reinforced if the installed power capacity of nuclear and coal plants is considerably decreased. On the other hand future electricity demand seems to increase due to population growth and greater domestic electrification, especially if transport electrification is tackled. The combination of these factors may result in an ever greater decline in Security of Supply (SoS), mainly due to the stochastic nature of electricity supply and demand behaviour.
  To achieve an acceptable level of SoS when introducing renewable energy into the grid it is necessary to increase storage capacity and tackle other measures such as demand management. Many energy storage technologies can be found, and Pumped Hydro Energy Storage (PHES) is recognised as the most mature, though other technologies such as batteries are also available.
  In this paper, we first review PHES and its ability to support intermittent generation from energy plants, such as wind and solar, preventing energy losses and storing energy for use at times of high demand; second we analyse the performance of PHES in Spain over five years (2014-2018); our conclusion confirms that adequate SoS cannot be guaranteed with PHES management of the kind observed in the past.
- **Keywords:** security of electricity supply, adequacy of generation, pumped hydro storage facilities, uncertainty, Tobit model.

RESUMEN

En algunos países, la planificación del mix de generación eléctrica para el futuro incluye un aumento considerable de la energía renovable (RE) para reducir las emisiones causadas por el uso de combustibles fósiles. Esta tendencia puede reforzarse si la capacidad de energía instalada de las centrales nucleares y de carbón disminuye considerablemente. Por otro lado, la demanda futura de electricidad puede aumentar debido al crecimiento de la población y a una mayor electrificación doméstica, especialmente si se aborda la electrificación del transporte. La combinación de estos factores puede resultar en una disminución cada vez mayor de la seguridad del suministro (SdS), principalmente debido a la naturaleza estocástica del comportamiento de la oferta y la demanda de electricidad.

Para lograr un nivel aceptable de SdS al introducir energía renovable en la red, es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento y abordar otras medidas, como es la gestión de la demanda. Se pueden citar muchas tecnologías de almacenamiento de energía, pero el almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada (PHES) está reconocido como la más madura, aunque también existen otras tecnologías como son las baterías.

En este artículo, primero revisamos la tecnología PHES y su capacidad para soportar la generación intermitente de plantas de energía renovable, como son la eólica y la solar, previniendo pérdidas de energía en momentos de baja demanda y almacenando energía para usar en momentos de alta demanda; segundo, analizamos el desempeño de las PHES en España durante cinco años (2014-2018); nuestra conclusión confirma que una adecuada seguridad del suministro, SdS, no se puede garantizar con una gestión de PHES como la observada en el pasado.

Palabras Clave: seguridad del suministro, adecuación del mix de generación, plantas de bombeo, incertidumbre, modelo Tobit.

1. INTRODUCCIÓN

Bajo el acuerdo climático de París de 2015, los países signatarios planifican reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) [1]. El marco 2030 de clima y energía incluye objetivos en la UE: 40% de reducción de GEI sobre los niveles de 1990, 32% de cuota para las energías renovables y 32,5% de mejora en la eficiencia energética. La UE quiere reducir los GEI un 80-95% para 2050, lo que supone un escenario de un 75% de energía procedente de fuentes renovables [2]. Este objetivo sólo puede lograrse con una serie de cambios importantes, tales como vehículos eléctricos, mejora de eficiencia energética y descarbonización de la generación eléctrica. La población mundial aumenta [3], y un objetivo de reducir la dependencia del petróleo para vehículos supone que la demanda de electricidad aumentará considerablemente en el futuro.

Asumiendo una disminución en las centrales térmicas, la capacidad de generación a partir de energías renovables debe aumentar. Las tecnologías de generación renovable generalmente

presentan intermitencia horaria que puede causar inestabilidad en la futura red de transmisión eléctrica, afectando a la Seguridad del Suministro (SdS) [4]. Estándares de generación y normas de adecuación se pueden encontrar en [5]. Para compensar esta intermitencia, se necesita aumentar la capacidad de almacenamiento, junto con otras medidas, como acuerdos para cortar la energía eléctrica si fuera necesario en horas punta de demanda y cambios regulatorios para gestionar sistemas de almacenamiento.

Según [6] PHES fue la principal tecnología utilizada para almacenamiento de energía en todo el mundo, con una capacidad instalada de 153 GW, lo que representa 96% del total estimado de almacenamiento. La tendencia mundial en instalaciones PHES es positiva, aumentó en 3 GW en 2017. Otras tecnologías incluyen baterías (electro-químicas) con 2,3 GW, volantes (flywheels) y aire comprimido (electro-mecánico) con 1,3 GW y energía térmica solar concentrada (CSP) con 2,3 GW. PHES es una tecnología madura que puede utilizarse en combinación con otras tecnologías de generación renovable, como la eólica y la solar fotovoltaica y su capacidad de descarga de larga duración puede utilizarse para cubrir grandes desajustes entre la oferta y la demanda.

El documento está organizado como sigue: la Sección 2 revisa la literatura, la Sección 3 analiza el desarrollo de las energías renovables, la Sección 4 se examina el coste de PHES, la Sección 5 argumenta la necesidad de capacidad de almacenamiento adicional en España en el futuro, en Sección 6 se analiza el rendimiento de PHES dependiendo de la demanda de electricidad y la sección 7 concluye.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

Rohit et al. [7] analizan tecnologías de almacenamiento incluyendo bombeo, aire comprimido, baterías, almacenamiento mediante energías térmicas y volantes. Corral et al. [8] analizan un volante para diferentes materiales usando cálculos de estrés analíticos. Una reseña histórica del desarrollo de PHES puede verse en [9], y una revisión tecnológica en [10]. Según [11], las plantas PHES representan un activo fundamental para las compañías eléctricas y los operadores de la red.

Hino y Lejeune [12] destacan algunas aplicaciones del bombeo, (1) administración de carga, cargando durante las horas valle y descargando durante las horas pico; (2) reserva rotatoria utilizada en caso de fallo de unidades generadoras; (3) estabilización de transmisión y distribución y regulación de voltaje incluyendo control de ángulo de fase y regulación de frecuencia; (4) aplazamiento de incrementos en capacidad de transmisión; (5) Aumento de generación distribuida con capacidad de almacenamiento; (6) solución de la intermitencia con el almacenamiento de energías renovables; y (7) aplicaciones de uso final. [13] también revisa aplicaciones y beneficios de esta tecnología, encontrando ventajas similares.

[12] indica los obstáculos que dificultan el desarrollo de PHES, (1) pérdidas de energía; (2) gran inversión inicial de capital; (3) incertidumbre sobre los precios de la electricidad; (4) incertidumbre sobre la generación debido a la variabilidad del clima y, en el medio y largo plazo, por el cambio climático; (5) incertidumbre sobre la regulación; (6) posibilidad de un exceso de capacidad; y (7) necesidad de lugares apropiados para las instalaciones.

El almacenamiento por bombeo puede tener una eficiencia del 80-90% [6]; esto es mejor que un 70-80%, rango reportado por Rehman et al. [10], aunque estos autores también consideran un caso de 87%.

Algunos trabajos evalúan la inversión con criterio de optimización a corto plazo; [14] analiza la operación de tres pequeñas centrales hidroeléctricas en Eslovenia junto con una planta de bombeo usando programación lineal entera mixta (MILP). [15] presenta un algoritmo para el funcionamiento óptimo de generadores de energía hidroeléctrica y termoeléctrica ilustrado combinando estas plantas con una instalación de bombeo.

Los ingresos de estas inversiones dependen claramente de los precios de la electricidad. [16] usa un modelo de optimización diaria para determinar la mejor operación horaria en una instalación según las tarifas de electricidad. [17] desarrolla una optimización de plantas PHES utilizando el precio spot de la electricidad por liquidez y transparencia. [18] proponen un nuevo modelo de precios basado en la oferta y la demanda, que determina el funcionamiento óptimo de una instalación PHES. [19] elabora un modelo para una óptima gestión de una instalación de bombeo en función de estrategias de licitación en un mercado competitivo de energía eléctrica.

Un inventario de PHES puede encontrarse en Energy Storage Sense 2018 [20]. Según [9] y [21] Europa tiene la mayor capacidad de PHES en el mundo, con la mayoría de las instalaciones puestas en funcionamiento entre 1950 y 1990.

Para el caso de España, según [22], se hizo un esfuerzo para construir plantas hidroeléctricas a lo largo del siglo XX. Las centrales PHES pueden clasificarse (i) pura o circuito cerrado, cuando la electricidad se genera sólo mediante agua bombeada previamente a un depósito superior; y (ii) mixta o en lazo abierto, cuando el agua de los ríos contribuye también en la generación.

[23] presentan un análisis comparativo de la integración de energías renovables en España, concretamente de la eólica y solar en 2013 y 2015, definiendo perspectivas basadas en el escenario de referencia de la UE para la energía, transporte y emisiones de GEI [24]. La proyección es un crecimiento de 2,5 y 8,0 en generación eólica y energía solar respectivamente. De producirse un exceso de generación eólica para periodos de vientos fuertes (otoño e invierno) y solar por alto nivel de radiación (verano). [22] prevé un problema de almacenamiento de energía que las centrales PHES podrían resolver. En [25] la incertidumbre del clima afecta a las previsiones de generación, que pueden ser muy diferentes de las cifras reales. Para mejorar el rendimiento [24] propone instalaciones PHES. Según [26], la energía solar térmica instalada en España representó el 60% de la capacidad mundial en 2010: la instalación de más de 15 GW fue proyectada con subsidios para las energías renovables, pero sólo 2,4 GW fue finalmente instalado.

Según [27], pequeñas instalaciones de energía eólica todavía no han sido utilizadas en España de manera distribuida asociadas con los puntos de consumo. Estas instalaciones tienen algunas ventajas debido a las menores pérdidas en transmisión y distribución.

Los efectos ambientales y económicos del uso de energías renovables en las instalaciones térmicas residenciales se analizan en [28].

3. PHES Y DESARROLLO DE OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES

La figura 1 muestra la distribución mundial de la capacidad instalada de energías renovables: casi la mitad corresponde a energía hidroeléctrica, un poco menos que un cuarto a energía eólica y el 18% a energía solar. La suma de la solar y la eólica es un 42%. Este porcentaje representa a tecnologías que pueden ser combinadas con PHES.

La tabla 1 muestra el número de plantas PHES (puras+mixtas) y su capacidad instalada por países.

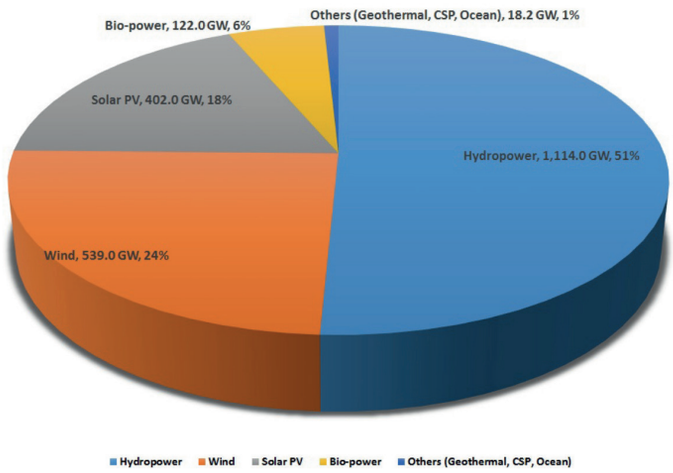


Figura 1: Capacidad mundial instalada de energías renovables, 2017. Fuente: Elaborado por los autores con datos de Renewable 2018. Global Status Report [6]

País	Nº de plantas PHES	Capacidad (MW)
Japón	35	26.25
China	30	22.267
EEUU	36	20.403
Italia	18	7.071
España	20	6.327
Alemania	25	6.282
Francia	11	5.841
India	11	4.962
Austria	16	4.801
UK	4	2.828
Suiza	11	2.546
Polonia	6	1.745
Portugal	4	1.626
Bélgica	2	1.307
Rep. Checa	3	1.145
Noruega	4	967
Irlanda	1	292
Luxemburgo	1	220
Total	238	116.882

Tabla 1: capacidad instalada PHES (puras+mixtas)
Fuente: Elaborado por los autores con los datos de Energy Sorage Sense 2018 [20]

La figura 2 muestra la capacidad instalada de PHES puras en España, desglosado por Comunidades Autónomas. El total es 3.329 MW, de los cuales 1.512 MW corresponden a la Comunidad Valenciana.

En 2017 PHES pura aportó solamente el 0,9% de la generación eléctrica en España, pero, en el día de la demanda máxima (25 de enero), su contribución fue un 6,7% [29].

4. LOS COSTES Y LAS INVERSIONES PHES

El coste de estas plantas depende de la geología y la topografía, de los equipos, de la capacidad instalada y del país donde se construye la planta .

Según [21] el coste capital es 470 euros/kW y 2.170 €/kW. Estos costes dependen de la zona, sitio y pliego de condiciones del proyecto.

Otros autores como [30] a [34] analizan los costes de las PHES, dependiendo de la capacidad instalada.

En la Península Ibérica Energías de Portugal (EDP) e Iberdrola recientemente han construido varias plantas. La tabla 2 muestra su capacidad, coste y fecha de comienzo de la operación.

Según la tabla 2 el coste en la península Ibérica está entre 411,7 y 2.170,5 €/kW.

Con las cifras anteriores, se obtiene la Figura 3.

El promedio de tiempo de construcción es unos siete años y la vida útil esperada de 80 años [35]. La inversión de capital es alta, pero el Opex (Operational Expenses) es mínimo en comparación con otras tecnologías de generación.

Existen tres modelos de ingresos: i) costes de servicios, donde el coste del proyecto es pagado por el regulador; ii) participación directa, cuando los participantes ofrecen servicios competitivos y el retorno de la inversión proviene del arbitraje de precios entre horas valle y horas pico; y iii) cuando el PHES está ubicado cerca de una planta solar/eólica y del consumidor final.

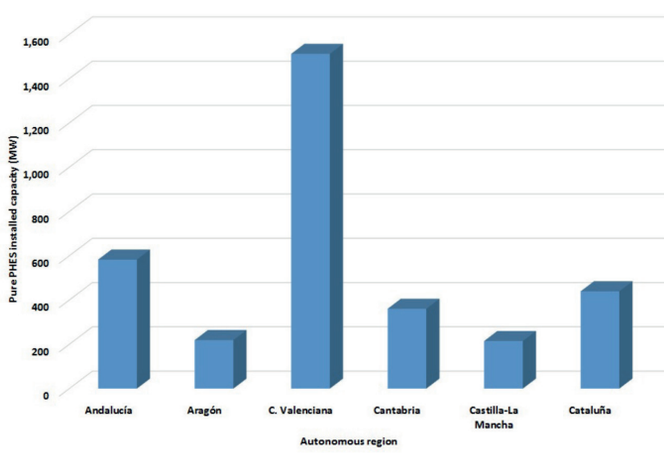


Figura 2: Capacidad instalada de PHES puras en España por Comunidades Autónomas. Fuente: Elaborado por los autores con datos de REE (Sistema Eléctrico Español) [29]

Planta	Alto Tamega	Baixo Sabor	Foz Tua	Fridao/Alvito	Alqueva II	La Muela II
Capacidad de generación (MW)	1.200	170	251	392	260	850
Coste publicado en millones de euros	1.700	369	340	510	150	350
Capex €/kW	1.416,6	2.170,5	1.354,5	1.301	576,9	411,7
Años construcción	9	8	6	9	5	7
Producción anual de energía (GWh)	1.766	460	667	361	381	800
Fecha comienzo de operaciones	2018	2013	2018	2016	2012	2012
País	Portugal	Portugal	Portugal	Portugal	Portugal	España

Tabla 2: plantas construidas recientemente en la Península Ibérica
Fuente: Datos recopilados por los autores usando los informes de los propietarios de las instalaciones PHES.

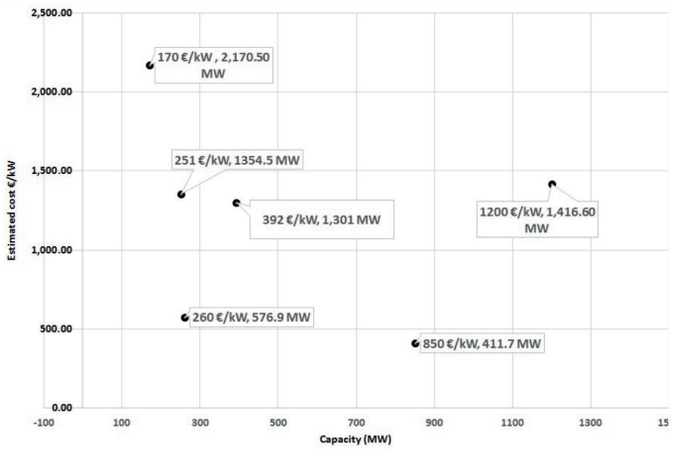


Figura 3: Capacidad y coste de capital de PHES recientemente construidas en la Península Ibérica. Fuente: Datos recopilados por los autores usando los informes de los propietarios de las instalaciones PHES

La construcción generalmente tiene lugar en condiciones de mercado monopolista. Esto significa que la función del operador es determinante, y que en los mercados liberalizados no hay incentivos. En Europa la mayoría de las construcciones se hicieron antes de 1990. El escenario para un inversor privado es de un largo período de recuperación con posibles riesgos derivados de la inestabilidad a corto plazo de la regulación [36].

5. NECESIDAD DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA EN EL FUTURO

5.1. PROYECTO INTEGRADO DEL PLAN NACIONAL DE ENERGÍA Y CLIMA PARA ESPAÑA

En Febrero de 2019 se publico el proyecto Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [37]. La tabla 3 muestra sus objetivos de capacidad instalada por tecnologías y años.

Se prevé una reducción significativa en la potencia instalada de centrales base (carbón y la energía nuclear) y un aumento significativo en el sector de las energías renovables del 74% en 2030. La capacidad instalada de PHES puras tiene un incremento proyectado de 3,5 GW y también se incluye 2,5 GW para las baterías. No se prevé ninguna necesidad de plantas de gas adicionales para períodos de poca generación renovables. Se espera reducir las emisiones GEI en un 70% desde 2017 a 2030.

5.2. OBSERVACIONES SOBRE EL DESARROLLO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

Hay tres aspectos clave:

A) Impacto en Seguridad del Suministro (SdS):

La SdS en momentos de demanda máxima horaria puede ser afectada por (1) intermitencia y estacionalidad de las fuentes renovables; (2) nivel de demanda pico; (3) disponibilidad de las centrales base. Por ejemplo, si la máxima demanda horaria es por la noche, la energía solar sin almacenamiento no puede generar electricidad en ese momento. Los tres factores se comportan estocásticamente y debería equilibrar la oferta y la demanda. Sin embargo, el informe de expertos españoles [38] sólo considera una medida determinista de SdS basado en el margen de reserva (RM), con algunos ajustes deterministas. Esta medida se calcula dividiendo la capacidad disponible esperada entre la demanda horaria máxima para el año. Existen otras medidas para la SdS; [4] las

Tecnología	Año			
	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
La energía solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Energía Solar Térmica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidraúlica sin PHES	14.104	14.109	14.359	14.609
PHES mixtas	2.687	2.687	2.687	2.687
PHES puras	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogas	223	235	235	235
Energía geotérmica	0	0	15	30
Energía marina	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0
Ciclo combinado de gas natural	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración de carbón	44	44	0	0
Cogeneración de gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Productos petrolíferos Cogeneración	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovables	535	491	491	491
Cogeneración de residuos	30	28	28	24
Residuos Sólidos Urbanos Cogeneración	234	234	234	234
Centrales Nucleares	7.399	7.399	7.399	2.138
La capacidad total instalada (MW)	105.621	113.151	137.117	156.965
Demanda	281.021	288.843	305.518	337.48

Tabla 3: Escenario objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Fuente: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2019 borrador [37]

calcula para un caso de estudio en España, (1) RM; (2) energía esperada no suministrada (EENS); (3) pérdida de carga esperada (LOLE); (4) probabilidad de pérdida de carga (LOLP); y (5) 95º percentiles de EENS, LOLE y LOLP. El margen de reserva es una medida determinista, pero (2)-(5) son estocásticas. La Comisión Europea [5] selecciona EENS como métrica preferida.

B) Marco regulatorio para el desarrollo de las energías renovables:

Para aumentar la capacidad de energía renovable son necesarios rentabilidad y niveles de riesgo aceptables por la larga duración de las inversiones. El borrador del PNIEC incluye inversiones de 3.000 MW/año a partir de fuentes renovables de energía, pero el marco normativo está pendiente de desarrollo, aunque se afirma que este desarrollo debe basarse en el reconocimiento de un precio fijo para la electricidad generada, de manera competitiva.

C) la inversión en almacenamiento y gestión:

La PNIEC establece que habrá cambios regulatorios para operación PHES, orientada hacia la integración de tecnologías renovables, y que será gestionado por el operador del sistema (Red Eléctrica Española, REE).

6. UN ANALISIS DEL RENDIMIENTO PHES DEPENDIENDO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En esta sección se analiza el desempeño de las instalaciones PHES puras en España peninsular desde 2014 a 2018, utilizando datos horarios, analizando cuando se genera energía y en que cantidad y cuando no (modo de bombeo o modo inactivo). Se estudia la relacción entre la electricidad generada por las instalaciones PHES y la demanda total, comprobando si la tecnología PHES ayuda a compensar los picos de demanda y en qué medida.

Se usan 43.824 observaciones horarias de generación de electricidad por bombeo, consumos de bombeo y la demanda total de electricidad, además de la capacidad de bombeo instalada. En determinados momentos algunas unidades PHES pueden generar electricidad, mientras que otras pueden consumirla o estar en modo inactivo., por lo que transformamos los datos originales en generación o consumo netos.

Hay 22.159 casos (50,6%) de generación neta y 21.665 (49,4%) de consumo neto. Un histograma de generación positiva se muestra en la Figura 4, revelando que la capacidad utilizada está generalmente muy por debajo de la instalada (2.193 MW en 2014 y 3.329 MW a partir de 2015). Hay 2.910 horas con generación de 50 MWh o menos (primer segmento en la figura) y muy pocos los casos en los segmentos superiores. El uso de la capacidad instalada de PHES puro es generalmente muy moderado.

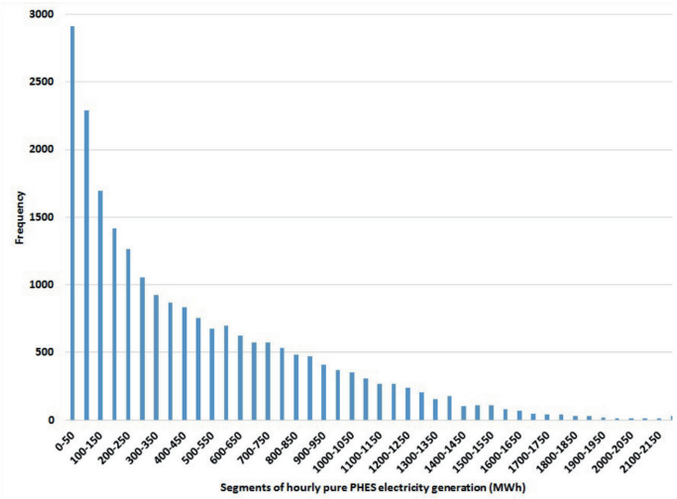


Figura 4: Frecuencia de PHES generación neta positiva de electricidad por hora (MWh). Fuente: gráfica elaborada por los autores con datos de REE

La tecnología PHES habitualmente genera en horas de alta demanda y consume en horas de baja demanda, beneficiándose de la diferencia de precio entre los dos períodos, pero con perdidas por la eficiencia. La decisión de generar y cuánto es efectuada por sus propietarios y depende de la demanda de electricidad entre otras cosas. La generación de bombeo tiene una correlación positiva de 0,225 con la demanda. Esta sección se centra exclusivamente en los efectos de la demanda horaria en la generación PHES; otras variables, tales como el nivel de almacenamiento en centrales PHES están fuera del ámbito del trabajo.

Los datos de generación neta PHES están censurados por la izquierda, son siempre positivos. Seleccionamos el modelo Tobit, mostrado en la ecuación (1), para analizar este conjunto de datos.

$$y_i^* = \beta' \mathbf{x}_i + \varepsilon_i$$
$$y_i = o \text{ if } y_i^* \leq 0 \qquad (1)$$
$$y_i = y_i^* \text{ if } y_i^* > 0$$

		Predicción	
		Generación	Ninguna generación
Real	Generación	16,462	5,697
	Ninguna generación	4,397	17,268

Tabla 5: Realidad y predicción de la decisión sobre la generación de bombeo

				Número de obs =		43.824
				LR chi2(1) =		17.781
				Prob > chi2 =		0,0000.
Logaritmo de verosimilitud = -180.072				Pseudo R2 =		0,047
Bombeo Neto	Coef.	Std. Err.	T	P>|t|	[95% Conf.	Interval]
Demanda de transporte	0,091465	0,00075	121,72	0,000	0,089993	0,092938
Constante	-2.659,39	23,1033	-115,11	0,000	-2704,677	-2614,111
/Sigma	517,0932	2,603103			511,9911	522,1954
21.665	observaciones con censura					
22.159	Observaciones sin censura					

Tabla 4: Modelo de Regresión Tobit

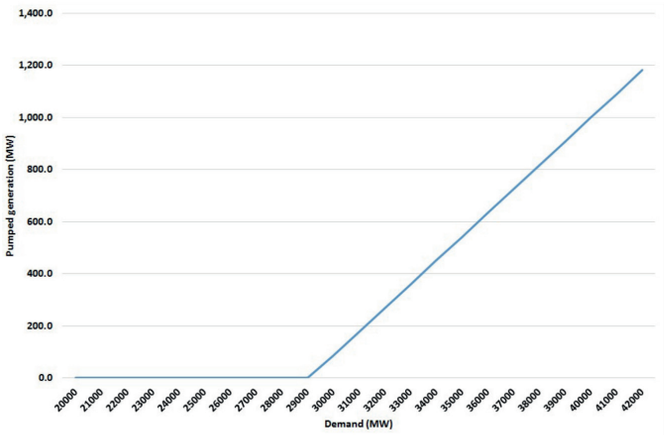


Figura 5: Efecto de la demanda sobre la generación de electricidad de bombeo

Donde x_i es el conjunto de variables independientes (en nuestro caso sólo la demanda de electricidad), el término constante, y^*_i, es la variable latente, que no es observable, ε_i es un término de error normalmente distribuido.

Cuando la variable latente es negativa o cero el modelo Tobit pronostica ausencia degeneración, cuando es positivo el modelo indica que se espera una generación positiva, hay un nivel de la variable latente por encima de la cual se espera una generación neta positiva.

Los resultados del modelo se muestran en la Tabla 4.

La razón de verosimilitud (LR) chi cuadrado con valor de p=0,0000 indica que el modelo Tobit es significativamente mejor que la de un modelo vacío. Los coeficientes son estadísticamente significativos. Hay un aumento de 0,0914 y^*_i, (net bombeada generación si y^*_i >0). El estadístico /sigma con un valor de 517,0932 es la estimación de error estándar de la regresión.

La figura 5 muestra el valor de y_i en función de la demanda.

La tabla 5 muestra que el modelo Tobit predice 33.730 horas correctamente, es decir, 77,0%. Otros efectos y la volatilidad pueden influir en el 23% que se predijo incorrectamente.

Esta tabla se calcula utilizando la demanda de la electricidad real de 43.824 horas, obteniendo el valor de y^*_i en cada caso. Cuando este valor es positivo el modelo predice generación, pero sólo acierta en 16.461 casos: hay 4.397 casos en los cuales el modelo predice generación, mientras que los datos reales muestran lo contrario. En la predicción de cuándo no hay generación el modelo acierta en 17.268 casos y no en 5.697.

La generación de PHES está correlacionada positivamente con la demanda, pero su gestión real no garantiza una utilización compatible con un fuerte desarrollo de activos de generación renovable.

El PNIEC establece que habrá cambios en la ley sobre el funcionamiento de PHES orientados hacia la integración de tecnologías renovables gestionado por el operador de la red del sistema.

7. CONCLUSIONES

El PNIEC está considerando un importante incremento en la capacidad instalada de energías renovables y una disminución en la capacidad de las centrales base (principalmente centrales nucleares y centrales de carbón). Debido a la intermitencia horaria, este nuevo mix de generación puede provocar desajustes entre la oferta y la demanda de electricidad, afectando a la Seguridad del Suministro (SdS). Por lo tanto, hay una necesidad de aumentar el almacenamiento de energía y hacer otras mejoras en la gestión de la demanda como es el caso de los acuerdos de corte de electricidad.

La capacidad de almacenamiento puede aumentarse invirtiendo en nuevos PHES y/o otras tecnologías de almacenamiento, como baterías, volantes, aire comprimido y energía térmica solar por concentración (CSP).

PHES está reconocida como una tecnología de almacenamiento madura que supone el 96% del total de la capacidad de almacenamiento global [6]. Puede ayudar en la integración de las energías renovables mediante la generación de electricidad en las horas pico de demanda y almacenandola en horas valle evitando así la pérdida de exceso de energía a partir de fuentes de energía renovables, contribuyendo a un nivel adecuado de SdS. En el caso de PHES, estas inversiones tienen altos costes de capital y de larga vida útil, por lo que están expuestos a riesgos considerables.

En este trabajo se revisa primero el estado del arte de las plantas PHES. A continuación, analizamos el rendimiento real de las plantas PHES puras. Concluyendo que el desempeño actual de las instalaciones PHES en un escenario con un considerable desarrollo de las energías renovables no garantiza suficiente almacenamiento debido a su contribución moderada en horas pico. Su uso en estas horas está muy por debajo de la capacidad total instalada.

El PNIEC (2019) [7] prevé un incremento en la pura PHES, de la actual capacidad instalada de 3.337 MW a 6.837 MW para el año 2030. Sin embargo, con el actual desempeño en las PHES su contribución a la SdS probablemente sea moderado.

También es necesario que los inversores consideren todos los beneficios y riesgos previstos en las inversiones de incremento de capacidad instalada de las plantas PHES. Por tanto, estas inversiones necesitan de un marco reglamentario para su desarrollo y para asegurar que esta tecnología sea capaz de generar suficiente electricidad en las horas punta.

REFERENCIAS

[1] United Nations (2016). Paris agreement https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/what-is-the-paris-agreement, last accessed february 2019.
[2] Energy roadmap 2050 (2012). European Commission, ISBN: 978-92-79-21798-2, DOI: https://doi.org/10.2833/10759.
[3] UN (2017). The impact of population in momentum on future growth, United Nations, POPFACTS, Nº2017/4. Accessed february 2019.
[4] Abadie, L. M., & Chamorro, J. M. (2019). Physical adequacy of a power generation system: The case of Spain in the long term. Energy, 166, 637–652. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.096.
[5] European Commission (2016). Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market. Brussels.
[6] Renewables 2018 (2018). Global Status Report: HYPERLINK "http://www.ren21.net" www.ren21.net. Acessed 2/1/2019.
[7] Rohit, A. K., Devi, K. P., & Rangnekar, S. (2017). An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part I. Journal of Energy Storage, 13, 10–23. DOI: https://doi.org/10.1016/j.est.2017.06.005.
[8] Corral, A.,Gomez, M.J., Spalla, I., Garcia, J.C. (2018). Rotor´s capacity of a FES (Flywheel Energy Storage) system for different materials using analytical stress calculation. Dyna, Mayo-Junio 2018, Vol. 93 nº3, 314/320. http://dx.doi.org/10.6036/8574.
[9] Barbour E., Grant Wilson I.A., Radcliffe J., Ding Y., Li Y. (2016). A review of pumped hydro energy storage development in significants international electrical markets. Renewable and Sustainable Energy Reviews 61, 421-432. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019.
[10] Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44, 586–598. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040.
[11] Guittet, M., Capezzali, M., Gaudard, L., Romerio, F., Vuille, F. Avellan, F.

(2016). Study of the drivers and asset management of pumped-storage power plants historical and geographical perspective. Energy 111, 560-579, http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.052.
[12] Hino, T., & Lejeune, A. (2012). Pumped Storage Hydropower Developments. Comprehensive Renewable Energy, 405–434. DOI: https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00616-8
[13] Rohit, A. K., & Rangnekar, S. (2017). An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential. Journal of Energy Storage, 13, 447–456. DOI: https://doi.org/10.1016/j.est.2017.07.01.
[14] Bregar, Z. (2007). Short-term optimization of the new Avče pumping plant and three existing hydro power plants on the Soča river in Slovenia. Electric Power Systems Research, 77(10), 1410–1417.DOI: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.10.011.
[15] Thompson, M., Davison, M., & Rasmussen, H. (2004). Valuation and Optimal Operation of Electric Power Plants in Competitive Markets. Operations Research, 52(4), 546–562. DOI: https://doi.org/10.1287/opre.1040.0117.
[16] Vieira, F., & Ramos, H. M. (2008). Hybrid solution and pump-storage optimization in water supply system efficiency: A case study. Energy Policy, 36(11), 4142-4148. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.040
[17] Muche T. (2009). A real option-based somilation model to evaluate investments in pumping storage plants. Energy Policy 37, 4851-4862.
[18] Kanamura, T., & Õhashi, K. (2007). A structural model for electricity prices with spikes: Measurement of spike risk and optimal policies for hydropower plant operation. Energy Economics, 29(5), 1010–1032.DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.05.012.
[19] Lu, N., Chow, J. H., & Desrochers, A. A. (2004). Pumped-Storage Hydro-Turbine Bidding Strategies in a Competitive Electricity Market. IEEE Transactions on Power Systems, 19(2), 834–841. DOI: https://doi.org/10.1109/tpwrs.2004.825911
[20] Energy Storage Sense 2018.[Online] Available: HYPERLINK "http://www.energystoragesense.com/" www.energystoragesense.com/ (accessed 1/31/2019)
[21] Deane, J.P., Ó Gallachóir, B.P., McKeogh, E.J., (2010). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 1293-1302 DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.015.
[22] Espejo Marín, C., García Marín, R. (2010). Agua y Energía: Producción Hidroeléctrica en España, Investigaciones Geográficas, nº51, pp,107-129 ISSN: 0213-4691
[23] Gómez-Calvet, R., Martínez-Duart, J.M., Serrano Calle, S. (2018). Present state and perspectives of variable renewable energies in Spain. The European Physical Journal Plus 133:126 DOI: https://doi.org/ 10.1140/epjp/i2018-11960-9
[24] EU energy, transport and GHG emissions: trends to 2050, reference scenario 2016, (2016). Publications Office of the European Union, (accessed february 2019).
[25] Jaramillo, A., Castronuovo, E. D., Sánchez, I., Usaola, J., (2011). Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power production. Electric Power System Research 81, 1767-1777, DOI: https://doi.org/ 10.1016/j.epsr.2011.04.008.
[26] Bailera, M., Lisbona, P. (2018). Energy Storage in Spain: Forecasting electricity excess and assessment of power-to-gas potential up to 2050. Energy 143, 900-910 https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.069.
[27] IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), 2011, Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020 (accessed march 2019)
[28] Carpio-Martinez, M., Martin-Morales, M., Zamorano-Toro, M.. (2018). Environmental and economic effects of using renewable energy in residential thermal installations according to 2030 targets: Case study in the province of Granada (Spain). DYNA, 93(5). 474-477. DOI: https://doi.org/http://dx.doi.org/10.6036/855
[29] Spanish Electricity System 2017 Report .[Online].Available: < https://www.ree.es/en/statistical-data-of-spanish-electrical-system/annual-report/spanish-electricity-system-2017-report >. (accessed 2/1/2019).
[30] Connolly, D., Lund, H., Finn, P., Mathiesen, B.V., Leahy, M. (2011). Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage. Energy policy 39, 4189-4196, DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.032.
[31] Steffen, B. (2012). Prospects for pumped-hydro storage in Germany. Energy Policy 45, 420-429, DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.052.
[32] Gatzen C. The economics of power storage, Munich: Oldenburg Industriever; 2008 ISBN 978-3-8356-3138-0
[33] Botterud A, Levin T, Koratirov V. (2014). Pumped storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy, Argonne National Laboratory, U.S. Department of Energy (accessed february 2019)
[34] Chazarra, M., Perez, J.I., Garcia, J. (2017). Economic Viability of Pumped-Storage Plants Equipped with Ternary Units and Considering Hydraulic Short-Circuit Operation. Journal of Physics: Conference Series 813 012013, DOI: https://doi.org/10.1088/1742-6596/813/1/012013.
[35] IEA, International Energy Agency, (2015), Projected Costs of Generating Electricity, < https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf >(accessed february 2019).
[36] Garijo Martinez, M.D., Honrubia Escribano, A., Gómez Lazaro, E., (2017). Analysis of the Spanish PV regulatory changes on a real PV power plant. Dyna Energía y Sostenibilidad Enero-Diciembre 2017, Vol. 6, 21 pages DOI: https://doi.org/ http://dx.doi.org/10.6036/ES8145
[37] Integrated National Plan of Energy and Climate (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2019). https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/marco-estrategico-energia-y-clima.aspx (accesed febuary 2019).
[38] Comisión de Expertos de Transición Energética (2018). Available: http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf (accessed: 2/2/2019).

NOTA:

Las unidades en las figuras del artículo están en el sistema Sajón.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación está apoyada por el Gobierno Vasco a través del programa BERC 2018-2021 y por el Ministerio Español de Economía y Competitividad (MINECO) a través de la acreditación de excelencia BC3 María de Maeztu -2017-0714 de MDM.
El apoyo adicional es proporcionado por el proyecto MINECO RTI2018-093352-B-I00.