

Facilitating energy storage
to allow high penetration of intermittent
Renewable Energies



Análisis del potencial del almacenamiento en el sistema eléctrico español actual y futuro



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

El desarrollo de este informe ha sido coordinado por CENER.

Autores	Organización	E-mail
Gabriel García	CENER	ggarcia@cener.com
Raquel Garde	CENER	rgarde@cener.com
Thomas Weiss	HSU	thweiss@hsu-hh.de

Photo © CEDEX

Graphic Design: Guillaume Korompay, www.korompay.at

Final version, July 2013

La responsabilidad por el contenido de este informe recae únicamente sobre los autores. No refleja necesariamente la opinión de la Unión Europea. Tanto EACI como la Comisión Europea no son responsables de cualquier uso que pueda darse a la información contenida en el mismo.

Tabla de contenido

Resumen ejecutivo	4
Introducción	4
El sistema de generación y transporte eléctrico en España	4
Planes de desarrollo del sistema (2020-2050)	6
Los escenarios futuros de desarrollo de EERR examinados	7
Escenarios para la simulación	8
Demanda residual	9
Necesidades de almacenamiento de energía	10
Estudios paramétricos	12
Conclusiones	16
Referencias	18
Lista de acrónimos	19
Agradecimientos	20

Resumen ejecutivo

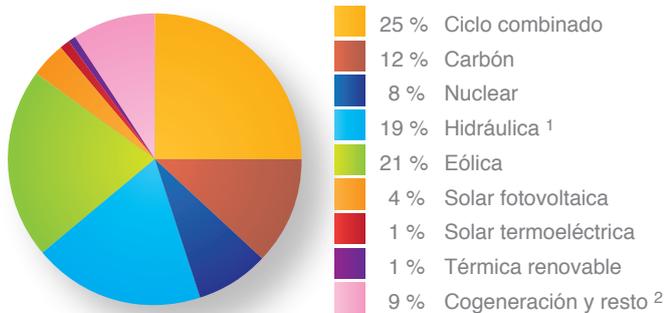
Introducción

Este informe pretende aportar una visión general sobre las necesidades de una infraestructura de almacenamiento de energía que permita alcanzar una alta penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico español. Para ello, se toman como referencia el mix de generación y la red de transporte actuales, así como las ampliaciones previstas, junto con los planes nacionales de desarrollo de las energías renovables hasta 2050. Mediante simulaciones de operación del sistema eléctrico peninsular, gracias al uso de software desarrollado a tal efecto, se estudia la necesidad de nuevas centrales de bombeo hidráulico para almacenamiento de energía y su viabilidad desde el punto de vista energético y económico. Los resultados obtenidos, tanto cualitativos como cuantitativos, destacan el valor añadido del almacenamiento de energía en la red y permiten disponer de una mejor estimación sobre sus necesidades futuras.

El sistema de generación y transporte eléctrico en España

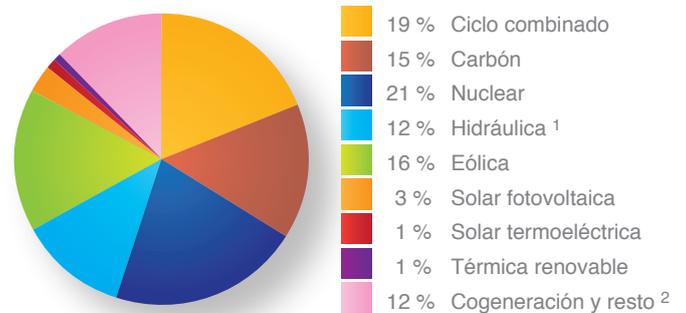
La demanda eléctrica peninsular en 2011 en España fue de 254,8 TWh, con un descenso del 2,2% respecto a 2010. El máximo de demanda alcanzado en 2011 fue de 43,9 GW, lejos del record de 45,5 GW registrado en 2007. Por su parte, la aportación de las renovables a la generación alcanzó un 31,5%. El parque eólico concluyó 2011 con una potencia instalada de 21.091 MW, sumando el 21,1% del total de capacidad instalada en España, mientras que las tecnologías solares superaron los 5.000 MW instalados.

Potencia instalada a 31.12.2011
Sistema eléctrico peninsular



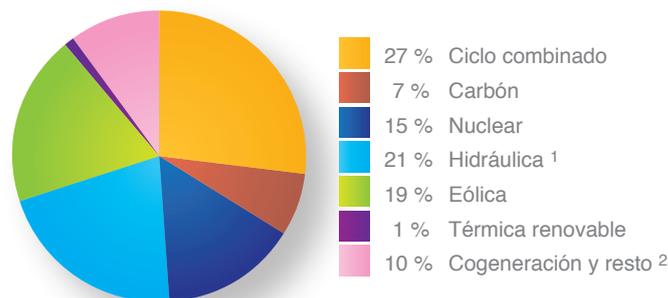
(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

Cobertura de la demanda anual
de energía eléctrica peninsular



(1) No incluye la generación de bombeo.
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

Cobertura de la máxima demanda de potencia
media horaria peninsular 44.107 MW *



(1) No incluye la generación de bombeo.
(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.
(* 24 de enero del 2011 (19-20 h).

Sistema eléctrico peninsular.
Fuente: REE [1]

En la actualidad, el sistema eléctrico español se encuentra en una situación de sobrecapacidad, debido al crecimiento simultáneo durante la última década de la potencia instalada eólica y de ciclo combinado. Además, la ralentización de la actividad industrial ha venido reduciendo paulatinamente la demanda eléctrica desde 2008, lo que ha derivado en un factor de capacidad de las plantas de ciclo combinado por debajo del 50% durante los últimos años. Su situación ha empeorado si cabe tras la reciente aprobación del Real Decreto de apoyo al carbón nacional. Dada esta coyuntura, no se esperan grandes inversiones en nueva capacidad instalada a corto plazo, excepto para las tecnologías renovables y para sustitución de centrales térmicas de fuel en los archipiélagos.

En cuanto a los intercambios internacionales, España es un exportador neto de electricidad a Portugal y Marruecos. Por lo que se refiere a Francia, si bien España ha sido importador neto de su electricidad, este intercambio se ha ido reduciendo con los años debido a la creciente penetración eólica y actualmente el saldo importador-exportador está prácticamente equilibrado.

Interconexiones eléctricas en España. Fuente: REE [2]

Capacidad actual de intercambio de España y prevista para el 2016



Fuente: REE

Desarrollo de nuevas interconexiones y capacidades de intercambio comercial previstas



Fuente: REE

No obstante, el sistema eléctrico español no alcanza el nivel mínimo de interconexión recomendado en Europa, dado que su capacidad de interconexión representa solamente el 3% de la capacidad instalada. Además, debido a la posición geográfica del país las posibilidades de interconexión con el resto de Europa son muy limitadas. El hecho de que sólo la interconexión con Francia permita el intercambio eléctrico con el resto de Europa, junto con la reducida capacidad de intercambio hacen de la península ibérica una "isla eléctrica".

Planes de desarrollo del sistema (2020-2050)

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), responde a los requerimientos y metodología de la Directiva de energías renovables y se ajusta al modelo de planes de acción nacionales de energías renovables adoptado por la Comisión Europea.

Por su parte, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, prevé la elaboración de un Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020 (PER 2011-2020). La aplicación de este plan ha quedado temporalmente suspendida tras el cambio de gobierno en España, y en respuesta a la actual situación económica.

El PER 2011-2020, desarrollado en paralelo al PANER, incluirá los elementos esenciales del PANER así como análisis adicionales no contemplados en el mismo. Ambos planes presentan dos escenarios diferentes: el escenario de referencia o BAU (business as usual), y el escenario de eficiencia energética adicional que es el objetivo del plan. El PER también considera un objetivo para la instalación de nuevas plantas de bombeo hidráulico, aumentando la potencia instalada de 2010 a 2020 en un 65%.

Escenario de Eficiencia
Energética Adicional:
Balance Eléctrico Nacional.
Fuente: PER 2011-2020

	TWh	2005	2010	2015	2020
Carbón		81,5	25,5	33,2	31,6
Nuclear		57,5	61,8	55,6	55,6
Gas Natural		82,8	96,2	120,6	133,3
P. Petrolíferos		24,3	16,5	9,1	8,6
Energías Renovables		42,4	97,1	112,8	146,1
Hidroeléctrica por Bombeo		4,5	3,1	6,6	8,5
Producción bruta		293,0	300,2	338,0	383,6
Consumos en generación		11,9	10,0	8,9	9,0
Producción neta		281,0	290,3	329,1	374,7
Consumo en bombeo		6,4	4,4	9,4	12,1
Saldo de intercambios		1,3	8,3	11,2	12,0
Demanda (en barras de central)		273,3	277,5	308,5	350,6
Consumo sectores transformadores		5,8	4,1	5,8	5,8
Pérdidas transporte, distribución		26,0	24,5	26,9	29,8
Demanda final de electricidad		241,6	249,0	275,8	314,9
Incremento respecto año anterior		4,30 %	2,10 %	2,50 %	2,70 %
% renovables s/ prod bruta		14,50 %	32,30 %	33,40 %	38,10 %

Los escenarios futuros de desarrollo de EERR examinados

En el informe se han examinado cuatro estudios de desarrollo de EERR. Cada uno de ellos presenta posibles escenarios de acuerdo a condiciones tales como las siguientes:

- Escenario referencia o BAU de crecimiento de la demanda vs escenario de eficiencia
- Posible extensión de la vida útil de las centrales nucleares, planteando incluso nuevas centrales
- Aparición de nuevas centrales de carbón con sistemas rentables de captura y secuestro de CO₂
- Escenario de máxima penetración de energías renovables

Los escenarios 2020/2030/2050 muestran la incertidumbre sobre el posible crecimiento económico y el éxito de las medidas de eficiencia. Sin embargo, se espera que la demanda crezca a lo largo de estos periodos. La capacidad instalada actual permitiría cubrir la demanda al menos hasta 2020, especialmente si las energías renovables continúan su desarrollo de acuerdo los objetivos a 2020. El enfoque es diferente a partir de ese punto, dada la necesidad de instalar nueva capacidad para 2030/2050 que se llevará a cabo atendiendo a consideraciones de orden tanto técnico como político. En todo caso, se hará necesaria una estrategia definida sobre la tecnología nuclear, ya sea a favor o en contra de la misma, dado que el total de las centrales instaladas habrán cumplido 40 años para 2030. Por otra parte, dada la alta penetración renovable, las tecnologías flexibles deberán ser competitivas operando menos de 2.000 horas anuales. Ciertamente, el bombeo hidráulico deberá ser una de esas tecnologías.

Organismo	Año	2020	2030
Eurelectric [3]	2010	349.8	411.2
REE [4]	2010	303.0 - 345.5	
MITyC [5]	2010	366.0	
MITyC [6]	2010	350.1	
MITyC [7]	2010	354.9 - 393.1	
Comisión Europea [8]	2009	297.3 - 309.0	344.3 - 361.5
PwC [9]	2010		461.6

Demanda eléctrica en España según varios escenarios a futuro (TWh)

Escenarios para la simulación

Se han examinado dos escenarios futuros para el desarrollo de las renovables. El primero está referido al año 2020, cuando, según el escenario de referencia BAU de los informes PANER-2020 y PER 2011-20, la aportación de las renovables en el sistema eléctrico se aproximará al 40%. Se adoptan para el estudio las estimaciones más recientes para el desarrollo de la tecnología eólica y solar. De este modo, se han escogido dos casos alternativos para el escenario 2020 en lo que a nuevo bombeo hidráulico se refiere: 3 GW en el caso 1 y 6 GW en el caso 2 de potencia instalada.

	Ref.	Escenario 2020 (GW)		Escenario 80% de renovables (GW)		
		2011	1	2	A	B
Centrales térmicas						
Carbón	11.7		11.7	-		
Ciclo combinado	25.3		28.4	30 – 404		
Fuel/gas	1.5		1.5	-		
Nuclear	7.8		7.5	-		
Otras térmicas	7.3		3.0	2.0		
Renovables						
Eólica on-shore	21.1		(35.0) ¹ 35.0	100 ²	85 ²	72 ²
Eólica off-shore	-		(3.0) ¹ 0.75			
Solar fotovoltaica	4.05		(8.4) ¹ 7.25	35 ³	50 ³	65 ³
Solar termoeléctrica (semi-controlable)	1.05		(5.1) ¹ 4.8			
Hidráulica	14.8		14.8 (11.7 sin bombeo)	15.5 (10.5 sin bombeo)		
Bombeo hidráulico	2.75		5.75 8.8	12.75		
Minihidráulica	2.04		2.2	2.5		
Geotérmica	-		0.05	~ 1.5		
Otras renovables	0.9		(1.7) 2.2	~ 4.5		
Pico anual (GW)	43.9		~ 62	~ 70		
Generación neta (TWh/a)	264.1		374.7	420.0 (~500.0 BAU)		
PHES (TWh/a)	3.2		8.5	27 - 38 ⁴		
Intercambios internac. (TWh/a)	6.1		12	-		
Demanda eléctrica (bc) (TWh/a)	254.8		~ 354			
Generación renovable, TWh	87		(150) 146	336		
Aportación renovable	33 %		~ 39%	~ 80%		

Detalle de los principales parámetros del sistema eléctrico en los escenarios simulados

¹ Objetivo del PANER (2010)

² Agrupa ambas tecnologías eólicas

³ Agrupa ambas tecnologías solares

⁴ Estimado mediante simulaciones

El segundo escenario contempla una aportación mucho mayor de las renovables, de hasta el 80% de la generación eléctrica, que es el objetivo para las próximas décadas. Para este escenario, se estudia el desarrollo relativo de las dos tecnologías renovables más importantes, eólica y solar, dado que existen condicionantes del mercado que pueden influir a favor del desarrollo de una de ellas frente a la otra. En consecuencia, se estudian tres configuraciones alternativas para el escenario de 80% de renovables: Caso A (100 GW eólica, 35 GW solar); Caso B (85 GW eólica, 50 GW solar); Caso C (72 GW eólica, 65 GW solar). La modelización también incluye un escenario nuclear, que prevé una extensión de la vida útil de las plantas nucleares existentes (y la correspondiente reducción de las necesidades de ciclo combinado). Si bien este hecho no tiene efecto en la potencia renovable instalada, sí que afecta al límite de penetración de renovables en el sistema

Demanda residual

La curva de Demanda Residual (DR) para el futuro sistema eléctrico de España se calcula restando la generación horaria de las tecnologías no controlables (eólica, solar, hidráulica) de la demanda correspondiente del sistema. De esta manera, puede calcularse la penetración horaria acumulada de la generación de las renovables no controlables (eólica y solar) a partir de la curva DR y del mínimo técnico de las unidades de generación no flexibles despachadas. Estas últimas incluyen las centrales nucleares, las de carbón y las de ciclo combinado, así como la parte no controlable del resto de régimen especial. Los límites técnicos considerados en las simulaciones son 15 GW y 18 GW para el escenario 2020, y 0 GW y 10 GW para el escenario de 80% de renovables.

Los resultados muestran que la configuración del Caso A (mayor desarrollo eólico) es el más efectivo para el sistema eléctrico español, consiguiendo la mayor penetración de la generación de renovables intermitentes y la menor cantidad de recortes, así como el menor aumento de variaciones en la demanda, y por tanto el menor impacto en la estabilidad del sistema. Además, la extensión de la vida útil de las centrales nucleares existentes supondrá un potencial obstáculo para una alta penetración de las renovables en el futuro sistema eléctrico español.

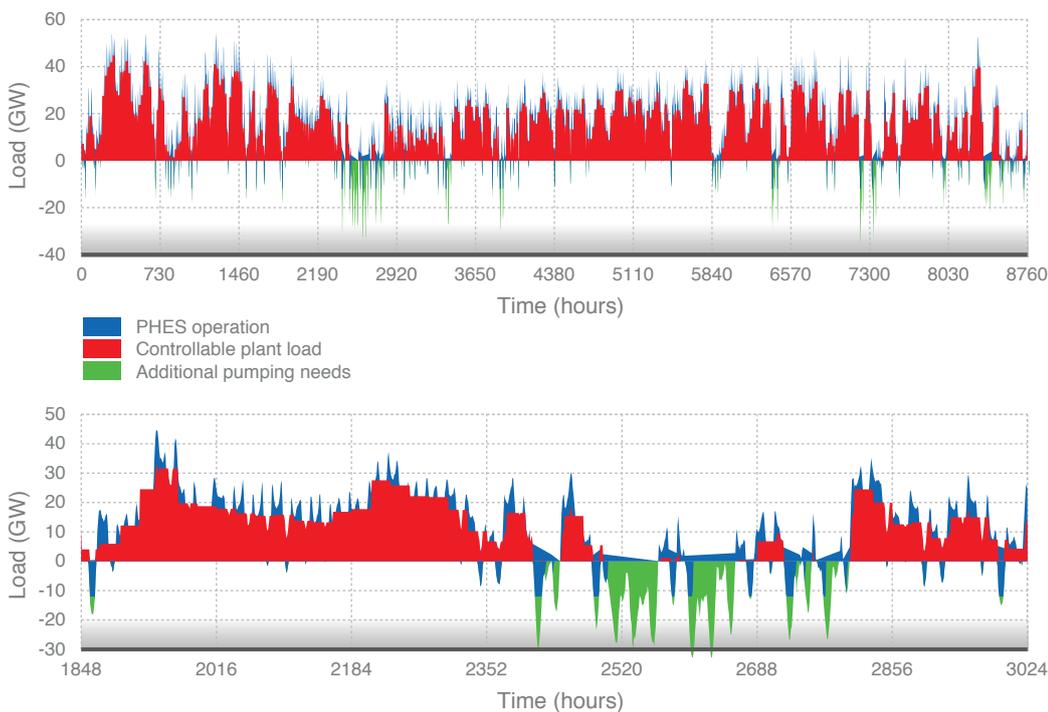
Resultados comparativos para los 3 casos del escenario con 80% de renovables

Caso	Máx. potencia vertida/recortada (MW)	% generación vertida/recortada Eólica – Solar – acumulado			Energía total vertida/recortada (GWh)
		Eólica	Solar	acumulado	
A	35.300	4,3	3,9	4,2	11.800
B	34.200	4,0	6,0	4,7	13.100
C	36.800	4,8	9,5	7,3	20.750
Resultados para el escenario nuclear (mínimo técnico 10 GW)					
A-n	45.300	12,0	10,7	11,7	32.800
B-n	44.200	10,6	15,5	12,4	34.600
C-n	46.800	10,5	22,4	16,0	45.300

Necesidades de almacenamiento de energía

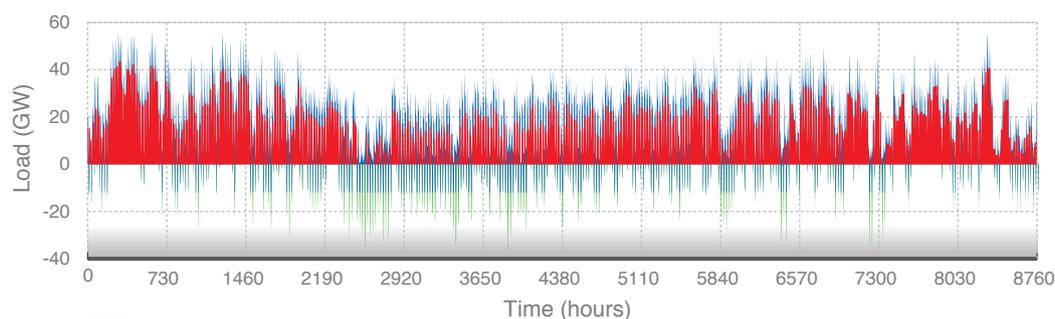
En esta sección, se investigan los casos anteriormente citados respecto a la capacidad de almacenamiento instantánea, y las máximas necesidades de almacenamiento para la integración de la energía vertida por las renovables. La eficiencia global del ciclo de carga/descarga en las simulaciones es del 75%.

En el escenario 2020, la utilización del almacenamiento de energía mediante bombeo hidráulico (Pumped Hydro Energy Storage, PHES) para almacenar la generación renovable vertida no supone ningún cambio en las características de estabilidad del sistema, dada su nula utilización en ambos casos 1 y 2.

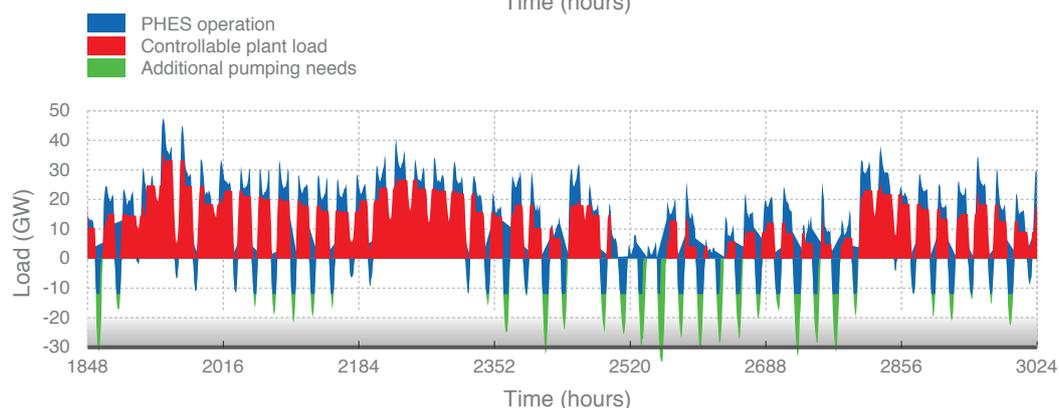


En el escenario 80% de renovables, la capacidad instalada de bombeo hidráulico se toma en principio de 12 GW, con una capacidad de almacenamiento de 144 GWh, es decir, 12 horas de funcionamiento continuo a máxima potencia del bombeo. En este caso, la contribución de estos equipos a la reducción de picos de demanda es más pronunciada que en el escenario 2020, debido a la mayor potencia instalada y a la mayor capacidad de almacenamiento.

Las máximas necesidades de potencia tras la incorporación de PHES son prácticamente las mismas para los tres casos planteados en este escenario (45 – 44 GW). No obstante, las variaciones de la curva de demanda de las plantas controlables son diferentes. Así, el caso C muestra unas fluctuaciones mucho mayores para absorber la significativa generación solar durante las horas centrales del día.



Operación de las plantas controlables y PHEs en el escenario 80%- Caso C (Año completo y zoom)

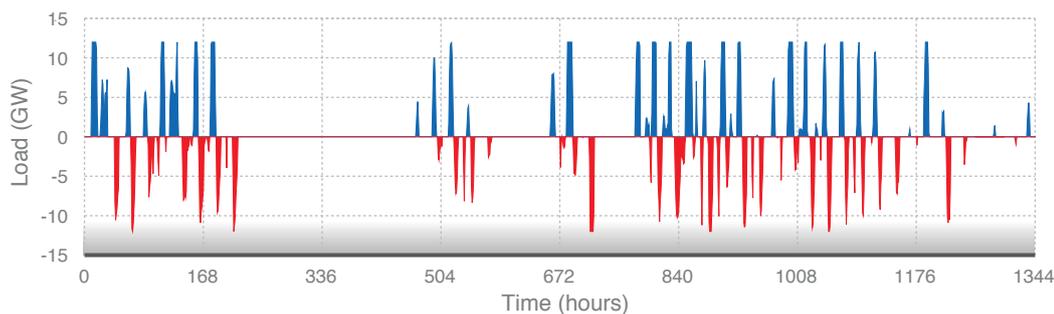


La operación en modo peak-shaving de las plantas PHEs es prácticamente el mismo en el escenario nuclear, en el cual el mínimo técnico de las plantas convencionales que limita la penetración de renovables se ha fijado en 10 GW en vez de 0 GW. Sin embargo, en este caso los vertidos de renovables son mayores y más frecuentes, y por tanto la utilización de los sistemas de almacenamiento es mayor.

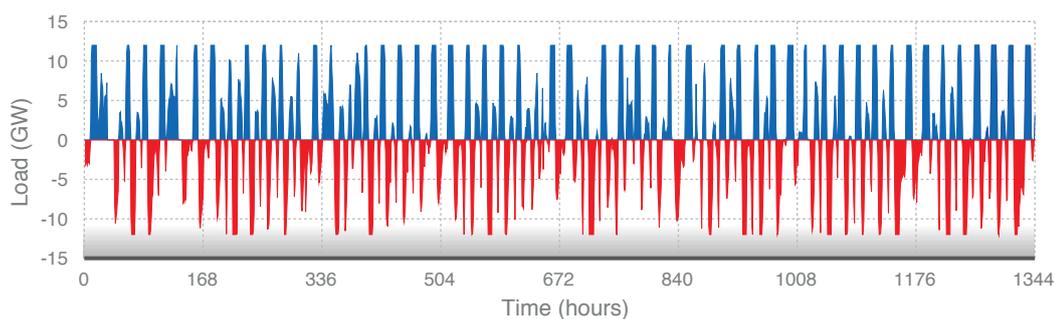
Caso	Generación renovable vertida/recortada (GWh)	Generación renovable almacenada (GWh)	Porcentaje recuperado tras pérdidas	Generación almacenada del sistema (GWh)	Descarga total de PHEs (GWh)	Factor de capacidad PHEs (%)		
						Renovables	Sistema	Total
A	11.800	5.740	36,50 %	21.900	20.730	5,4	20,8	26,2
B	13.100	8.915	51,00 %	25.910	26.120	8,5	24,6	33,1
C	20.750	14.620	52,90 %	23.900	28.890	13,9	22,7	36,6
Resultados para el escenario nuclear (mínimo técnico del sistema 10 GW)								
A-n	32.810	9.665	22,30 %	14.390	18.040	9,2	13,6	22,8
B-n	34.600	14.975	32,70 %	15.950	23.190	14,2	15,1	29,3
C-n	45.300	22.470	37,40 %	12.550	26.265	21,3	11,9	33,2

Resultados comparativos para los casos del escenario con 80% de renovables

La combinación eólica-solar del caso A es la mejor respecto al nivel de penetración de la generación renovable para el escenario no nuclear, mientras que el caso C es el peor, con casi 21 TWh de energía vertida. No obstante, este último caso parece conseguir la mayor efectividad de las plantas PHEs, reduciendo los vertidos en más de un 70% respecto al 49% del caso A.



— Charging PHESS
— Discharging



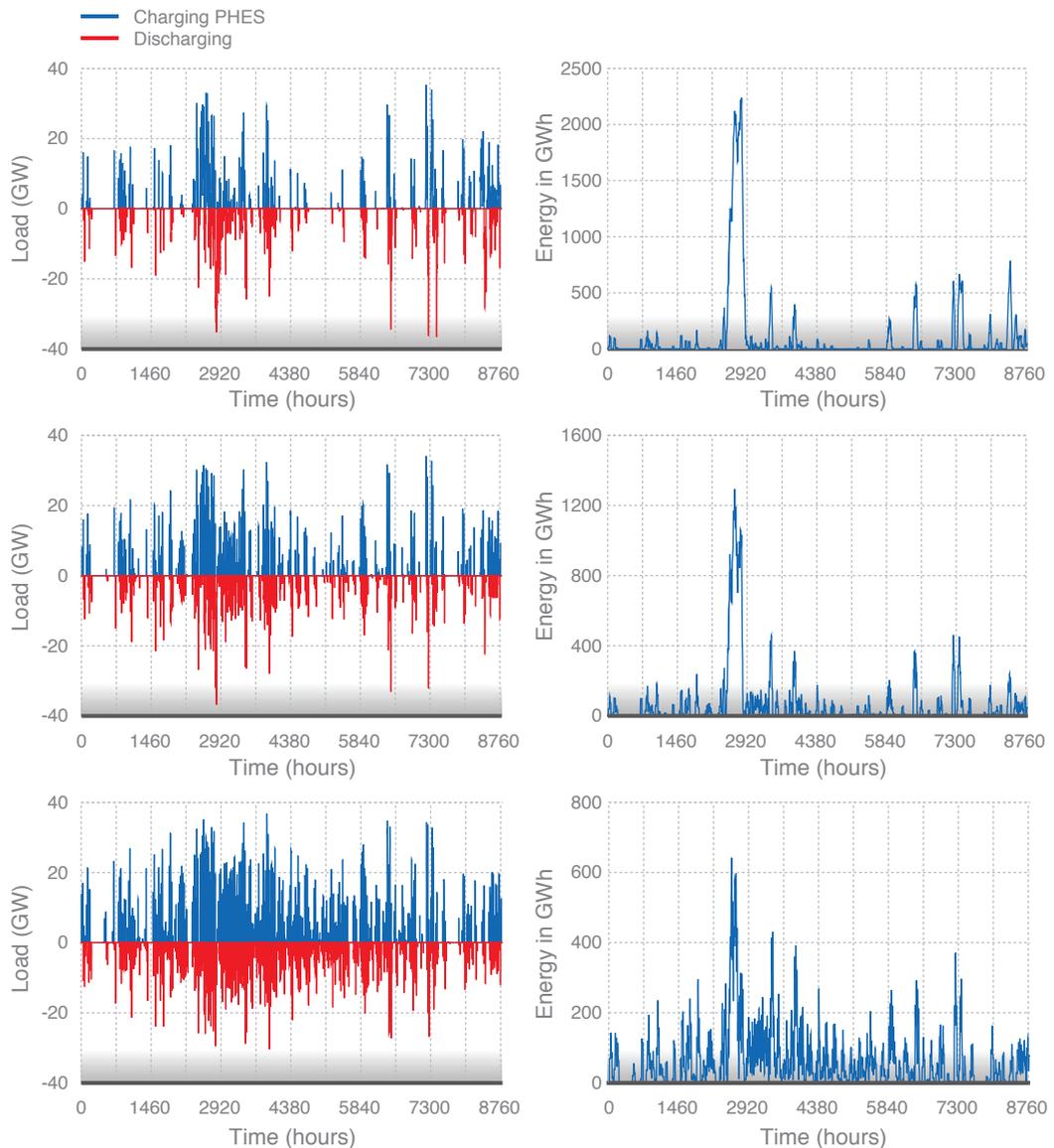
Vista detallada de la operación de plantas PHESS en recuperación de vertidos (arriba) y en operación completa – Caso A

Finalmente, las simulaciones muestran que una completa explotación de las plantas PHESS, ayudando a suavizar la curva de demanda del sistema, aumenta significativamente el factor de capacidad de las mismas y por tanto su rendimiento económico. Además, esto supone que los resultados económicos de las plantas PHESS instaladas en el año 2020 mejorarán paulatinamente durante las siguientes décadas.

Estudios paramétricos

El último grupo de simulaciones presentadas en el informe ilustran, en gráficas de superficie, el efecto combinado de los dos parámetros críticos de diseño de las plantas PHESS, potencia de bombeo y capacidad de almacenamiento, respecto a las dos características más importantes de su funcionamiento, grado de aprovechamiento de la energía renovable vertida y grado de utilización anual (Factor de Capacidad, FC) de las plantas de bombeo. Esta última puede relacionarse directamente con los resultados económicos y la rentabilidad de las inversiones en PHESS.

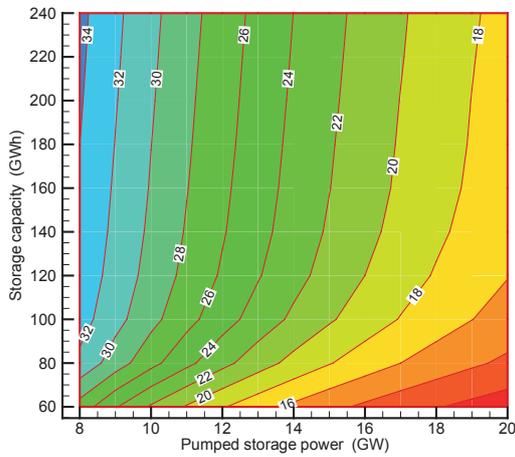
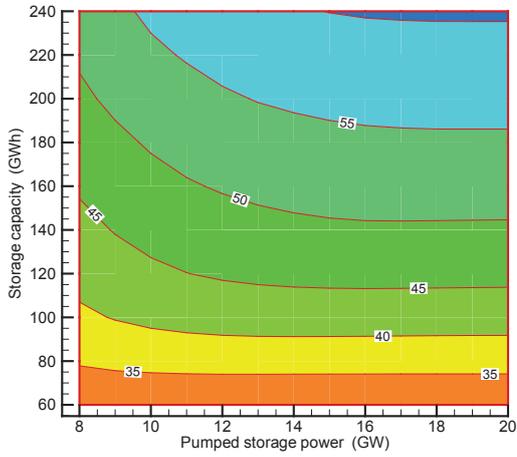
En primer lugar, se simula la operación a lo largo de un año tipo de un sistema de almacenamiento de capacidad ilimitada, para ser tomada como referencia en los cálculos para los escenarios. El resultado se muestra en las siguientes figuras donde se pueden comprobar las distintas necesidades de infraestructura de acuerdo al tipo de generación renovable preponderante, eólica (Caso A) o solar (Caso C).



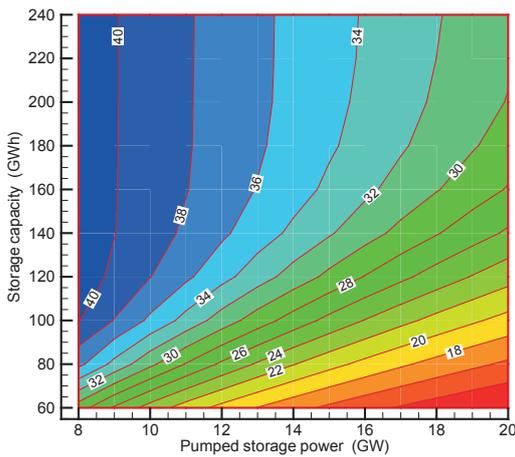
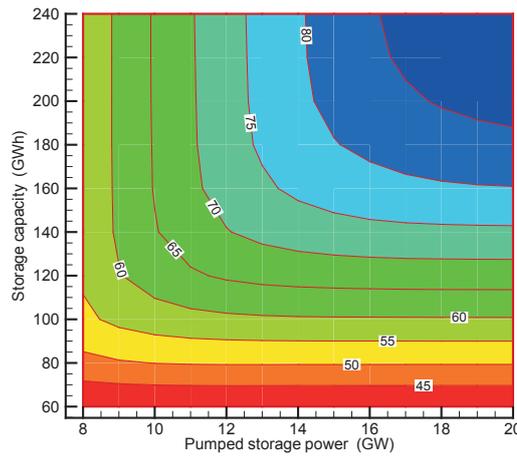
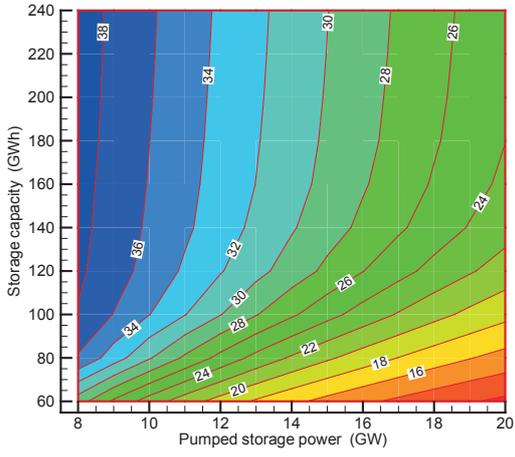
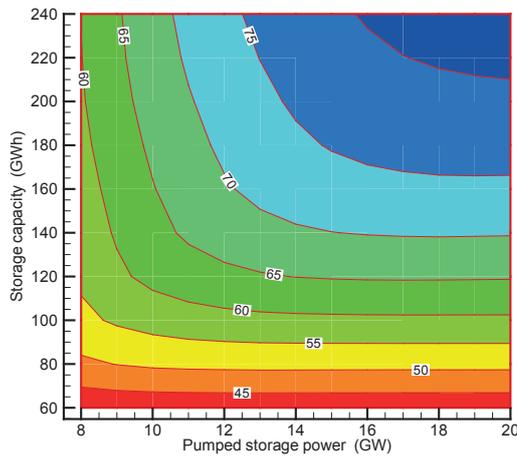
Potencia y nivel de carga para el sistema de almacenamiento ilimitado en el escenario 80% de renovables – Casos A, B y C (de arriba a abajo)

A continuación, en las gráficas de superficie se comprueba que el grado de aprovechamiento para el caso A muestra un aumento continuo con la capacidad de almacenamiento, mientras que la potencia de bombeo no afecta sustancialmente. La gráfica del caso C, en cambio, muestra un patrón diferente. Esto es, la eólica demanda una mayor capacidad de almacenamiento, mientras que la fotovoltaica demanda una mayor potencia de bombeo que es utilizada en un régimen de ciclos diarios.

Una manera de utilizar las gráficas de superficie para seleccionar el sistema PHES óptimo, es comenzar a partir de la capacidad de almacenamiento disponible estimada en el escenario de 80% de renovables. Por ejemplo, si se toma una capacidad de 100 GWh, la potencia óptima de bombeo no superaría los 8-9 GW en ninguno de los casos, dado que para valores más altos de potencia no se incrementa el grado de aprovechamiento, mientras que disminuye el FC. Por el contrario, para una capacidad de 200 GWh el grado de aprovechamiento de los vertidos aumenta con la potencia para todos los casos. De este modo, la potencia puede incrementarse hasta el límite de un FC rentable (p.ej. 30%), que correspondería en este caso con 10, 14 y 20 GW para los casos A, B, y C, respectivamente.



Escenario 80% - Casos A, B y C (de arriba abajo): Gráficas de superficie; a) grado de aprovechamiento de vertidos de renovables; b) Factor de Capacidad de los equipos instalados



Por último, considerando el patrón específico de los contornos de las gráficas de superficie, la potencia óptima de PHES para el escenario nuclear suponiendo una capacidad de 100 GWh sería menor de 8 GW en el caso A-n, y de alrededor de 10 GW en los casos B-n y C-n. La potencia correspondiente para un almacenamiento de 200 GWh no sería mucho mayor en el caso A-n con unos 8 GW, pero superaría los 12 y 16 GW en los casos B-n y C-n, respectivamente.

Conclusiones

El sistema eléctrico español puede asemejarse a una isla eléctrica, ya que dispone de una capacidad de intercambio de solamente el 3% respecto a la capacidad de generación, lejos del 10% recomendado por la Unión Europea. Sin embargo, España ha sido ejemplo de buena integración de renovables en el sistema, consiguiendo nuevos récords de aportación renovable prácticamente cada año, gracias a la flexibilidad del sistema y a la operación de las plantas PHES existentes.

No obstante, a lo largo de estos años se han producido vertidos de generación eólica y del mismo modo continuarán produciéndose dada la creciente capacidad instalada de renovables. Si bien las plantas convencionales han demostrado una operación flexible, aún existe un mínimo técnico de operación que en ocasiones imposibilita una mayor penetración de renovables en el sistema.

Las simulaciones del presente estudio ponen de manifiesto que en el periodo hasta 2020 no se espera una gran variación en los vertidos de renovables. Sin embargo, en el escenario de 80% de renovables una fracción de entre el 4 y el 7% de la generación renovable no podrá entrar en el sistema. El bombeo hidráulico es la tecnología de almacenamiento idónea para España, y así queda reflejado en los planes energéticos consultados.

Dado que el factor de capacidad de las plantas PHES se reduce al aumentar la potencia instalada, existe un dimensionamiento óptimo para recuperar la mayor cantidad posible de vertidos renovables, y al mismo tiempo asegurar la rentabilidad económica de dichas inversiones en PHES.

Los resultados del presente estudio muestran que en el escenario 2020, la instalación de PHES para almacenar los vertidos de generación renovable no supone ningún cambio en las características de estabilidad del sistema, dada su nula utilización en ambos casos 1 y 2. Por su parte, en el escenario 80% de renovables, la potencia óptima de bombeo no debería exceder los 8-9 GW para todos los casos si se calcula para una capacidad de almacenamiento de 100 GWh. Finalmente, la potencia óptima instalada de PHES para el escenario nuclear suponiendo una capacidad disponible de 100 GWh sería menor de 8 GW en el caso A-n, y alrededor de 10 GW en los casos B-n y C-n.

Respecto a los diferentes casos de desarrollo eólica-solar, el caso A (pro-eólico) es el mejor respecto al nivel de penetración renovable para el escenario no nuclear, mientras que el caso C (pro-solar) es el peor, con casi 21 TWh de energía vertida. Por otro lado, este último caso parece conseguir la mayor efectividad de las plantas PHES, reduciendo los vertidos en más de un 70% respecto al 49% del caso A, debido al patrón de generación de las tecnologías solares.

Las simulaciones muestran que una completa explotación de las plantas PHES, ayudando a suavizar la curva de demanda del sistema, aumenta significativamente el factor de capacidad de las mismas y por tanto su rendimiento económico. Además, este supuesto mejoraría paulatinamente los resultados económicos de las plantas PHES instaladas para el año 2020 durante las décadas siguientes.

Incluso para el dimensionamiento más eficiente de PHES y para altas capacidades de almacenamiento, siempre habrá una porción remanente del orden del 25% de la generación renovable vertida concentrada en unas pocas horas del año, e imposible de almacenar si no es con elevadísimas inversiones. Una posible solución sería desviar esta generación a pequeños consumos distribuidos, como pueden ser los vehículos eléctricos. De igual manera, deben tenerse en cuenta otras posibilidades tales como la capacidad de intercambio internacional, la existencia de redes inteligentes, la gestión de la demanda, la producción de hidrógeno mediante electrolisis, etc.

Como conclusión, de acuerdo a los resultados del presente informe las centrales de bombeo hidráulico jugarán un papel clave para cumplir los exigentes objetivos para España, pudiendo aprovechar hasta un 70% de la energía renovable que de otra manera habría sido vertida.

Referencias

- [1] El sistema eléctrico español, REE, 2011
- [2] Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía de Europa, REE
- [3] Power Statistics. 2010 Edition. Full Report (www.eurelectric.org).
- [4] Grupo de Seguimiento y Planificación. Septiembre 2010.
- [5] Compromisos internacionales y planificación indicativa de la generación. Mayo 2010.
- [6] Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años. Informe de la Subcomisión. Diciembre 2010.
- [7] PANER. June 2010.
- [8] EU energy trends to 2030 (updated 2009).
- [9] El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas, PwC, 2010

Lista de acrónimos

BAU	Business as usual – Escenario de normalidad o de referencia
DR	Demanda residual
FC	Factor de capacidad
GW	Gigawatio
GWh	Gigawatio-hora
EERR	Energías renovables
MITyC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
MW	Megawatio
PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
PHES	Pumped Hydro Energy Storage – Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico
PER	Plan de Energías Renovables
REE	Red Eléctrica de España
TWh	Terawatio-hora



Este informe se ha generado como parte del proyecto stoRE, “Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy”. Los logos de los socios que cooperan en este proyecto se muestran arriba. En la web del proyecto puede encontrarse más información sobre el proyecto y sus socios.
www.store-project.eu