

El papel de la hidroelectricidad en el contexto de las energías renovables en España



José Román Wilhelmi Ayza

Doctor Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Departamento de Ingeniería Civil. Hidráulica y Energética. Escuela de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. Universidad Politécnica de Madrid

Resumen

En este artículo se discute el papel de la energía hidroeléctrica en el marco del sistema eléctrico español, donde existe una elevada penetración de energías no gestionables con una tendencia clara a aumentar en los próximos años. El desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas se basará probablemente en centrales reversibles. La energía hidroeléctrica es una tecnología madura y eficiente para el almacenamiento de energía a gran escala y contribuye por tanto de manera decisiva a la integración de fuentes renovables no gestionables. Los beneficios obtenidos con la operación punta-valle pueden ser insuficientes para compensar el coste de una nueva central. Sin embargo, los ingresos obtenidos pueden incrementarse sustancialmente mediante su participación en los servicios de ajuste del sistema. Ello requeriría un diseño apropiado del mercado eléctrico. La contribución de las centrales hidráulicas reversibles al balance producción-consumo puede extenderse a las horas valle utilizando, bien bombeo en velocidad variable o bien una configuración de cortocircuito hidráulico. La necesidad de mitigar los efectos hidrológicos aguas abajo de las centrales hidroeléctricas puede introducir algunas restricciones en la operación que limitaría de algún modo los servicios descritos más arriba. Sin embargo, cabe esperar que los efectos ambientales provocados por las centrales hidráulicas reversibles sean significativamente menores.

Palabras clave

Energía hidroeléctrica, servicios de ajuste, centrales reversibles, régimen hidrológico

Abstract

In this paper the role of hydropower in electric power systems is discussed, in the framework of the Spanish system, where a high penetration of intermittent power sources exists, showing a clear trend to increase in next years. The development of new hydro power facilities will be likely based on pumped storage hydro power plants. Hydropower is a mature and efficient technology for large-scale energy storage and therefore represents a key contribution for the integration of intermittent power sources, such as wind or photovoltaic. The benefits obtained from load shifting may be insufficient to compensate the costs of a new plant. However, the obtained revenues can significantly increase through its contribution to providing ancillary services. This would require an appropriate design of the electricity market. The contribution of pumped storage hydro power plants to balancing services can be extended to off-peak hours, using either variable speed pumping or the hydraulic short-circuit configuration. The need to mitigate hydrological effects downstream of hydro plants may introduce some operational constraints which could limit to some extent the services described above. However environmental effects caused by pumped storage hydro power plants are expected to be significantly smaller.

Keywords

Hydropower, ancillary services, pumped storage hydro power plants, hydrological regime

1. Introducción

En el sector eléctrico español la energía hidroeléctrica tiene una participación notable, con una potencia instalada al 31-12-2012 de 17.057 MW (sin considerar bombeo puro), que equivale al 16,75 % de la total. La potencia instalada en las restantes tecnologías renovables (eólica, fotovoltaica, solar termoeléctrica, térmica renovable) es de 29.824 MW, lo que

representa un 29,3 % del total. La máxima demanda histórica de potencia instantánea fue de 45.450 MW en 2007 [1].

En cuanto a la cobertura de la demanda de energía, la participación de la generación hidroeléctrica depende del estado hidrológico, con porcentajes de la generación neta total que, en los últimos 5 años, van desde el 15,7 % del año 2010 hasta

el 7,7 % del año 2012¹; en estos mismos años, la cobertura de las restantes fuentes renovables fue, respectivamente del 19,8 % y del 24,3 % [1].

Las cifras anteriores ponen de manifiesto la importancia relativa de la generación hidroeléctrica, en potencia y energía, dentro de la aportación actual de las fuentes renovables al sistema eléctrico.

La evolución prevista de la potencia instalada hidráulica, según el Plan de Energías Renovables 2011-2020 [2], viene dada por la tabla 1. El desarrollo de la generación hidráulica se basaría en infraestructuras del estado existentes, adición de grupos para la turbinación de los caudales mínimos ambientales, centrales fluyentes, rehabilitación y repotenciación de centrales.

Potencia instalada hidráulica	Potencia (MW)	Potencia (MW) Previsión 2020
> 50 MW	10.900	11.900
10 – 50 MW	3.100	3.600
< 10 MW	1.900	2.600
Total	15.900	18.100

Tabla 1. Potencia hidráulica en el escenario óptimo (Plan de Energías Renovables 2011-2020)

En la tabla 1 se aprecia un crecimiento bastante limitado de la potencia hidroeléctrica, considerablemente inferior al previsto para las restantes fuentes renovables: la generación eólica pasaría de 20.745 MW (2010) a 35.750 (2020); por su parte, en el año 2020 la generación fotovoltaica y la solar termoeléctrica alcanzarían 7.250 MW (3.787 en 2010) y 4.800 MW (632 en 2010), respectivamente y la biomasa crecería en un factor 2,5 [2].

Por tanto, la generación hidroeléctrica, aunque tiene actualmente un papel relevante dentro del conjunto de las fuentes renovables, muestra una tendencia a reducir sustancialmente su participación. Sin embargo, la penetración creciente de generación no gestionable como la eólica y la fotovoltaica, requieren aumentar la capacidad de regulación del sistema para garantizar el balance instantáneo producción-consumo. A ello contribuyen ventajosamente la generación hidroeléctrica con embalse regulador y especialmente las centrales hidráulicas reversibles. En estas últimas, el ciclo turbinación-bombeo implica pérdidas de energía del orden del 20 %-25

%, pero introducen capacidad del almacenamiento de energía en el sistema, lo que permitiría aprovechar la disponibilidad de energías renovables no gestionables, en momentos en que el sistema no puede absorber dicha energía.

Dentro de las centrales hidráulicas reversibles hay que destacar las de bombeo puro que son meros almacenadores de energía, ya que el embalse superior no tiene aportaciones naturales. El citado Plan de Energías Renovables 2011-2020, prevé un incremento considerable de la potencia instalada de este tipo de centrales, pasando de 2.700 MW en 2010 a 8.850 MW en 2020 [2].

En los siguientes apartados se detallan estos aspectos y se discute la contribución de la generación hidroeléctrica a la operación del sistema eléctrico.

2. La generación no gestionable en la operación del sistema eléctrico

En el RD 661/2007 [3] se define la generación no gestionable como "...aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa." A esta categoría pertenecen las energías solar y eólica, así como la hidráulica fluyente o la asociada a embalses cuyo uso principal es diferente del energético.

Una parte sustancial del desarrollo de la generación hidroeléctrica previsto en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, al que se ha hecho referencia en el apartado 1, es de carácter no gestionable. En este tipo de centrales hidroeléctricas el empleo de generación con velocidad variable puede aportar ventajas significativas, especialmente en aquellos casos en que exista una importante variabilidad en las condiciones de operación. En la referencia [4] puede verse un estudio experimental de la operación con velocidad variable de una turbina de hélice, estimándose los incrementos de producción en un caso ejemplo; en [5,6] se describen los ensayos realizados en un modelo de laboratorio de una central fluyente de pequeño salto, utilizando la misma turbina. Es destacable que el nivel en el azud se controla mediante la velocidad del grupo, en lugar de utilizar el órgano de regulación del caudal, que se ajusta más lentamente para optimizar el rendimiento. Un esquema de control similar

se puso en funcionamiento en 2006, en una central de bajo salto en Finlandia [7] y se ha aplicado recientemente en la rehabilitación de una central fluyente en el río Tajo.

En general, en las centrales hidroeléctricas construidas en aprovechamientos existentes, la generación debe adaptarse al uso principal de la instalación, con lo cual este tipo de centrales debe incluirse en el grupo de energías no gestionables. En la referencia 8 se presenta un estudio de las ventajas que ofrece la generación en velocidad variable en centrales asociadas a embalses de regadío, donde el régimen de caudales turbinados viene impuesto por las necesidades de riego.

Dentro de las energías renovables, los mayores incrementos previstos en la potencia instalada corresponden a la energía eólica, que también es de carácter no gestionable, por lo que pueden darse situaciones de demanda punta coincidiendo con valores reducidos de la generación eólica y viceversa (figura 1).

En general, los mínimos técnicos de los grupos térmicos son relativamente altos por lo que, para aprovechar íntegramente la disponibilidad del recurso eólico, puede ser necesario desconectar algunos grupos térmicos en horas valle y reconectarlos en horas punta. La alternativa es desconectar algunos parques eólicos, dando lugar a lo que se denomina vertidos eólicos.

3. La energía hidroeléctrica en la operación del sistema eléctrico

La capacidad de regulación de las centrales hidroeléctricas con embalse asociado les permite adaptarse a la evolución de las condiciones de operación del sistema que en un mercado eléctrico, se reflejan en los precios horarios. En las referencias 9 y 10 se describen modelos de explotación detallados que permiten determinar la operación óptima de una central hidroeléctrica como 'tomadora de precios' en el mercado diario.

Esta flexibilidad en la operación constituye una ayuda importante a la operación de sistemas con alta penetración de energías no gestionables. Las centrales hidráulicas reversibles son especialmente adecuadas para realizar esta tarea, ya que suministran al sistema capacidad de almacenamiento de energía. Conviene destacar que, en la actualidad, esta es la única tecnología madura de almacenamiento en gran escala y la más eficiente en términos de pérdidas y costes de capital [11].

En la referencia 12 se presenta el estudio de la contribución de una central hidráulica de bombeo puro a la reducción de los costes de la cobertura de la demanda de un sistema aislado con generación térmica, en varios escenarios de demanda y de penetración eólica. Los resultados muestran una reducción en los costes de generación creciente con el

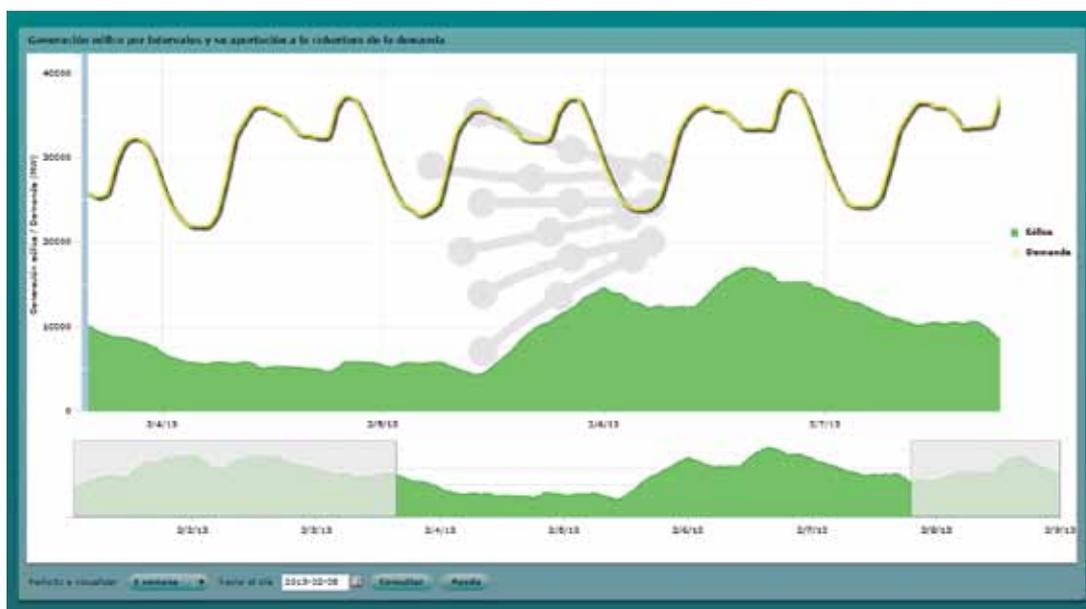


Fig. 1. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. Generación eólica (color verde) y demanda (color amarillo)
 Fuente: Red Eléctrica de España (<https://demanda.ree.es/eolicaEntreFechas.html>)

nivel de penetración eólica y una tasa anual de recuperación de la inversión entre el 1 % y el 3 %. Esto indica que es necesario remunerar todos los servicios que proporciona la planta al sistema eléctrico, ya que los beneficios que se derivan del desplazamiento temporal de la energía renovable no gestionable disponible pueden ser insuficientes para hacer viable la inversión. También hay que destacar que la utilización de la capacidad de almacenamiento de la central permite reducir los márgenes de potencia con los que operan los grupos térmicos, lo que contribuye a evitar vertidos eólicos, con la consiguiente reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

En 13 se presenta un estudio similar al anterior, en un contexto de mercado, llegando a la conclusión de que, incluso en condiciones favorables en cuanto al coste de la inversión y el tipo de interés, se trata de una inversión sujeta a riesgo en la mayor parte de los mercados.

En 14 se considera la operación coordinada de un parque eólico y una central reversible en el mercado ibérico, resaltando las ventajas de esta opción. En el modelo descrito en detalle en la referencia 15 se comparan tres estrategias de ofertas; los resultados obtenidos en un caso de estudio en España muestran que la oferta conjunta con conexión física entre ambas instalaciones es la más eficiente, reduciéndose los desequilibrios en el sistema.

A las consideraciones anteriores hay que añadir que la elevada penetración de energías no gestionables puede incrementar las necesidades de reserva para la regulación frecuencia-potencia y la gestión de desvíos, que tienen como objeto compensar los desequilibrios producción-consumo. En la referencia 16 se estima en 0,1 h (a falta de un análisis estadístico) la constante de tiempo para una variación del 100 % al 10 % de la potencia nominal para uno o varios parques eólicos próximos.

En los servicios citados, la generación hidroeléctrica juega un papel importante, dentro del conjunto de las energías renovables [11]. En general, ofrecen muy buena respuesta en la regulación frecuencia-potencia, suministrando inercia al sistema por utilizar generadores síncronos directamente acoplados a la red. Asimismo contribuyen al control de tensiones inyectando o absorbiendo potencia reactiva. Las centrales hidroeléctricas asociadas a un embalse pueden proporcionar reservas de capacidad sin consumo adicional de combustible; pueden arrancar en pocos minutos con

costes reducidos de arranque y parada; permiten disminuir los tiempos necesarios para la reposición del servicio tras un incidente. En este sentido, es significativo el papel que les asigna el operador de sistema eléctrico español en situación de alerta de cobertura de la demanda a corto plazo [17].

En la referencia 18 se presenta un estudio detallado de la respuesta dinámica de una central hidroeléctrica para evaluar su contribución a la reserva de regulación secundaria. En la figura 2 se muestra la respuesta de la central considerada como ejemplo en el citado estudio, tras la conexión brusca de una carga en el instante $t=50$ s que provoca una rápida reducción en la frecuencia del sistema. En los primeros instantes, después de la perturbación, se aprecian las oscilaciones debidas a la regulación primaria que se amortiguan rápidamente. Aunque la potencia nominal de la central hidroeléctrica es solamente el 18,4 % de la potencia instalada total, dicha central es la única que interviene en este caso en la regulación secundaria del sistema. En la evolución de la frecuencia que muestra la figura 2, se comprueba que la respuesta cumple las condiciones requeridas por REE para la prestación del servicio de regulación secundaria [19]; la curva de trazos en la parte inferior de la figura representa la respuesta requerida por REE.

En cuanto a las centrales hidráulicas fluyentes, en general, no participan en los servicios de regulación, ya que no cuentan con capacidad de almacenamiento y deben funcionar adaptando en todo momento su producción al caudal del río. Por ello, el control de estas centrales se basa en mantener el nivel en el azud o en la cámara de carga. En centrales en derivación con chimenea de equilibrio es necesario analizar con detalle la estabilidad de la regulación [20]; en la referencia 21 se propone un criterio para el ajuste del controlador en una central con esa configuración.

Las centrales reversibles, cuando funcionan en modo generación, intervienen en la regulación secundaria como las centrales convencionales. Sin embargo, en modo bombeo, suelen operar en un punto de funcionamiento fijo que corresponde al óptimo de la bomba. Esta limitación puede ser importante en situaciones con fuerte penetración eólica en horas valle, como sucede en el ejemplo de la figura 1 en las horas valle de los dos últimos días que muestra el diagrama. Por ello, existe un interés creciente en dotar a las centrales reversibles de capacidad de regulación en bombeo.

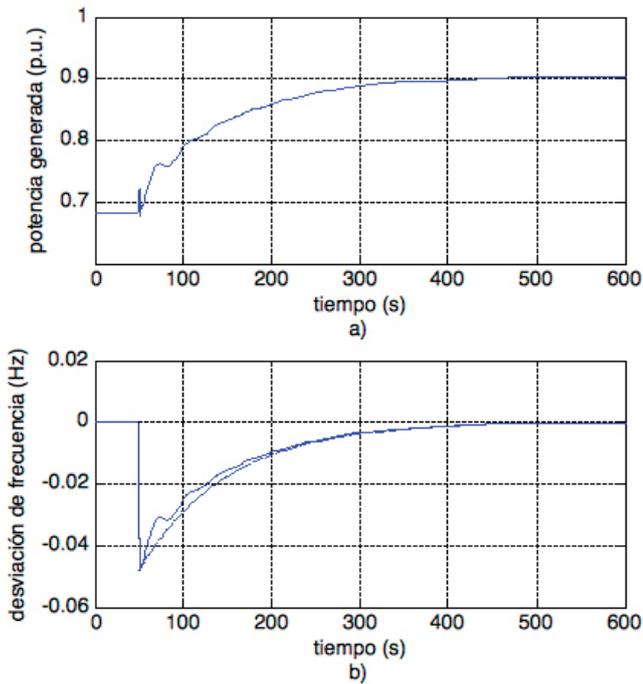


Fig. 2. Respuesta de una central hidroeléctrica con regulación secundaria
 a) potencia generada (p.u., base potencia nominal)
 b) desviación de frecuencia (Hz)
 En $t=50$ s se produce la conexión de una carga
 La curva de trazos indica la respuesta exponencial con $T=100$ s

Una posibilidad es utilizar accionamientos de velocidad variable [22,23]. Para valores moderados de la potencia, se puede utilizar un convertidor de frecuencia de ‘potencia plena’; es decir, que se conecta directamente al estator y está dimensionado para el 100 % de la potencia del motor. Cuando se trata de potencias elevadas, en general, es más ventajoso recurrir a la máquina de inducción ‘doblemente alimentada’, ya que el convertidor de frecuencia se conecta al rotor y se dimensiona para una fracción de la potencia total de la máquina. Esta tecnología ha sido ampliamente desarrollada en los últimos años para los aerogeneradores. Existe otra posibilidad que no requiere utilizar convertidores de frecuencia. Se trata de derivar una parte del caudal bombeado para impulsar la turbina. Las tres máquinas, bomba (B) – turbina (T) – generador/motor (G/M) (Fig. 3), están acopladas al mismo eje.

La magnitud del caudal derivado puede modificarse mediante el órgano de regulación de la turbina, con lo cual la

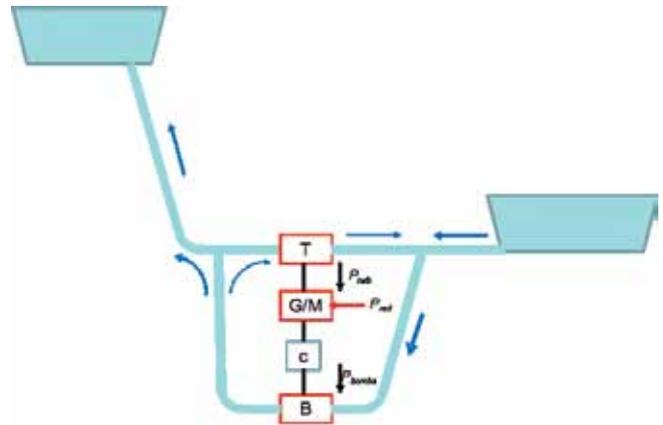


Fig. 3. Concepto de ‘cortocircuito hidráulico’.
 B: bomba; T: turbina; G/M: generador/motor; c: convertidor de par
 La potencia absorbida de la red es $P_{red} = P_{bomba} - P_{turb}$

potencia consumida por la máquina eléctrica (consumo de la bomba – producción de la turbina) es variable, aunque la bomba opere en un punto de funcionamiento fijo. La configuración descrita recibe el nombre de ‘cortocircuito hidráulico’ y constituye una opción interesante para la regulación en modo bombeo de las centrales reversibles. La central Kops II de la compañía Voralberger Illwerke AG (figura 4) utiliza este esquema que permite suministrar energía de punta y regulación al mercado europeo [24].



Fig. 4. Emplazamiento de la central de Kops II
 Fuente: Google Maps

En el mercado eléctrico se retribuye, además de la energía generada, la participación en los servicios de ajuste del sistema, lo cual puede suponer un elemento esencial en los estudios de viabilidad de nuevas instalaciones.

En la referencia 25 se estudia el caso de una central reversible que efectúa ofertas en los mercados ibéricos de energía y servicios de regulación, con el resultado de que es este último el que aporta mayores beneficios.

Actualmente, dentro de un proyecto perteneciente al Plan Nacional de I+D+i [26], se está estudiando la participación de las centrales hidráulicas reversibles en los servicios de ajuste del sistema, teniendo en cuenta las configuraciones citadas para la regulación en modo bombeo. Los resultados que se espera obtener permitirían evaluar la viabilidad de este tipo de instalaciones a partir de la retribución que obtengan en el mercado eléctrico, tanto por el desplazamiento de la energía hacia las horas de mayor demanda, como por su contribución a la regulación del sistema.

4. La operación de centrales hidroeléctricas y el régimen hidrológico

Entre los temas clave indicados en el informe de la International Energy Agency (IEA) sobre hidroelectricidad [27], cabe destacar el requerimiento de que en los proyectos hidroeléctricos, en los aspectos relativos tanto al diseño como a la operación, se deben mitigar o compensar los impactos sobre el medio ambiente.

Como se ha visto en el apartado anterior, las centrales hidroeléctricas con embalse pueden adaptar con facilidad su producción a las variaciones de la demanda o de los precios del mercado. En lo que se refiere al régimen hidrológico, la operación de esas centrales hidroeléctricas provoca alteraciones del régimen de caudales aguas abajo en varias escalas de tiempo, que incluyen la estacional, mensual, diaria y horaria, con las consiguientes repercusiones negativas sobre los ecosistemas fluviales. Los efectos de la operación en puntas (*hydropeaking*) sobre el ecosistema fluvial no están claramente establecidos, aunque se han observado determinados efectos [28].

Por otra parte, al modificar la operación de la central para mitigar los citados efectos, lógicamente disminuye el valor económico de su contribución a la operación del sistema; en este sentido, conviene tener en cuenta que el precio horario de la energía en el mercado constituye una señal de las necesida-

des del sistema eléctrico en ese momento. También hay que resaltar que, si se efectúan las operaciones de seguimiento de carga con otras centrales menos eficientes para esta tarea, pueden originarse efectos ambientales desfavorables.

Existe entonces un compromiso entre determinados aspectos de la operación del sistema eléctrico y los efectos ambientales de las modificaciones del régimen de caudales. Un planteamiento basado en una optimización multiobjetivo no es posible por la falta de una herramienta predictiva que permita cuantificar los efectos de los cambios horarios de caudal. Por ello, es frecuente considerar los objetivos ambientales como restricciones, en vez de incluirlos en la función objetivo.

Para mitigar estos efectos, en la referencia 29 se indican varios requisitos específicos, que se refieren a alguno de los siguientes aspectos:

- Amplitud de la fluctuación de caudal.
- Frecuencia de las puntas.
- Duración de las subidas o bajadas.
- Embalse de compensación.
- Mejora de las estructuras hidro-morfológicas.
- Coordinación de la operación de diferentes centrales.

En las recomendaciones de buena práctica para mitigar los efectos ambientales incluidas en la referencia citada, se propone a estos efectos:

- proporcionar un caudal que refleje los componentes de importancia ecológica del régimen natural de caudales, incluyendo un valor de base relativamente constante y componentes variables,
- reducir los efectos de la operación en puntas limitando las rampas de caudal o utilizando un embalse de compensación.

Un enfoque tradicional se basa en establecer valores mínimos del caudal descargado por el embalse y tasas máximas de cambio o rampas máximas de caudal en la operación a corto plazo [28]. En cuanto al caudal mínimo hay que tener en cuenta que, si es inferior al mínimo técnico del menor grupo, no podrá ser turbinado. Para aprovechar este recurso se puede instalar un grupo adicional dimensionado adecuadamente. Los límites en las rampas de caudal suponen una restricción adicional en la operación de la central.

Los posibles impactos ambientales de las plantas de almacenamiento y bombeo no se han evaluado de forma sistemática, pero se espera que sean menores que en las centrales convencionales. El agua se reutiliza en gran medida y la detracción

del cauce es limitada. La superficie inundada es pequeña, ya que en la mayoría de los casos la capacidad de almacenamiento de energía corresponde a horas o días [27].

En la referencia 30 se presenta una evaluación económica del impacto de las restricciones ambientales en la operación a corto plazo de una central hidroeléctrica. El modelo de la central tiene en cuenta la variación de salto e incluye la posibilidad de realizar arranques o paradas. Los resultados muestran que el impacto en los ingresos varía con el caudal mínimo según una función lineal por tramos, mientras que su variación con la rampa máxima es parabólica y crece fuertemente cuando el límite de la rampa se reduce por debajo de un cierto valor. Un estudio de la repercusión de las restricciones de caudal mínimo y rampa máxima en los ingresos anuales se presenta en la referencia 31. El caso de estudio corresponde a una planta real en España, habiéndose utilizado series históricas de aportaciones y precios horarios del mercado eléctrico. Se han considerado cinco tipos de año hidrológico con la misma probabilidad de ocurrencia. Las pérdidas relativas en los ingresos anuales se aproximan al 12 % para el año hidrológico medio, considerando los valores más desfavorables para las restricciones: caudal mínimo igual al 5 % del nominal de la central, rampa máxima de incremento y decremento de caudal equivalentes a 30 h y 120 h, respectivamente (especificadas mediante el nº de horas necesario para una variación del 100 % del caudal nominal). En el año hidrológico seco las pérdidas de ingresos se aproximan al 22 % para los mismos valores de las restricciones.

El otro procedimiento indicado en la referencia 29 para mitigar los efectos hidrológicos de la operación de la central en puntas consiste en disponer un embalse de compensación aguas abajo de la planta. En la referencia 28 se estudia la contribución de este embalse a reducir el impacto económico de las restricciones ambientales en la operación a corto plazo de una central hidroeléctrica. En la referencia 32 se estudia asimismo este problema con un horizonte anual y en la referencia 33 se considera adicionalmente la posibilidad de disponer de una cierta capacidad de bombeo desde el embalse de compensación hacia el embalse asociado a la central. La metodología propuesta se ha aplicado a un caso de estudio basado en una central real en España, utilizando series históricas de aportaciones y de caudales turbinados. Se comprueba que, con un embalse de compensación con capacidad suficiente para almacenar el volumen correspondiente a turbinar el caudal de plena carga durante 4 h, se eliminaría el impacto económico de las restricciones en todos los escenarios ana-

lizados. Además, si se contara con capacidad de bombeo, se incrementarían los ingresos obtenidos.

5. Resumen y conclusiones

La energía hidroeléctrica continuará jugando un papel importante en la operación del sistema eléctrico donde, además de tener una participación apreciable en la cobertura de la demanda de energía, contribuye de manera muy eficiente a los servicios de regulación del sistema, facilitando el aumento de penetración de otras energías renovables no gestionables.

La capacidad de regulación que ofrecen las centrales hidroeléctricas requiere disponer de un embalse cuyas descargas pueden introducir variaciones significativas de caudal en el tramo de cauce aguas abajo de la central, con los consiguientes efectos negativos sobre el ecosistema fluvial. Para mitigar estos efectos se introducen restricciones a la operación que pueden limitar la capacidad de regulación de la central.

Las centrales reversibles, aunque son consumidoras netas de energía, constituyen una tecnología madura y eficiente de almacenamiento de energía a gran escala. Asimismo ofrecen capacidad de regulación, no solo en modo generación sino también en modo bombeo, si tienen la configuración o el equipamiento adecuado. En general los efectos ambientales de su operación en régimen variable tienen un alcance considerablemente menor que en las centrales convencionales; en las centrales de bombeo puro, donde el embalse de almacenamiento es independiente del cauce del río, el alcance de dichos efectos es aún menor.

En el futuro, el aumento previsible de la penetración de otras energías renovables no gestionables va a requerir capacidades de almacenamiento y regulación en el sistema eléctrico que pueden ser asumidas de forma eficiente por centrales hidráulicas reversibles. El necesario incremento de este tipo de instalaciones requerirá que los mecanismos retributivos del mercado eléctrico permitan justificar la inversión.

Agradecimiento

El autor quiere agradecer la revisión y los comentarios al artículo efectuados por el profesor del Departamento Dr. Pérez-Díaz, que han contribuido notablemente a su forma final. **ROP**

Notas

(1) Se ha descontado la participación del bombeo, suponiendo un rendimiento global de 0,75.

Referencias

- [1] Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. 2012. http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp
- [2] IDAE. Plan de Energías Renovables 2011-2020, 2011. <http://www.minetur.gob.es>
- [3] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (BOE 26 de mayo).
- [4] Fraile Ardanuy, J.J.; Wilhelmi, J.R.; Fraile Mora, J.J.; Pérez Díaz, J.I. "Variable-Speed Hydro Generation: Operational Aspects and Control". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 21, No.2, (2006), pp. 569 – 574.
- [5] Sánchez, J.A.; Sarasua J.I.; Pérez-Díaz, J.I.; Fraile-Ardanuy J.; Fraile-Mora, J.; García-Gutiérrez, P.; Wilhelmi, J.R. "Variable Speed Operation and Control of Low-Head Run of River Small Hydropower Plants", in Proc. Hydro 2007, 15-17 October. Granada (Spain).
- [6] Pérez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R.; García-Gutiérrez, P.; Fraile-Ardanuy J.; Fraile-Mora, J.; Sánchez, J.A.; Sarasua J.I., "Water level control system for a low-head run-of-river variable speed small hydropower plant", in Proc. 11th Spanish Portuguese Conference on Electrical Engineering (11CHLIE), Zaragoza (Spain), 1-4 July, 2009.
- [7] Bard, J., Pirttiniemi, H., Goede, E., Mueller, A., Upadhyay, D. and Rothert, M., VASOCOMPACT – A European project for the development of a commercial concept for variable speed operation of submersible compact turbines, in Proc. HIDROENERGIA, 2006.
- [8] Pérez, J.I.; Wilhelmi, J.R.; Maroto, L. "Adjustable speed operation of a hydropower plant associated to an irrigation reservoir". Energy Conversion and Management. Vol. 49 (2008), pp. 2973 – 2978.
- [9] Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R.; Sánchez, J.A. "Short-term operation scheduling of a hydropower plant in the day-ahead electricity market". Electric Power Systems Research. Vol. 80 (2010), pp. 1535-1542
- [10] Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R.; Arévalo, L.A. "Optimal short-term operation schedule of a hydropower plant in a competitive electricity market". Energy Conversion and Management. Vol. 51 (2010), pp. 2955-2966.
- [11] EURELECTRIC Fact-sheets. Hydropower for a sustainable Europe. February 2013. <http://www.eurelectric.org/>
- [12] Pérez-Díaz, J.I., Perea, A. and Wilhelmi, J.R., "Optimal short-term operation and sizing of pumped-storage power plants in systems with high penetration of wind energy", Proc. 7th International Conference on the European Energy Market (EEM'10), pp.1-6, 23-25 June 2010.
- [13] Connolly, D.; Lund, H.; Finn, P.; Mathiesen, B.V.; Leahy, M. "Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage". Energy Policy. Vol. 39 (2011), pp. 4189 – 4196.
- [14] Lanza, C. "Coordination of hydro and wind in the Iberian market of electricity: Potential benefit and feasibility assessment", in Proc. HYDRO 2012, 29-31 October, Bilbao (Spain).
- [15] Sanchez de la Nieta, A.A.; Contreras, J.; Munoz, J.I., "Optimal Coordinated Wind-Hydro Bidding Strategies in Day-Ahead Markets," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.28, no.2, pp.798-809, May 2013.
- [16] Taulan, J.P.; Laurier, P.; Bourrilhon, M.; Bornard, L. "Pump-Turbine Integration in Renewable Energy Systems". WATERPOWER XVI. Conference Proceedings, 2009. Paper 114.
- [17] P.O. 6.1 Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia. Resolución de 31-10-2002, BOE 13/11/02.
- [18] Pérez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R.; Galaso, I.; Fraile-Ardanuy, J.J.; Sánchez, J.A.; Castañeda, O. and Sarasúa, J.I. "Dynamic response of hydro power plants to load variations for providing secondary regulation reserves considering elastic water column effects", Przegląd Elektrotechniczny 88 (2012) 159-163.
- [19] Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica, BOE 28/05/09
- [20] Jiménez, O.F.; Chaudhry, M.H. "Water-Level Control in HydroPower Plants", ASCE Journal of Energy Engineering, Vol. 118, no. 3, pp. 180-193, 1992.
- [21] Sarasua, J.I.; Fraile-Ardanuy, J.; Perez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R.; Sanchez, J.A., "Control of a run of river small hydro power plant," Proc. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007, pp.672-677, 12-14 April 2007.
- [22] Suul, J.A., Uhlen, K. and Undeland, T. "Variable speed pumped storage hydropower for integration of wind energy in isolated grids – case description and control strategies". Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, NORPIE, June 9-11, 2008.
- [23] Hell, J.; Schürhuber, R.; Lechner, A.; Vaillant, Y. "Full size converter solutions for pumped-storage plants: a promising new technology", in Proc. HYDRO 2012, 29-31 October, Bilbao (Spain)
- [24] Kopswerk II. Das neue Pumpspeicherkraftwerk der Voralberger Illwerke AG. <http://www.kopswerk2.at/index.asp>
- [25] Pinto, J.; de Sousa, J.; Neves, M.V., "The value of a pumping-hydro generator in a system with increasing integration of wind power," Proc. 8th International Conference on the European Energy Market (EEM'11), pp.306-311, 25-27 May 2011.
- [26] Ministerio de Economía y Competitividad. Plan Nacional de I+D+i. Proyecto ENE2012-32207. Explotación y control de centrales hidroeléctricas reversibles. Departamento de Ingeniería Civil. Hidráulica y Energética. UPM.
- [27] International Energy Agency. Technology Roadmap. Hydropower. OECD/IEA, 2012
- [28] Olivares, M.A. Optimal Hydropower Reservoir Operation with Environmental Requirements. PhD Dissertation. University of California Davis, 2008.
- [29] European Commission. 2nd Workshop on Water Management, Water Framework Directive and Hydropower. 13-14 September 2011, Brussels.
- [30] Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R. "Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation". Energy Policy. Vol. 38 (2010), pp. 7960-7970.
- [31] Guisández, I.; Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R. "Assessment of the economic impact of environmental constraints on annual hydropower plant operation". Energy Policy. Vol. 61 (2013), pp. 1332-1343.
- [32] Millán, R.; Pérez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R. "Interacción entre planificación hidrológica e hidroeléctrica". Tecnoambiente. n.º 225 (2012), pp. 13-16.
- [33] Pérez-Díaz, J.I.; Millán, R.; García, D.; Guisández, I.; Wilhelmi, J.R. "Contribution of re-regulation reservoirs considering pumping capability to environmentally friendly hydropower operation". Energy. Vol. 48 (2012), pp. 144-152.