

# COMITÉ NACIONAL ESPAÑOL DE GRANDES PRESAS

## APROVECHAMIENTO INTEGRADO DE LA GENERACIÓN EÓLICA E HIDRÁULICA DE BOMBEO EN EL MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDAD

César Lanza Suárez <sup>1</sup>  
Tomás A. Sancho Marco <sup>2</sup>

*RESUMEN: La evolución del mix de generación dentro del sistema eléctrico español viene mostrando en los últimos años una importante evolución al alza de la participación de las tecnologías renovables, especialmente de la eólica. Esta tendencia seguirá manteniéndose a corto plazo, si se cumplen las estipulaciones de la próxima Directiva de la Unión Europea sobre Energías Renovables, que está a punto de publicarse y establece para la Eurozona el objetivo de alcanzar un 20% del abastecimiento de la demanda energética en el año 2020 por medio de ese tipo de tecnologías. Compromiso con el cual el Gobierno de nuestro país ha manifestado públicamente su conformidad. La eólica, entre otros hechos diferenciales, se caracteriza por la falta de control humano sobre la disponibilidad del recurso que posee una naturaleza estocástica y sólo es predecible con razonable probabilidad con unas pocas horas de anticipación. La discrecionalidad de la naturaleza en la provisión del producible eólico lleva a la intermitencia de este tipo de aprovechamiento y a un riesgo de desacople entre la producción real y la energía que cada unidad de generación debería entregar al sistema o a sus clientes en función de los compromisos adquiridos en sus ofertas. En este contexto se plantea la posibilidad de combinar la producción eólica con la explo-*

---

<sup>1</sup> Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, Computer Science MSc. TECNOVA Ingeniería y Sistemas. Miembro de ASCE y de IEEE Power & Energy Society .

<sup>2</sup> Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos. SERS Consultores e Ingeniería y Arquitectura.

*tación de centrales hidráulicas de bombeo, que almacenarían excedentes o turbinarían caudales en función de los ajustes que en uno u otro sentido correspondan entre la disponibilidad de viento y la curva de demanda que debe satisfacer el productor. Como explica este artículo, la viabilidad de tal planteamiento debe juzgarse en función de una serie de condicionantes técnicos, económico-regulatorios y ambientales que restringen en la práctica la bondad natural de tal idea.*

## **1. LA COORDINACIÓN HIDRO-EÓLICA ¿IDEA OPORTUNA O UTOPIA?**

La futura Directiva sobre Energías Renovables (RES) cuyo borrador fue publicado el pasado mes de Enero y que se encuentra actualmente (Septiembre 2008) próxima a ser publicada en el DOCE, introduce unos objetivos ambiciosos en relación con el uso de este tipo de fuentes y tecnologías, suponiendo un avance importante en cuanto a su penetración cuantitativa en cada uno de los Estados miembro. La finalidad sería alcanzar dentro de la Eurozona un 20% del abastecimiento de la demanda energética en el año 2020 con energías renovables, estableciendo para ello objetivos que vinculan legalmente a cada país en cuanto al porcentaje concreto de generación RES que cada uno de ellos deberá alcanzar en esa fecha.

En el caso español ello supone entre otras consecuencias que un porcentaje significativo de la electricidad a producir en nuestro país en el año señalado debería tener ese origen, duplicando aproximadamente la participación porcentual de las renovables en la actividad de generación (del 19% actual a un esperado 34-38%). Habida cuenta de la estabilidad de la hidráulica convencional cuya capacidad de evolución es limitada por razones conocidas, este crecimiento vendrá esencialmente obligado a producirse con energías RES, sobre todo mediante la entrada en funcionamiento de nuevos parques eólicos que en ese contexto deberían llegar a multiplicar aproximadamente por dos veces la potencia instalada actualmente, ya muy considerable en España si se compara con otros países de nuestro entorno.

Es indudable que un escenario como el anterior significa que se van a producir cambios de envergadura en el sector eléctrico de nuestro país en un plazo relativamente breve de tiempo, no sólo en lo que se refiere a la composición de la planta de generación y la penetración individual de cada tecnología, sino también en cuanto a la capacidad, topología e "inteligencia" de la red de transporte, e indudablemente en la regulación y el funcionamiento económico de los mercados de energía eléctrica, tanto en lo que afecta a las transacciones sujetas al régimen ordinario (mercados *spot*, contratos bilaterales y a plazo) como a las que disfrutan del favorecido régimen especial (tarifas y primas). Además, la creación del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) que comprende España y Portugal y cuya operación se inició en Julio de 2007, aporta una dimensión adicional a la problemática considerada.

El parque eléctrico cuenta en estos momentos en España con un importante número de unidades de generación eólica que sigue creciendo en capacidad instalada a buen ritmo; en la actualidad casi unos 16.000 MW, aproximándose al objetivo de potencia de 20.155 MW que establece para esa tecnología el R.D. 661/2007, aunque el potencial eólico teórico de nuestro país estaría en torno a los 43.000 MW según la estimación de EWEA<sup>3</sup>. La generación eólica es inherentemente distribuida (existe un gran número de unidades de producción repartidas a lo largo y ancho del país) con un factor de carga conjunto que se situaba el año pasado en torno al 23%. Por otra parte, y teniendo en cuenta la perspectiva de las obligaciones comerciales y la cuenta de resultados del productor, no se debe olvidar que el viento es un fenómeno estocástico que se puede caracterizar de manera razonable a muy corto plazo, pero cuya predicción se desvirtúa notablemente si el anticipo supera un cierto número de horas. Esta circunstancia afecta a la preparación de ofertas eólicas a los mercados *spot* del día siguiente, y aumenta significativamente el riesgo de desvíos y penalizaciones para el productor.

La eólica es más difícil de gestionar que otras tecnologías de generación debido a su intermitencia, que unida a una penetración ya significativa y en fuerte crecimiento de este tipo de instalaciones, complica la operación del sistema obligando a disponer de una importante capacidad de reserva rodante para hacer frente a las contingencias de indisponibilidad del recurso y sus consecuencias sobre el abastecimiento de la potencia demandada por el sistema y la estabilidad en tensión y frecuencia de la red de transporte. De hecho Red Eléctrica de España, entidad que actúa como operador del sistema, se ha visto obligada a establecer el año pasado un centro de control específico<sup>4</sup> para el despacho de la energía procedente del régimen especial, al cual se hallan conectadas todas las instalaciones eólicas de potencia superior a 10 MW.

Por su parte hay que recordar que la generación hidráulica de energía eléctrica, tanto por razón de sus restricciones (multiplicidad de usos) como en lo que respecta a sus importantes cualidades (almacenabilidad y flexibilidad) se ha visto tradicionalmente acostumbrada a coordinar su despacho con otras tecnologías de producción normalmente de origen térmico. Dentro de la hidráulica las centrales de bombeo poseen una singularidad especial en cuanto al régimen de explotación que las hace aptas dada su reversibilidad para aprovechar económicamente las diferencias que se dan en los mercados entre horas valle y punta, y crear valor mediante un arbitraje de precios de la energía que se basa en un *swap* tiempo-tecnología: horas valle-centrales de base vs. horas punta-centrales hidráulicas reversibles. Todos estos hechos son suficientemente conocidos y vienen formando parte de las prácticas habituales del negocio eléctrico desde hace bastante tiempo.

En el contexto actual del sistema eléctrico existen sin embargo otras oportunidades adicionales de creación de valor a través del bombeo, debido precisamente a su complementariedad con la generación eólica. La explotación coordinada de ambas tecnologías podría resultar beneficiosa en primer lugar a nivel macroscópico para el sistema en su conjunto, ya que emplearía los exce-

---

<sup>3</sup> EWEA: European Wind Energy Association.

<sup>4</sup> CECRE: Centro de Control del Régimen Especial.

dentos de viento disponibles en horas de baja demanda de electricidad para almacenar energía en los embalses de aguas arriba, entregándosela al sistema en los lapsos provocados por la intermitencia. Por otra parte y a nivel micro podría servir para mejorar significativamente la cobertura de los productores eólicos individuales frente a los riesgos de mercado (cantidad y precio), dando lugar en ese caso a incentivos a la inversión y el desarrollo de nuevos aprovechamientos hidroeléctricos de este tipo. La hidráulica reversible posee por tanto unas cualidades potencialmente excelentes en un escenario de alta penetración eólica, ya que sería capaz de equilibrar los desvíos causados por la intermitencia de ésta, por defecto y por exceso, aumentando las rentas del bombeo y disminuyendo las penalizaciones de la eólica, al tiempo que ahorraría generación térmica contribuyendo además a la estabilidad del sistema.

Lo cierto es que la bondad potencial de la idea debe ponerse a prueba en el contexto de una realidad que muchas veces se distancia de los presupuestos teóricos, y para ello hace falta investigar más a fondo las condiciones que podrían hacer posible la viabilidad tanto técnica, como económica y ambiental de un aprovechamiento integrado entre ambas tecnologías, la hidráulica reversible y la eólica. El estudio de esta cuestión debe plantearse ineludiblemente en un contexto complejo, conformado en lo físico por el sistema eléctrico, en lo económico por el mercado (o mercados) de electricidad, y en lo ambiental por los planes hidrológicos de las cuencas.

La Tabla 1 refleja algunas de las variables que caracterizaban la situación del sistema eléctrico en nuestro país a finales del año 2007, especialmente en lo que se refiere a las tecnologías hidráulica y eólica.

<b>Sistema eléctrico nacional</b>	<b>Año 2007</b>
<b>a) Energía producida/consumida</b>	
Demanda total (GWh)	276.365
Producción eólica (GWh y % del total)	27.026 (9,8%)
Producción hidráulica en régimen ordinario (idem)	26.381 (9,5%)
Consumos bombeo (idem)	4.421 (1,6%)
Producción centrales de bombeo (idem) (*)	3.183 (1,2%)
<b>b) Potencia instalada</b>	
Potencia total instalada (MW)	90.722
Potencia eólica (MW y % del total)	13.606 (15%)
Potencia hidráulica en régimen ordinario (idem)	16.658 (18,4%)
Potencia centrales de bombeo (idem) (**)	4.900 (5,4%)
<b>c) Utilización anual</b>	
Factor de utilización eólica (h/año y % del total)	1.986 (22,7%)
Factor de utilización hidráulica en régimen ordinario (idem)	1.584 (18,1%)
Factor de utilización centrales de bombeo (idem)	649 (7,4%)

(\*) Suponiendo un rendimiento medio de los ciclos  $\eta=0,72$

(\*\*) Dato aproximado

Tabla 1: Datos del sistema eléctrico<sup>5</sup>. España 2007.

## 2. UNA PROBLEMÁTICA AMPLIA A CONSIDERAR

Un análisis somero de los principales factores a tener en cuenta en relación con la problemática enunciada, desvela una multiplicidad de cuestiones de diverso calado y que afectan en distinto grado a los sujetos presentes en el mercado, tal como se indica en la Tabla 2.

	Aspectos técnicos	Aspectos económicos y regulatorios	Aspectos ambientales
Sistema eléctrico	●	●	■
Autoridad hidrológica	⊙	■	●
Productor de energía	●	●	⊙

Tabla 2: Matriz de afecciones que supone la coordinación hidro-eólica

Así pues, desde el punto de vista técnico será preciso considerar:

- 1) Los efectos que la coordinación hidro-eólica puede producir sobre el ajuste eficiente de las curvas agregadas de carga y producción del sistema eléctrico (demanda y oferta horaria de potencia) en el contexto de referencia (MIBEL), y en consecuencia sobre la gestión de los desvíos, la estabilidad del sistema, y la regulación técnica del mismo atendiendo a las necesidades de despacho de reserva secundaria y terciaria.
- 2) Los requerimientos que ello supone desde el punto de vista de las características (capacidad, topología e “inteligencia”) de las infraestructuras de red de transporte, y en su caso de distribución, de electricidad.
- 3) La proporcionalidad en el dimensionamiento de las capacidades de generación correspondientes a cada tecnología, así como la especificación de los medios de interconexión hidro-eólica y de evacuación de energía a la red.
- 4) Los requisitos que deberán cumplir los procedimientos y sistemas de control automático de la generación (sistemas de información, comunicaciones y control para la coordinación hidro-eólica)

En lo que se refiere a la perspectiva económica y regulatoria, se deben investigar las cuestiones siguientes:

- 5) La viabilidad económica de la explotación coordinada hidro-eólica en términos de optimización de rentas y cobertura de los riesgos de canti-

<sup>5</sup> Fuente: Comisión Nacional de la Energía.

dad y precio, y en tal caso la reforma de las reglas de funcionamiento del MIBEL para habilitar ese tipo de ofertas combinadas.

- 6) Análisis coste-beneficio del almacenamiento de energía eólica excedentaria a través del bombeo, y su comparación con otras alternativas disponibles como podrían ser la producción de hidrógeno o de aire comprimido, las baterías de Na-S o los *flywheels* (acumuladores de energía cinética de rotación).

En cuanto a los factores ambientales, se deberán contemplar las cuestiones que seguidamente se señalan, la primera de las cuales afecta esencialmente a las autoridades de cuenca y la segunda al operador del sistema y a los productores de explotaciones combinadas:

- 7) Los criterios que serían aplicables a una planificación multiobjetivo del recurso hídrico, especialmente cara a la optimización de la coordinación hidro-eólica junto con otros usos consuntivos del agua y la recuperación ambiental de los ríos (detracciones y aportes).
- 8) Las implicaciones para la coordinación hidro-eólica que suponen las determinaciones normativas de los Planes Hidrológicos de las cuencas.

Siendo todas estas cuestiones importantes (aunque no las únicas), se esbozan en este artículo algunas consideraciones sobre dos de ellas en particular, las número 5 y 8. La primera porque constituye la base racional desde el punto de vista económico de cualquier motivación a favor de la coordinación hidro-eólica en origen, que es el interés del productor que abastece el MIBEL. La segunda porque, a diferencia de otras tecnologías de generación, la hidráulica se encuentra sometida a restricciones adicionales, derivadas de su naturaleza de recurso ambiental y uso múltiple que pueden condicionar la libertad de acción restringiendo la posibilidad de optimización que se persigue en un planteamiento de esta naturaleza.

## 2.1. LÓGICA ECONÓMICA DEL APROVECHAMIENTO COORDINADO DE ENERGÍA HIDRO-EÓLICA

El productor eólico que oferta su energía en el mercado diario del MIBEL (mercado *spot* mayorista) afronta un riesgo real de cantidad debido a la impredecibilidad de su producible con la precisión horaria que le exige en su compromiso el operador, con un día de anticipación sobre la entrega (según las reglas del mercado la ventana temporal varía entre 14 y 38 horas). También podría estar expuesto a un riesgo potencial de precio, debido a la fluctuación del marginal que marca para cada hora la casación de la energía demandada por el sistema con la oferta que hacen todas las unidades de generación, sea cual sea su tecnología, aunque la regulación actual del régimen especial elimina este riesgo si se oferta la energía a precio cero.

Ciñéndonos al riesgo de cantidad, éste se produce como consecuencia de la dificultad de predecir la disponibilidad real de la energía eólica ofertada al mercado en los husos horarios correspondientes del día posterior a la oferta. Si el productor no tiene la posibilidad de entrega o excede la cantidad ofertada debe asumir los costes que el sistema le impone como consecuencia de la pe-

nalización por desvío, ya que esa energía debe ser aportada por otra unidad de generación en situación de reserva en caso de subida o va en detrimento de una unidad programada en caso de regulación de bajada. El coste de los desvíos puede llegar a suponer entre el 10% y el 25% de la energía facturada por la instalación, dando lugar a una incertidumbre en la generación de *cash-flow* que es difícilmente compatible con los principios de *project finance*, modalidad de financiación bajo la cual se promueven muchas instalaciones eólicas y que requiere estabilidad del flujo de ingresos.

Aunque en un cómputo anual de 8.760 horas se suele aceptar que la función de distribución acumulada o curva de duración del viento sigue una distribución de Weibull, y por tanto se encuentra razonablemente caracterizada en términos estadísticos a tales efectos, lo cierto es que en la práctica del día a día la incertidumbre en la predicción del producible eólico para una instalación concreta aumenta sustancialmente en función de la anticipación con que ésta se efectúe en relación con el momento de entrega de la energía al mercado. Estudios como el realizado por Holtinen, Nielsen y Giebel<sup>6</sup> en Suecia (2002) o el de Juban y Fugon<sup>7</sup> en Francia (2008), muestran que para plazos entre 24 y 36 horas la variabilidad puede llegar a alcanzar valores del 40% con cierto grado de significación estadística.

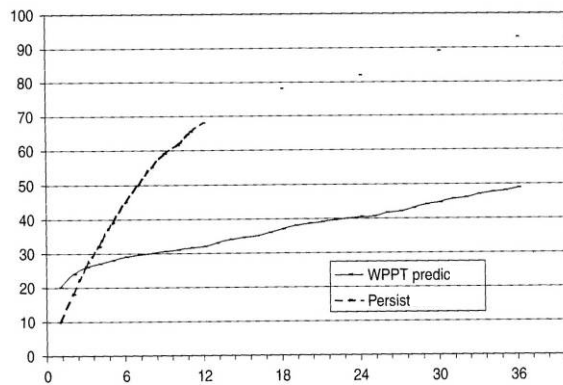


Fig. 1: Ejemplo de la variabilidad de la predicción y su persistencia dependiendo de la anticipación horaria

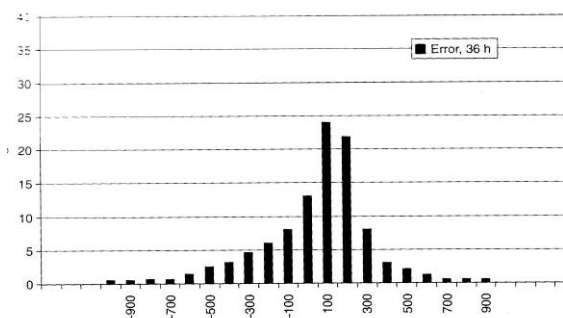


Fig.2: Atenuación de la distribución de frecuencias de la variabilidad del producible a 36 h. como efecto de la agregación de instalaciones ( $P \approx 1000$  MW)

<sup>6</sup> *Wind Energy in the Liberalised Market. Forecast Errors in a Day-ahead Market.* H. Holtinen, T.S. Nielsen, G. Giebel. 2nd Intl. Symposium on Distributed Generation. Stockholm, 2002.

<sup>7</sup> *Uncertainty Estimation of Wind Power Forecasts. Comparison of Probabilistic Modelling Approaches.* J. Juban, L. Fugon. École des Mines de Paris, 2008.

Los sistemas actuales de predicción que se emplean son cada vez más sofisticados y parten de modelos meteorológicos numéricos NWP (*numerical weather prediction*) que estiman las variables espacio-temporales de velocidad y dirección locales del viento en el emplazamiento de la instalación, considerando las características de topografía y rugosidad que presenta en terreno, aparte de la propia inestabilidad atmosférica y su dinámica. El *output* se utiliza para alimentar a su vez otros modelos específicos denominados WPFT (*wind power forecast tools*) que reflejan las características de las turbinas eólicas, especialmente su curva de potencia que es perfectamente conocida por el fabricante, y otros hechos que pueden producirse en el emplazamiento como pueden ser el efecto obstaculizador de otras turbomáquinas próximas o las estelas que éstas dejan a sotavento. Si bien estos fenómenos van siendo mejor conocidos a medida que aumenta la experiencia de la industria eólica y aumentan los registros de datos históricos, aún resulta difícil en el actual estado del arte mitigar sustantivamente el grado de incertidumbre que afecta a la predicción de un productor individual de tamaño pequeño o medio. Las Figuras 1 y 2 reflejan gráficamente las circunstancias anteriores.

Frente a esta situación los productores suelen reaccionar poniendo en práctica diversas estrategias de cobertura, como puede ser la agregación de la oferta de distintos parques eólicos no correlados, de tal manera que se reduzca a límites aceptables la variabilidad media de la producción del conjunto (lo cual tiene sus límites físicos y también debido al modelo actual del mercado eléctrico), o efectuando individualmente una gestión del riesgo mediante instrumentos financieros derivados. Otra posibilidad es la que se trata en este artículo y consiste en la cobertura del riesgo mediante una explotación coordinada entre parques eólicos y centrales de bombeo u otras formas de almacenamiento de energía. Esta opción ha sido ya analizada en distintos países europeos como Alemania (Leonhard y Grobe<sup>8</sup>), Portugal (Castronuovo y Peças<sup>9</sup>), o Grecia (Papathanasiou y Boulaxis<sup>10</sup>) con conclusiones desiguales dependiendo fundamentalmente de las circunstancias de cada país, el diseño particular de los mercados nacionales o regionales de electricidad y la tecnología de almacenamiento considerada en cada caso.

En España también se han empezado a realizar algunos estudios sobre la coordinación hidro-eólica, aunque generalmente abordando el problema de forma limitada a algunos aspectos específicos dentro de la amplia variedad que el tema plantea, tal como se indicaba al inicio de este capítulo. Estas investigaciones normalmente se refieren a simulaciones de la eficiencia económica de un aprovechamiento integrado de ambas tecnologías basándose en el uso de modelos matemáticos de optimización. Pueden mencionarse en esta línea los trabajos llevados a cabo por García y Moraga (2006 y 2008) en el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comillas, y también aunque con un enfoque algo diferente los del grupo de Conejo y Contreras en el departamento de Sistemas Eléctricos de la Universidad de Castilla – La Mancha (2008).

---

<sup>8</sup> *Sustainable Electrical Energy Supply with Wind a Pumped Storage. A Realistic Long-Term Strategy or Utopia?* W. Leonhard, M. Grobe. Technical University Braunschweig, Germany, 2004.

<sup>9</sup> *On the Optimization of the Daily Operation of a Wind-Hydro Power Plant.* E. D. Castronuovo, J. A. Peças. INESC -Porto, Portugal, 2004.

<sup>10</sup> *Operating Policies for Hybrid Wind-Hydro Power Stations in Island Grids.* M. Papadopoulos, N. Boulaxis. Regulatory Authority for Energy (RAE), Greece, 2006.



La estrategia de cobertura de un productor eólico frente al riesgo de cantidad será normalmente resultado de un proceso de optimización cuya función objetivo a minimizar es el coste de los desvíos. Y es aquí donde la complementariedad hidro-eólica podría llegar a desempeñar un papel relevante, enriqueciendo el planteamiento. Hay que tener en cuenta que en un supuesto de explotación conjunta de ambas tecnologías la central reversible ha de perseguir en su funcionamiento no sólo la obtención de rentas siguiendo el modelo clásico del negocio del bombeo basado en el arbitraje entre horas valle y horas punta (objetivo irrenunciable), sino también la asistencia al parque eólico en la minimización de sus desvíos. Para ello se emplean modelos con distintas técnicas de programación lineal entera, mixta o estocástica, en un contexto de optimización que contempla múltiples escenarios de predicción del producible eólico y de los precios horarios de la electricidad en el mercado *spot*, generados mediante el método Monte Carlo.

La mayoría de los estudios sobre coordinación hidro-eólica realizados en nuestro país y que toman como contexto de referencia el MIBEL, llegan a la conclusión de que una explotación combinada óptima de instalaciones de ambas tecnologías tratadas como una sola unidad de generación superaría en eficiencia económica a la suma de cualquiera de las alternativas de explotación independiente de cada una de ellas por su cuenta, demostrando que al menos en desde el punto de vista teórico existe una lógica económica a favor de este tipo de planteamiento.

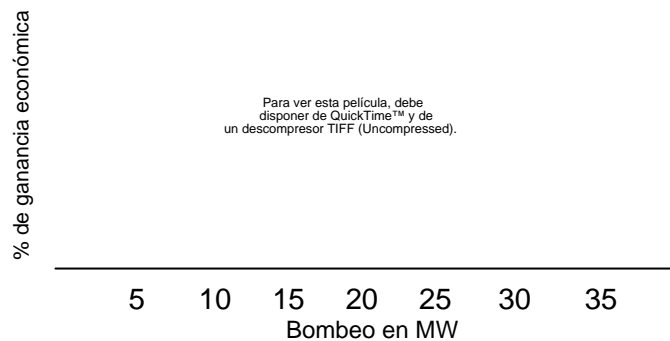


Figura 3: Mejora del rendimiento económico de una explotación combinada hidro-eólica para 40 MW eólicos, a medida que aumenta la potencia del bombeo

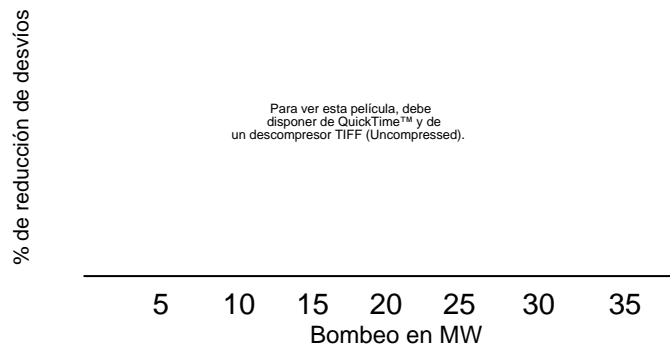


Figura 4: Reducción de los desvíos en una explotación combinada hidro-eólica para 40 MW eólicos, a medida que aumenta la potencia del bombeo

Uno de estos trabajos<sup>11</sup> muestra en particular cómo en el caso de un parque eólico de 40 MW coordinado con una central hidráulica reversible con potencias crecientes desde 5 MW a 35 MW y con capacidad de almacenamiento límite en el embalse superior de 280 MWh, aumentaría las ganancias de la explotación conjunta en valores que van desde un 2% a 4% en relación con las obtenidas mediante la suma de los resultados independientes de cada instalación. Reduciéndose además en tal caso las penalizaciones por desvíos del parque eólico entre un 20% y un 50%, lo cual no sólo supone una ventaja económica sino también ambiental, al evitar la entrada en funcionamiento de grupos de reserva rodante normalmente equipados con tecnología térmica y emisores por tanto de gases de efecto invernadero. Las Figuras 3, 4 y 5 recogen los resultados anteriores.

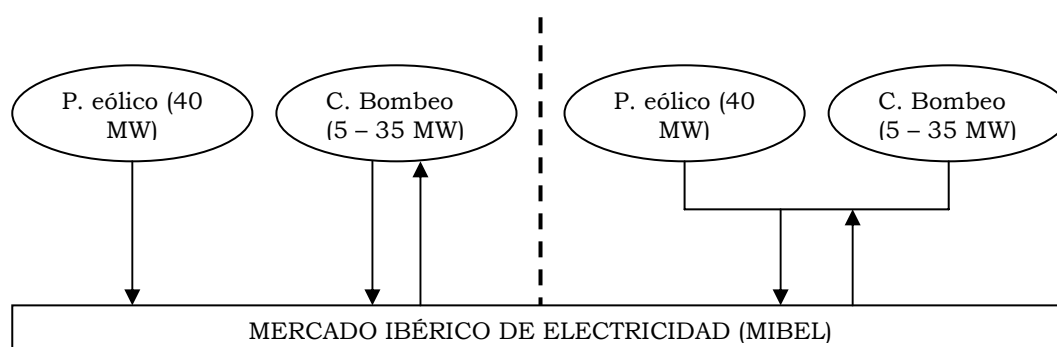


Figura 5: Modos de explotación independiente (izquierda) y coordinada

A pesar del mérito que se puede deducir de todas estas consideraciones sobre la coordinación hidro-eólica, la viabilidad de la idea requiere efectuar análisis más finos teniendo en cuenta no sólo los factores que se han resaltado en la Tabla 2, sino también las circunstancias particulares de cada caso concreto donde se pueda plantear una actuación en este sentido. Hay que conocer bien las características técnicas y las condiciones de explotación de las centrales de bombeo que existen en la península Ibérica y su relación con los parques eólicos circundantes, así como la posibilidad de acometer nuevas instalaciones. En el caso de considerar la construcción de nuevos bombeos o de instalar capacidad adicional a los que se encuentran en explotación, debe tenerse en cuenta el coste correspondiente con sus múltiples componentes y la rentabilidad de la inversión. Por otra parte, la viabilidad de la coordinación hidro-eólica en España necesitaría retoques en la regulación del mercado de electricidad, en concreto reconociendo la habilitación legal de unidades de generación que combinan ambas tecnologías para ofertar energía conjuntamente en el mercado.

<sup>11</sup> *Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market*. J. García-González, R. Moraga, L. Matres, A. Mateo. Instituto de Investigación Tecnológica, UPC, 2008.

Parece evidente que la oportunidad y rentabilidad económica de la coordinación hidro-eólica en el contexto del MIBEL son cualidades potenciales que deben considerarse cuidadosamente teniendo muy en cuenta el diseño regulatorio y las normas del funcionamiento del mercado. Este es un hecho central que afecta a todo el planteamiento de las energías renovables en nuestro país, y por tanto las aportaciones que se hagan desde el ámbito de la ingeniería hidráulica deberían contribuir a esclarecer las decisiones de la política energética sobre un tema en el convergen opiniones e intereses que no siempre se encuentran alineados.

## 2.2. LA COORDINACIÓN HIDRO-EÓLICA Y LOS PLANES HIDROLÓGICOS DE CUENCA

Expuesto el interés de la idea, la preocupación de los autores se centra ahora en que el actual proceso de planificación no contemple adecuadamente la posibilidad de coordinación hidro-eólica e introduzca rigideces que luego resulten difíciles de superar.

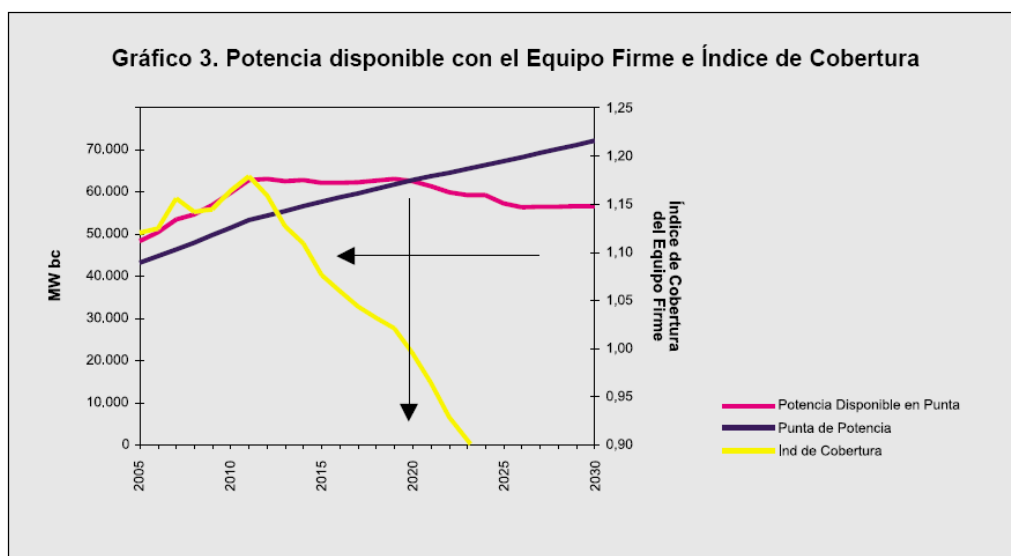
En efecto, tras unas décadas en las que la obtención de energía hidroeléctrica fue objetivo impulsado y favorecido por la acción pública, las connotaciones que han gravitado sobre los embalses y aprovechamientos hidroeléctricos, considerándose como una presión de la actividad humana sobre los ríos y que produce un impacto ambiental desfavorable sobre los ríos y ecosistemas asociados, han ido orillando y apartando de la agenda de las autoridades hidráulicas la componente energética del agua.

Queremos alertar del grave peligro que esto supone, además de expresar nuestra consideración de que sobre una base cierta se ha generado un estado de opinión injusto. No puede dejarse de apuntar que el aprovechamiento hidroeléctrico de nuestros ríos, por un lado, ha permitido la generación de energía limpia y renovable, resolviendo uno de los problemas ambientales más serios de la humanidad (suministrar energía aprovechando un elemento renovable, sometido al ciclo hidrológico, sin consumirlo, sin sobreexplotar los recursos fósiles, agotables y que emiten gases de efecto invernadero). Tampoco debemos obviar la consideración de que, si bien ha introducido cambios morfológicos y de circulación de caudales en los ríos, a la vista están las características de los cauces y de sus ecosistemas asociados, y alguno de los que suscribe ha podido leer de organizaciones ecologistas destacadas cómo se alababa el estado ecológico y se glosaban detalladamente los valores ambientales de cauces muy representativos (y por cierto muy regulados y aprovechados hidroeléctricamente aguas arriba) como de “único en Europa”, cuando se pretendía en ese momento dragar el cauce. La compatibilización de los usos hidroeléctricos con el buen estado de las aguas, tema necesario, no es asunto excepcional con respecto a otros usos del agua, y responde a una acertada evolución conceptual hacia el desarrollo sostenible, que merece estudio, reflexión y adopción de medidas, pero no abandono ni elipsis.

No debiera entenderse esto como un alegato apriorístico a favor de los embalses y de los aprovechamientos hidroeléctricos, sino como una llamada a objetivar seriamente los temas, estudiar adecuadamente el estado de nuestros ríos y ecosistemas asociados, y adoptar las decisiones correspondientes. No se puede avanzar a base de demagogias. Pero cuando éstas se transforman, por

desgracia, en presiones reales y efectivas contra los responsables administrativos y políticos, es humano obviar los temas peliagudos y dedicar el esfuerzo a tareas más gratificantes. He ahí un peligro evidente que debemos abordar adecuadamente, pues puede condicionar la adopción de decisiones y conducir a adoptar medidas menos eficientes, pero más fáciles.

Hay que resaltar que la península ibérica (y España en particular) tiene un grave problema energético, y que dado que la planificación energética apunta el camino de abastecer la demanda eléctrica cada vez más con un sistema basado en la generación eólica, constituyendo ésta la concreción más clara de nuestra apuesta por las energías renovables (con un 50% de incremento de potencia eólica instalada sobre la existente en 2007, y una previsión de incremento de producción eólica del 68%), nos apoyaremos cada vez más, para la cobertura de demanda, en energías limpias y renovables, pero con las características intrínsecas ya apuntadas de discontinuidad, intermitencia y falta de almacenabilidad.



Fuente: Prospectiva de generación eléctrica 2030, UNESA, Diciembre 2007

En definitiva, la existencia cada vez mayor de un volumen apreciable de generación eólica, con alta volatilidad, hace que el sistema deba estar preparado para una situación de punta en la que la eólica aporte muy poca potencia y para cubrir su volatilidad con suficientes reservas de operación.

Como siempre hemos comentado en materia de planificación hidráulica, ésta ha de ponerse al servicio de las planificaciones sectoriales correspondientes. Preocupa a los autores que este extremo, dada la presente ausencia de debate a este respecto (al menos aparente), no sea suficientemente tenido en cuenta en estos momentos, en los que la afortunadamente decidida apuesta por aplicar la Directiva Marco del Agua está impulsando el proceso de revisión y elaboración de unos nuevos Planes Hidrológicos de cuenca, que quizá se vean culminados con al revisión y aprobación de una nuevo Plan Hidrológico Nacional.

La coordinación hidro-eólica, desde el punto de vista del agua, requiere disponer de volúmenes de agua (que no se consumen ni contaminan) sometidos a un régimen de explotación determinado, condicionado para dar cobertura a la energía eólica y sus irregularidades, entre una diferencia de cota, de modo que se turbine o se bombee, de modo reversible, según las necesidades. En un caso ideal, es una reserva de agua que se aparta del ciclo hidrológico y se destina al almacenamiento o producción de energía. Se requiere así un volumen de agua (que no se consume), una capacidad de embalse inferior y otra a superior cota, y su conexión mediante bombeo y turbinación. Puede llevarse a cabo entre embalses ya existentes (los hay, e importantes, concatenados), aumentando las centrales reversibles ya existentes, aprovechando sistemas de aprovechamiento ya existentes, o construyendo otros nuevos. Pero si hablamos de coordinar con la energía eólica, que como sabemos está diseminada por nuestra geografía, también debiera disponerse de manera diseminada por nuestra geografía, y coherente con la red de transporte eléctrico, de modo que garantice la cobertura energética (y la falta de apagones por puntas en momentos determinados).

Esto exige una aplicación de las reservas de agua (que permite nuestra legislación de aguas) a este destino, por una parte, y el estudio de las diversas posibilidades de acomodación de aprovechamientos ya existentes (como el aprovechamiento de los sistemas de riego, en los que en su proceso de modernización proliferan las estaciones de bombeo y las balsas elevadas para suministrar agua a presión). Sería posible cubrir el objetivo con un modelo distribuido, a base de grandes aprovechamientos reversibles (como los existentes y los que están en proceso de construcción) y de otros numerosos y diseminados a los que se otorgase capacidad de suministrar y autoabastecerse de energía hidro-eólica, además de ofertarla al mercado MIBEL.

Además de ello, aunque no es una medida específica de garantía de suministro, a la hora de la verdad el proceso de autorización de nuevos equipos juega un papel importante en la suficiencia de la generación. El conjunto de procedimientos y permisos necesarios para construir un grupo nuevo se demora en el tiempo, y puede llegar a atener una influencia notable en el problema de la fiabilidad. Si no se enmarcan, desde el punto de vista del agua, en este proceso de planificación hidrológica este tipo de aprovechamientos, su tramitación concesional se verá dificultada de manera significativa, mientras que si por el contrario reciben un amparo normativo determinado con la aprobación de los diversos planes de cuenca

Como orden de magnitud:

- Nuestros embalses suponen con su capacidad de almacenamiento de 56.000 hm<sup>3</sup>, una capacidad hidroeléctrica equivalente a 17,9 millones de GWh

- Si en las condiciones actuales (2007) ya se han planteado problemas en determinadas zonas, cuando menos debiera mantenerse la proporción entre potencia eólica y potencia hidráulica reversible: esto supone aumentar un 50% la potencia instalada (actualmente 4.900 MW), es decir, 2.450 MW adicionales a los actualmente existentes (como mínimo). Esta cifra, que no tiene por qué ser suficiente, es claramente superior a la que ya han activado nuestras grandes compañías energéticas.

-Considerando 4 horas de funcionamiento al día podemos hablar de un volumen de 250 hm<sup>3</sup> a subir/bajar una altura media de 50 metros (o 25 hm<sup>3</sup> unos 500 metros).

Ciertamente caben otras soluciones de suministro (más ciclos combinados, más centrales de punta asociadas a combustibles fósiles) pero ni supondría aprovechar la potencialidad de la eólica ni sería coherente con la senda de desarrollo sostenible ya aceptada en nuestra planificación energética.

Entendemos que el asunto es de tanta importancia que, a la par de incentivarse económicamente la introducción de energía eólica, e independientemente de la posible rentabilidad intrínseca de esta coordinación hidro-eólica, si así no resultara, no sería coherente la falta de incentivación económica de la hidráulica reversible, como instrumento complementario necesario (desde una apuesta medioambiental de desarrollo sostenible). Hay que tener en cuenta que la introducción de energía eólica (y otras renovables) no es una apuesta basada en parámetros de rentabilidad económica, sino desde una perspectiva de sostenibilidad (reducción de emisiones a la atmósfera, fundamentalmente).

Igualmente entendemos que los meros mecanismos de mercado, si no se dota previamente de un marco regulatorio determinado y estable, difícilmente solucionarán *per se* el problema existente, toda vez que la importancia de las inversiones y las trabas administrativas en rara ocasión se verán superadas por el interés empresarial particular, en temas en los que la internalización de costes ambientales juega papel tan relevante.

Por lo que indefinitiva reclamamos que la planificación hidrológica y energética se entiendan (hay evidentemente más motivos para ello que el que aquí se expone) y abran un cauce adecuado para la coordinación hidro-eólica, dadas sus virtudes.

### 3. CONCLUSIONES

Como colofón de lo que se ha expuesto en este artículo se pueden extraer, de manera muy sintética, las conclusiones siguientes.

- Si bien es cierto que existe una lógica económica a favor de la coordinación hidro-eólica en el contexto del MIBEL, es preciso realizar análisis mucho más completos de la problemática que entraña, y desde luego detallados para cada posible oportunidad de realización de la idea.
- La coordinación hidro-eólica muestra ventajas potenciales para el sistema eléctrico en su conjunto, no sólo en el plano de la eficiencia económica sino en cuanto a la reducción de las necesidades de reserva secundaria y terciaria, y por tanto supone menor necesidad de generación térmica, es decir reducción de emisiones. También tendría efectos positivos para la estabilidad de la frecuencia del sistema.
- Para hacer posible lo anterior debe existir una mejor coordinación entre las políticas públicas de energía (marco regulatorio y modelo de mercado) e hidrológica (planificación), sin lo cual difícilmente será posible obtener las ventajas señaladas en este artículo.