



**Javier García González**

Ingeniero Industrial (UPC), especialidad Eléctrica (1996) y Doctor Ingeniero Industrial ICAI (2001). Actualmente es profesor del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de la ETSII ICAI e investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).



**Rocío Moraga Ruiz de la Muela**

Ingeniera Industrial por la Universidad de Málaga (2003). Actualmente, investigadora en formación en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid.



**Sergio Nogales Becerra**

Ingeniero Industrial, especialidad Eléctrica por la Universidad de Sevilla (1998). Actualmente a cargo de la Gestión Hidráulica dentro de la Subdirección de Análisis y Previsiones de la Dirección de Mercado Eléctrico de Endesa.



**Ángel Saiz Chicharro**

Ingeniero del ICAI, especialidad Eléctrica (1976) y Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (1986). Actualmente subdirector de Análisis y Previsiones de la Dirección de Mercado Eléctrico de ENDESA.



## Gestión óptima de los embalses en el medio-largo plazo bajo la perspectiva de una empresa generadora en el mercado eléctrico

El objetivo de este artículo es presentar una panorámica general del conjunto de problemas a los que se enfrentan los responsables de realizar la gestión de los embalses en el contexto de un mercado eléctrico.

En un sistema eléctrico liberalizado como el español, las empresas generadoras son las responsables de planificar la explotación de sus propios recursos de generación. En particular, la planificación del equipo hidroeléctrico en el medio y largo plazo constituye una difícil tarea, no sólo debido a las múltiples peculiaridades de los sistemas hidráulicos sino también debido a que esta planificación debe realizarse conjuntamente con el resto de tecnologías de generación, considerando las características propias de los sistemas eléctricos de potencia. Este problema es conocido en la literatura como problema de coordinación hidrotérmica.

Los modelos de coordinación hidrotérmica, y en especial aquellos orientados a una situación de mercado donde los distintos participantes compiten para satisfacer la demanda, han sido objeto de numerosas investigaciones durante los últimos años. En estos modelos de mercado, el equipo hidráulico normalmente es representado de forma simplificada mediante equivalentes energéticos que aglutinan de forma agregada la producción de un conjunto de centrales localizadas en la misma cuenca. Para que el operador responsable de la planificación pueda elaborar la previsión detallada de las producciones de cada una de las centrales, así como de la evolución de las reservas en los embalses, es necesario disponer de herramientas adicionales que garanticen la coherencia entre la representación simplificada utilizada en el modelo de coordinación hidrotérmica y la realidad física que la sustenta.

## Introducción

Una de las características principales de los sistemas eléctricos liberalizados es que la planificación de la explotación se realiza de forma descentralizada. Por ello, desde que el mercado eléctrico español comenzó a funcionar en 1998, las empresas generadoras se han visto obligadas a planificar la gestión de sus propias reservas hidráulicas a lo largo del año, a decidir la política de mantenimientos de sus centrales térmicas e hidráulicas, a tomar las decisiones de arranques y paradas cada semana, etc. Este artículo se centra en el problema de la planificación de los recursos hidroeléctricos en el medio y largo plazo —de un mes a un año— y está planteado bajo la perspectiva de una compañía generadora que debe conjugar sus propios intereses con los diferentes usos del agua.

En el sistema español, la producción hidráulica media anual es del orden de 29.000 GWh. Las cuotas de hidráulica por empresa, en cuanto a potencia hidráulica instalada (incluyendo bombeo) y con datos del MINECO de octubre de 2004, son de 31,8% para Endesa, 51,1% para Iberdrola, 10,6% para Unión Fenosa, 2,5% para Hidrocantábrico y 3,9% para Viesgo. En el mercado eléctrico español, las unidades de oferta asociadas a la generación hidráulica no representan individualmente a ninguna central concreta como sí ocurre con la térmica, sino que aglutinan la producción agregada de todas las centrales pertenecientes a una misma cuenca o zona hidrográfica. Cada una de ellas se denomina Unidad de Oferta de Generación Hidráulica (UGH de aquí en adelante). Existen 17 UGHs de hidráulica convencional y turbina-ción de bombeo mixto. Además de éstas, existen otras UGHs para las centrales de bombeo puro.

## El problema de la coordinación hidrotérmica

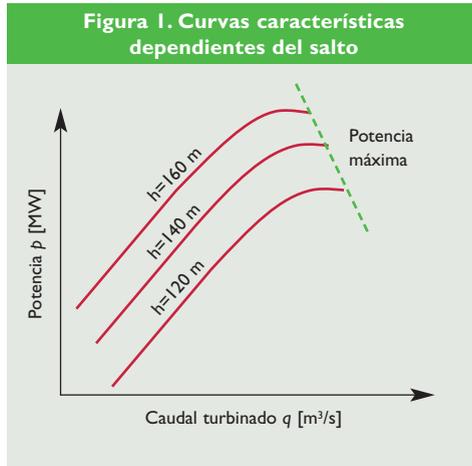
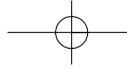
Como es bien conocido, una de las características fundamentales de la electricidad es que ésta no puede almacenarse en cantidades significativas de forma económicamente eficiente, siendo necesario que en todo momento exista un equilibrio exacto entre la generación y la demanda. Sin embargo, los recursos de generación hidroeléctrica pueden considerarse como una excepción a dicha afirmación. En cierto modo, cuando se almacena en los embalses el agua proveniente de las precipitaciones o de los deshielos, se está almacenando una energía potencial

que posteriormente podrá ser transformada en electricidad en las turbinas de las centrales. Ante esta capacidad de almacenar la energía para posteriormente consumirla, el responsable de tomar las decisiones de explotación se enfrenta ante el difícil problema de decidir cuándo es más conveniente hacerlo. Dado que la demanda del sistema debe satisfacerse en todo momento, la demanda que no sea cubierta con los recursos hidráulicos deberá ser cubierta con otro tipo de tecnologías que, en el caso de utilizar combustibles fósiles, tendrán tanto unos mayores costes variables de generación como un mayor impacto ambiental. Así pues, la gestión de los embalses dentro de un sistema eléctrico con activos de generación térmicos e hidráulicos no puede realizarse de forma aislada, sino que es necesario realizar una optimización de todo el conjunto con el objetivo de minimizar el consumo de combustible fósil y los procesos de arranque-parada del equipo térmico, tanto por su elevado coste de producción como por su impacto en la disponibilidad de los equipos. A este problema se le conoce en la literatura técnica como problema de coordinación hidrotérmica, y puede abarcar horizontes temporales desde el corto plazo (de un día a una semana) hasta el largo plazo.

En la práctica, el problema de coordinación hidrotérmica debe ser ampliado para considerar las restricciones y limitaciones que pueden estar definidas por otras utilidades del agua, en ocasiones más importantes que la producción eléctrica, como pueden ser necesidades de riego o actividades deportivas.

Durante los últimos años, una nueva generación de modelos de coordinación hidrotérmica ha sustituido a los modelos tradicionales de minimización de coste. En estos nuevos modelos, además del modelado clásico del equipo de generación, se introduce el concepto de equilibrio de mercado para intentar capturar el comportamiento estratégico de los diferentes participantes en el mercado que compiten por suministrar la demanda eléctrica [Ventosa *et al.*, 00], [Hobbs, 01], [Barquín *et al.*, 04].

Desde el punto de vista de la hidráulica en el medio y largo plazo, tanto los modelos clásicos de explotación como los nuevos modelos de equilibrio de mercado utilizan una representación simplificada del equipo hidroeléctrico. La razón de este hecho es que si se introdujera un mayor nivel de detalle



(modelando, por ejemplo, cada central y embalse individualmente, con todos los correspondientes acoplamientos espacio-temporales que los caracterizan) daría lugar a un problema cuya resolución resultaría computacionalmente muy costosa, o incluso irresoluble con las actuales técnicas de optimización disponibles.

### Características de los sistemas hidroeléctricos

A diferencia del equipo térmico, el equipo de generación hidráulica presenta configuraciones mucho más heterogéneas: desde instalaciones como el complejo hidráulico de las Tres Gargantas en China con 18.200 MW de potencia instalada o los 14.000 MW de la central de Itaipú en Sudamérica, hasta las centrales minihidráulicas que aprovechan el cauce de un río para generar pequeñas potencias. A continuación se describen las características más importantes que es necesario considerar para planificar la gestión de los embalses.

#### Tipos de centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas pueden básicamente clasificarse en dos tipos. Por un lado están las centrales hidráulicas de agua fluyente que no tienen un embalse asociado. En estas centrales, todo el caudal de agua que les llega debe ser turbinado (o vertido en el caso de superar los límites máximos de caudal admisibles). El otro tipo de centrales son las denominadas comúnmente centrales regulables, que disponen de un embalse asociado con el que pueden almacenar agua y, por lo tanto, hacer una gestión de esa energía almacenada a lo largo del tiempo. Dependiendo de la capacidad del embalse, la gestión del agua puede realizarse atendiendo a

distintos horizontes temporales. Por ejemplo, los embalses con capacidad de regulación hiper-anual permiten almacenar las aportaciones recibidas durante años húmedos para consumirlas en años secos. Los embalses con capacidad de regulación anual pueden “mover” agua de unos meses a otros con el objetivo de reservar la energía para épocas de elevado consumo o de sustituir a otras tecnologías de generación menos económicas o con un mayor impacto ambiental. Finalmente, es posible que existan también pequeños embalses con una menor capacidad que únicamente les permita almacenar el agua durante unos pocos días o semanas. Por ejemplo, en los embalses de corto plazo, es posible almacenar el agua durante el fin de semana (es decir, con menores niveles de demanda) o durante las horas de valle para producir en las horas de punta y de este modo sustituir a otras centrales con un mayor coste variable.

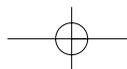
#### Dependencia de la potencia con el caudal y el salto neto

La potencia producida por un grupo hidráulico depende del caudal de agua que impacta en los álabes de la turbina, así como del salto neto existente, es decir, del desnivel comprendido entre la superficie libre del agua en el punto de carga y el nivel de desagüe de la turbina, descontando las pérdidas de carga producidas en las conducciones. De este modo, suponiendo un caudal turbinado  $q$  y un rendimiento  $\eta$ , la potencia producida por un grupo generador hidroeléctrico puede expresarse matemáticamente como:

$$p = \rho \cdot g \cdot \eta \cdot h \cdot q \quad (1)$$

donde  $\rho$  representa la densidad del agua y  $g$  la aceleración de la gravedad. Por otro lado, el rendimiento de la transformación depende del punto de funcionamiento de la turbina, y por lo tanto  $\eta = \eta(h, q)$ .

Como consecuencia de lo anterior, existe una relación no lineal entre la potencia producida, el caudal turbinado y el salto neto existente. Por ejemplo, en la Figura 1 se muestra un ejemplo de las curvas potencia-caudal, discretizadas para un conjunto de saltos netos [Wood y Wollenberg, 84]. Cuando no existe dependencia con el salto, como por ejemplo en las centrales fluyentes, basta con considerar una de estas curvas para caracterizar la potencia producida por el grupo.



Sin embargo, en las centrales regulables es necesario considerar dicha dependencia que normalmente es introducida en forma de superficie característica (Ver Figura 2). En estas superficies, para cada pareja caudal-salto neto es posible obtener la potencia generada correspondiente. Nótese que, a su vez, el salto neto dependerá del volumen de agua embalsada dependiendo de la geometría del vaso, así como del volumen de agua embalsada que pueda existir inmediatamente aguas abajo en el caso de que exista solape entre embalses consecutivos.

En definitiva, hay que destacar que el modelado correcto de este tipo de dependencias no lineales, que ligan a variables de decisión fundamentales en la optimización de la gestión de los embalses, exige la aplicación de sofisticadas técnicas matemáticas para garantizar que la solución obtenida sea acorde con la realidad del problema.

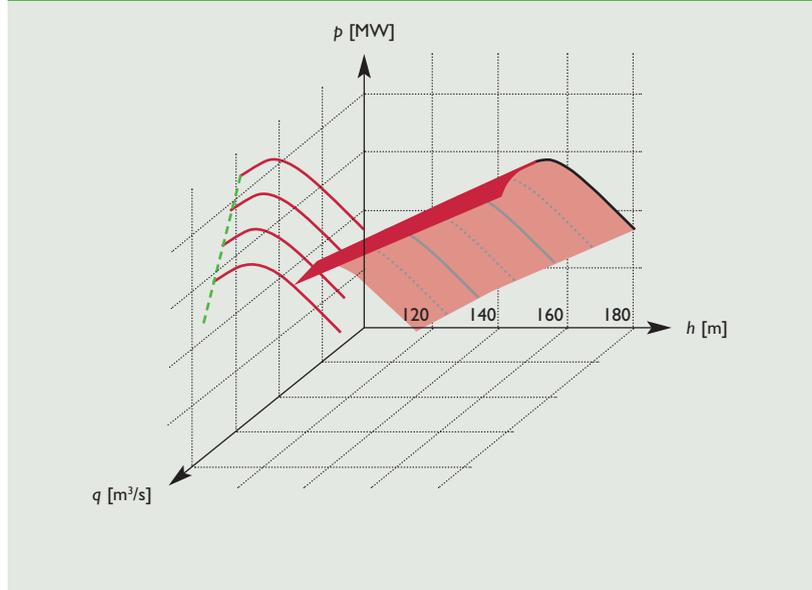
### Topología de las cuencas

Los aprovechamientos hidroeléctricos se localizan normalmente en los cauces naturales de los ríos. Por ese motivo, todo el caudal liberado por un embalse situado al comienzo de la cadena acabará por llegar a las centrales situadas aguas abajo al cabo de un determinado tiempo de paso. Además de las centrales y de los embalses, los puntos de aportación son aquellos nudos de la red hidráulica donde entra agua al sistema proveniente de las aportaciones naturales. También es necesario incluir detracciones, modeladas como aportaciones negativas, y que representan salidas de agua necesarias para satisfacer usos ajenos a la producción de energía eléctrica, como por ejemplo el consumo humano o los regadíos.

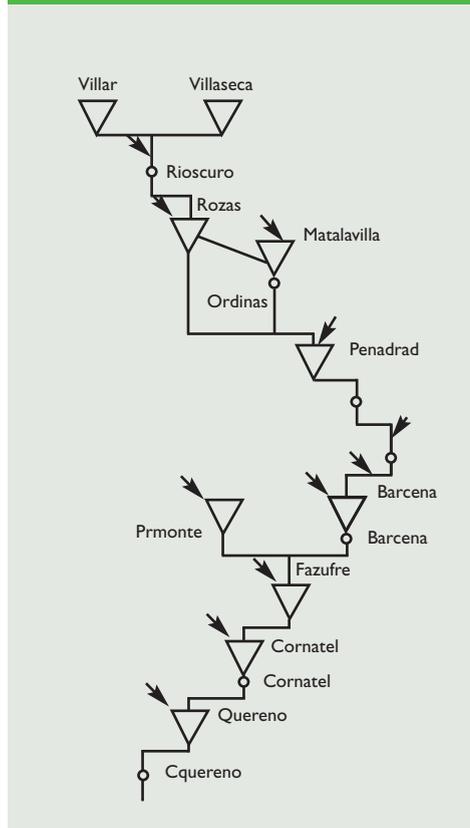
La localización física de cada embalse, de cada central y de cada punto de aportación condicionará la gestión del agua que se realice aguas arriba y aguas abajo. Todos estos acoplamientos espacio-temporales es necesario considerarlos en los modelos de decisión para que reflejen adecuadamente los balances de agua en cada período temporal. En la Figura 3 puede verse la topología del subsistema hidráulico del Sil Superior:

Lo que es importante destacar es que en el sistema español coexisten embalses con diferentes capacidades. En particular, algunas cuencas están constituidas por muchos pero pequeños embalses, lo cual añade una complejidad extra al problema de la gestión conjunta de todos ellos.

**Figura 2. Superficie característica que relaciona la potencia producida con el caudal y con el salto neto**

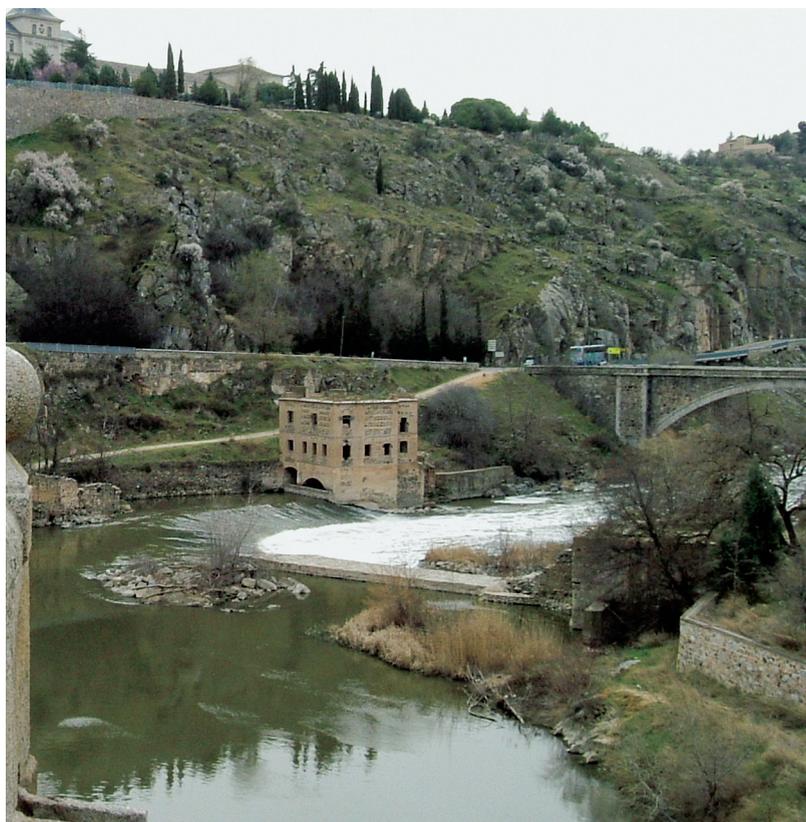


**Figura 3. Ejemplo de la topología de una cuenca hidráulica**



### Servidumbres de caudal

La gestión óptima de los recursos hídricos constituye una constante preocupación a nivel mundial debido a que el correcto apro-



vechamiento del agua está inexorablemente ligado al desarrollo humano. En este sentido, hay que destacar que puede existir un conflicto de intereses entre los diferentes usos que se le puede dar al agua: consumo humano, caudales para riegos, caudales ecológicos por consideraciones medioambientales, usos lúdicos, etc.

Por ese motivo, en el Libro Blanco del Agua en España [MMA, 00] se indican las normas de uso del agua embalsada y se establece una jerarquía de prioridades entre sus posibles usos. En esta jerarquía, es interesante señalar que el uso del agua para producir electricidad es el menos prioritario de todos ellos. En consecuencia, la gestión óptima de un determinado embalse debe definirse tomando como referencia las limitaciones que impone la gestión indicada por otros organismos ajenos al sector eléctrico, como son Confederaciones Hidrográficas, comunidades de regantes o ayuntamientos. Por tanto, es necesario incluir en la gestión hidroeléctrica todas las posibles restricciones que dichas organizaciones introducen para obtener políticas de explotación, no sólo óptimas, sino también factibles. En el caso de las servidumbres de caudal, como su propio nombre indica, se trata un conjunto de restricciones que obligan a que en determinados puntos

de la red hidráulica el caudal de agua se encuentre entre unos límites máximos y mínimos que pueden ir variando a lo largo del año.

Un ejemplo curioso de este tipo de restricciones son aquellas debidas a los usos lúdicos del agua. En gran parte del año se celebran campeonatos o campañas de *rafting* o similares (descensos rápidos en las aguas de un determinado cauce) en muchas cuencas de la Península. Estas campañas imponen unos caudales fijos en unas determinadas horas, obligando a adaptar la gestión de los embalses asociados a estos regímenes de turbinación.

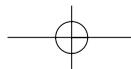
### Curvas de garantía

Otra de las restricciones que imponen entidades como las Confederaciones Hidrográficas, son las denominadas curvas de garantía. En este caso, se obliga a que las cotas del nivel del agua en los embalses estén situadas entre unos límites máximos y mínimos. Estos límites varían estacionalmente a lo largo del año y tienen como principal finalidad garantizar que tras finalizar la estación húmeda, existan reservas suficientes de agua que aseguren el abastecimiento durante la estación seca. Del mismo modo, también garantizan que antes de que se inicie la estación húmeda exista una capacidad ociosa disponible que permita acumular el agua de las precipitaciones o los deshielos, evitando así vertidos innecesarios que además de suponer una pérdida de energía susceptible de ser utilizada, pueden comprometer la seguridad aguas abajo.

Sin embargo, este tipo de curvas que obligan a mantener el nivel de llenado de los embalses entre unos límites pueden obedecer también a otras consideraciones. Por ejemplo, desde finales de invierno hasta comienzos de otoño, muchos de los embalses han de explotarse a cotas altas para su uso recreativo (embarcaciones que efectúan paseos turísticos por las zonas donde se ubican dichos embalses, campeonatos de pesca, zonas de baño y descanso, etc.) o por crear una imagen óptima de cara al turismo que visita la zona.

### Incertidumbre en las aportaciones

Uno de los principales problemas a los que se enfrentan los responsables de la gestión de los embalses es la incertidumbre existente en cuanto al valor de las aportaciones esperadas [Pereira *et al.*, 99]. Esta



incertidumbre exige plantear el problema apoyándose en modelos que incorporen un tratamiento estocástico de las aportaciones, que dependerá del horizonte de estudio considerado: medio-largo plazo (semanas a un año) o corto plazo (días próximos). En ese sentido, cabe destacar que los actuales modelos de previsión meteorológica sólo ofrecen un grado de certidumbre aceptable en las previsiones de lluvias en un horizonte temporal que apenas abarca dos o tres días (a diferencia, por ejemplo, de la previsión de temperaturas, que puede llegar a la semana), a lo que hay que unir el hecho de que lo realmente interesante desde el punto de vista de gestión hidráulica no es el valor de las precipitaciones, sino las entradas (aportaciones) en los embalses susceptibles de ser gestionados, por lo que es necesario tener en cuenta el estado del terreno, escorrentía, espesor de nieve, etc. o trabajar con correlaciones históricas entre los distintos valores de precipitaciones y entradas.

Lo anterior permite para los estudios de corto plazo integrar en los modelos de gestión hidráulica modelos detallados de predicción de aportaciones que se apoyan a su vez en previsiones meteorológicas. Por el contrario, en los estudios de medio-largo plazo, el carácter estocástico se introduce apoyándose en la estadística de aportaciones registradas durante un elevado número de años.

### Descargos

Como cualquier otro tipo de tecnología de generación, las centrales hidráulicas requieren revisiones periódicas para asegurar su correcto funcionamiento. Cada central normalmente está constituida por más de una turbina o grupo hidráulico, de forma que la potencia nominal de la central se calcula como la suma de las potencias de cada uno de estos grupos. Normalmente, los descargos se planifican a nivel de grupo, por lo que los parámetros nominales de la central (potencias y caudales máximos) se ven afectados por la existencia de estos descargos.

### Otras particularidades

Además de estos aspectos generales, para poder representar adecuadamente los sistemas hidráulicos es necesario tener en cuenta peculiaridades como las que se indican a continuación a modo de ejemplo.

En el subsistema Sil existe un trasvase natural entre los embalses de Rozas y Mata-

lavilla. En la Figura 3 se puede observar cuál es la localización de ambos embalses en el conjunto de la cuenca hidráulica. La existencia de este trasvase hace necesario modelar que, aunque los vertidos de Rozas recaen sobre el azud de Ondinas, el caudal liberado por Rozas no recae en el embalse directamente aguas abajo, sino que se dirige al embalse de Matalavilla. Sin embargo, a diferencia de todos los caudales liberados por los embalses, el caudal liberado por Rozas no es una variable de decisión sino que éste viene determinado unívocamente según cuáles sean los niveles en los embalses de Rozas y de Matalavilla. La razón física detrás de este comportamiento es la existencia de una comunicación entre ambos embalses que funciona de forma similar a dos vasos comunicantes. La relación entre el valor del caudal trasvasado y el de los niveles en los embalses es no lineal, lo cual dificulta su modelado sustancialmente.

Otro ejemplo de condiciones particulares son las centrales compartidas, donde existe un conjunto de reglas que regulan la asignación de las reservas almacenadas en el embalse a cada una de las empresas propietarias en función de cuál haya sido el comportamiento de sus grupos.

Finalmente, otro tipo de particularidades que es necesario considerar afecta a los embalses que se encuentran bajo la supervisión de las Confederaciones. Un ejemplo de este tipo de particularidades es aquel en que la Confederación obliga a que el caudal de salida del embalse sea una función del volumen total almacenado.

### Descripción de los problemas de agregación-desagregación

Llegados a este punto, es evidente que la situación ideal sería aquella en la que el modelo de coordinación hidrotérmica permitiera utilizar una representación detallada de las cuencas hidráulicas. En esta representación detallada se indicaría la topología de la red con los consiguientes acoplamientos espacio-temporales entre los distintos embalses, se considerarían los caudales esperados en  $m^3/s$  en los distintos puntos de aportación, las distintas servidumbres de caudales máximos y mínimos en cada una de las instalaciones, las curvas de garantía de los embalses, etc. Como resultado se obtendría la potencia generada por cada central, el caudal turbinado en cada aprovechamiento hidráulico, el caudal vertido, la evolución de las cotas en

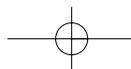
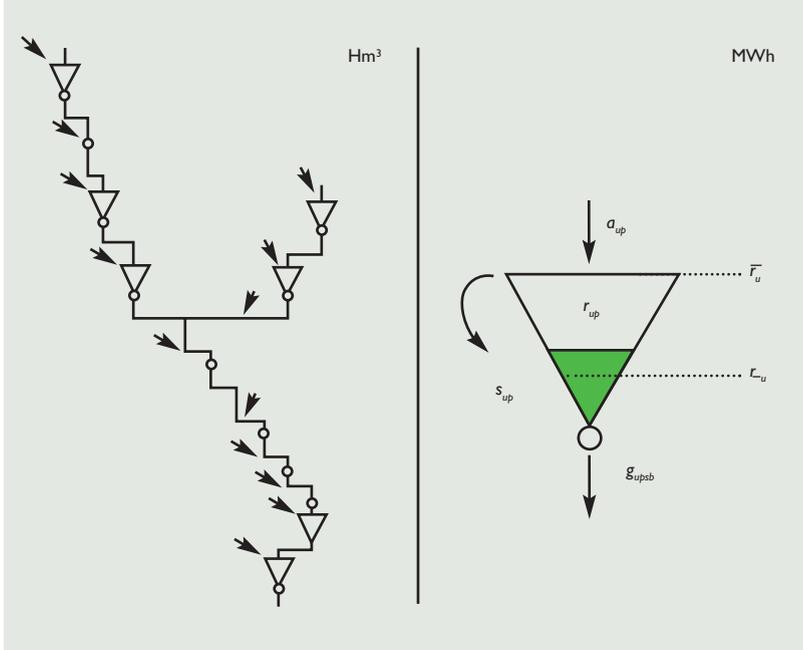


Figura 4. Modelo energético equivalente de una cuenca hidráulica



### Definición de modelo equivalente

El modelo equivalente está constituido por un embalse que recibe, almacena y libera energía en vez de agua [Turgeon y Charbonneau, 98]. En la Figura 4 se muestra un ejemplo donde a partir del modelo detallado de una cuenca hidráulica  $u$  se obtiene un modelo equivalente que en vez de agua ( $\text{Hm}^3$ ), está expresado en términos de energía (MWh).

En este modelo equivalente, el balance energético se muestra en la ecuación (2). Así, la reserva de energía al final de cada período  $p$  en cada cuenca hidráulica  $u$  ( $r_{up}$ ) estará determinada por el valor de la reserva al final del período anterior ( $r_{u(p-1)}$ ) menos la energía turbinada ( $\sum_{sb} [l_{psb} \cdot g_{upsb}]$ ) y vertida ( $s_{up}$ ) durante el período en cuestión más la energía equivalente de las aportaciones recibidas durante ese período, ( $a_{up}$ ). El conjunto de restricciones lineales que permiten modelar este tipo de equivalentes son:

$$r_{up} = r_{u(p-1)} - \sum_{sb} (l_{psb} \cdot g_{upsb}) + a_{up} - s_{up} \quad (2)$$

$$r_{up} \leq r_{up} \leq \bar{r}_{up} \quad (3)$$

$$g_{up} \leq g_{upsb} \leq \bar{g}_u \quad (4)$$

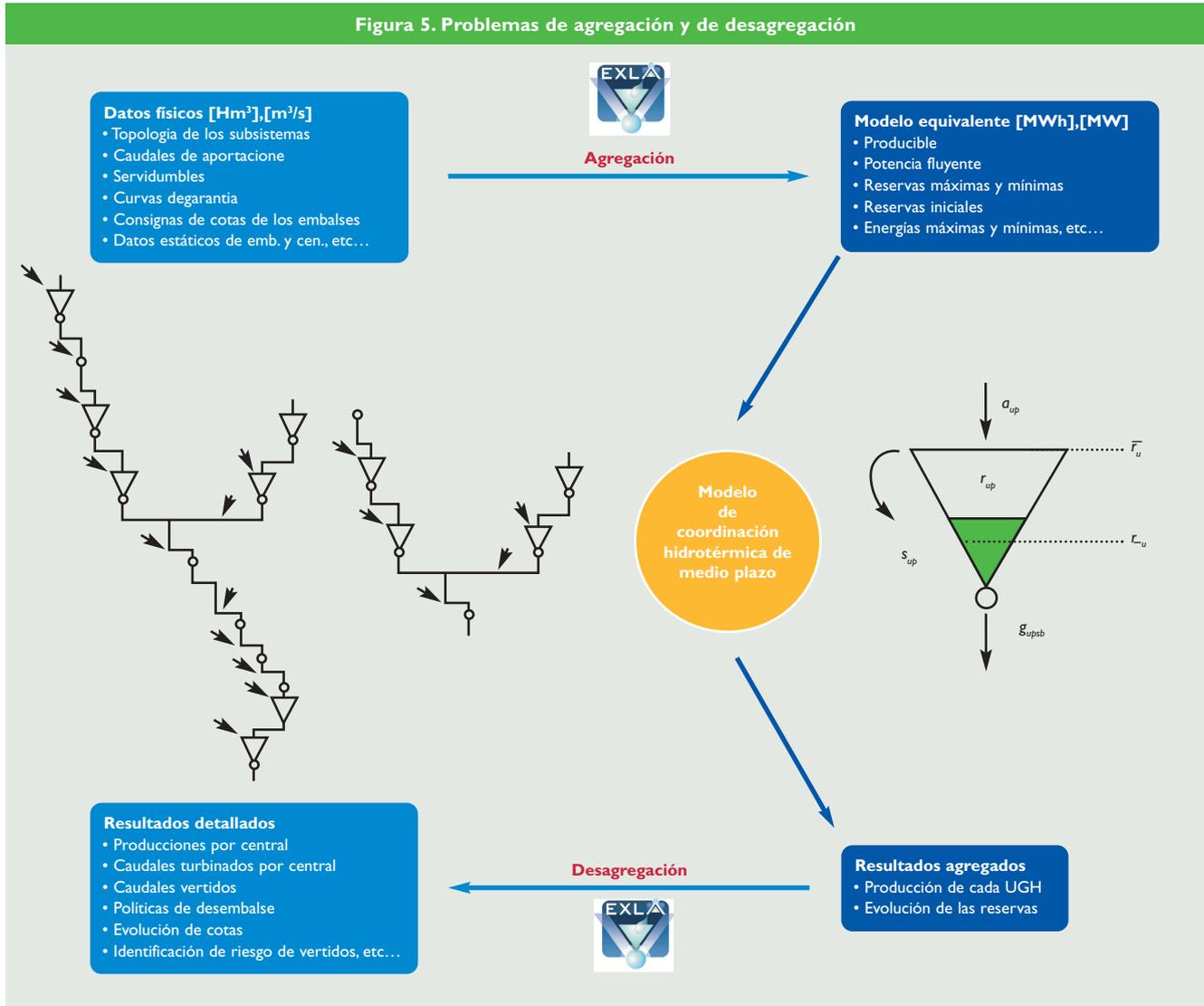
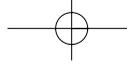
cada embalse, etc. Dado que este enfoque no es factible por el enorme esfuerzo computacional que ello conllevaría, la solución empleada en la mayoría de los modelos de coordinación hidrotérmica es la de representar cada cuenca hidráulica o UGH ( $u$ ) por un modelo simplificado o modelo equivalente. De este modo, se logra una gran reducción del número de variables involucradas permitiendo su inclusión en el modelo de coordinación hidrotérmica.

Por otro lado, la representación temporal habitualmente utilizada en los modelos de medio-largo plazo suele ser por bloques de carga. En esta representación, el horizonte de planificación abarcado es dividido en un número determinado de períodos ( $p$ ) que sí mantienen una cronología entre ellos (por ejemplo, períodos semanales o mensuales). En cada uno de estos períodos se establecen los distintos bloques de carga dependiendo de si el subperíodo ( $s$ ) es laborable o festivo, y si el bloque ( $b$ ) es punta, llano o valle. Evidentemente, a nivel intra-período se pierde la cronología puesto que se están agrupando horas no consecutivas. Por ese motivo, variables que representan el estado del sistema en un determinado instante (como por ejemplo los volúmenes en los embalses), se definen únicamente a nivel de período. Otras variables, como por ejemplo los caudales turbinados, sí pueden definirse a nivel de período, subperíodo y bloque. La duración de cada uno de estos bloques se denominará  $l_{psb}$ .

En (3) se obliga a que las reservas en cada período no superen los límites máximos y mínimos, que pueden variar a lo largo del tiempo para reflejar de forma agregada la existencia de las mencionadas curvas de garantía. En (4) se imponen los límites a la potencia generada. Nótese cómo la potencia mínima tiene una dependencia temporal debido a que refleja la evolución de la potencia fluyente agregada de toda la cuenca que normalmente no es constante. Respecto al límite superior, se ha indicado un valor fijo que representa la potencia máxima global que podría producirse en toda la cuenca. Existen otras posibles formulaciones donde dicha potencia máxima puede expresarse como una función de las reservas totales para reflejar que para un mayor salto neto, la potencia máxima también es mayor.

### Coherencia entre el modelo equivalente y el modelo físico

La Figura 5 resume la secuencia que es necesario seguir para gestionar los embalses en el medio-largo plazo. En primer lugar, es

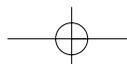


necesario calcular los parámetros utilizados por el modelo equivalente de cada cuenca. Por ejemplo, el producible se calcularía como la suma de todas las aportaciones recibidas en cada punto de aportación, multiplicadas por los coeficientes energéticos propios de cada aprovechamiento, así como los repercuidos. Estos coeficientes dependerán a su vez de las cotas en los embalses, por lo que el problema de agregación requiere un modelado detallado de cada central. Además, parte de este problema consiste en definir qué parámetros simplificados es necesario considerar para garantizar que la producción agregada posteriormente sea realizable físicamente.

Una vez determinados los equivalentes energéticos de cada cuenca, el modelo de coordinación hidrotérmica optimizaría la gestión de las reservas considerando todo el sistema conjuntamente.

Posteriormente, para elaborar las consignas detalladas de explotación, es necesario resolver el problema de desagregación intentando respetar al máximo la consigna de producción determinada por la coordinación hidrotérmica.

El modelo EXLA, desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) en colaboración con Endesa, tiene como objetivo fundamental ayudar a la planificación de la explotación de los recursos puramente hidráulicos en el medio-largo plazo. El núcleo de EXLA es un modelo avanzado de optimización que además de garantizar que la solución obtenida responde a unos sólidos fundamentos teóricos, ha permitido dotar a la herramienta de una gran flexibilidad y de este modo incorporar al modelo las peculiaridades mencionadas anteriormente. De forma muy resumida las funcionalidades principales del modelo son las siguientes.



- **EXLA-Agregación.** Dadas las características físicas de cada cuenca, EXLA permite obtener los parámetros de sus modelos energéticos equivalentes.

- **EXLA-Desagregación.** Dado un perfil de producción agregado para una determinada cuenca, EXLA permite encontrar la desagregación óptima de esa producción global entre todas sus centrales. Esta desagregación implica que la producción de cada central debe ser factible, respetando por lo tanto todas las restricciones características de una cuenca hidráulica (servidumbres, curvas de garantía, consignas de volúmenes finales, descargos de grupos, etc.).

EXLA permite además incorporar criterios adicionales de explotación, como por ejemplo la gestión de riesgos de vertidos y de sequía. Se entiende por riesgo de vertido la posibilidad de que un aumento en las aportaciones esperadas en un embalse provoque vertidos, en el propio embalse o en los embalses aguas abajo del mismo. Análogamente, se entiende por riesgo de sequía la posibilidad de que una disminución en las aportaciones esperadas en un embalse provoque incumplimiento de servidumbres o incumplimiento de la curva de garantía inferior en él o en los embalses aguas abajo de su cadena. Esta gestión de riesgos se apoya en un análisis estadístico de las series históricas de aportaciones. A partir de este análisis, se define una serie de escenarios donde las aportaciones se desvían de sus valores nominales. Posteriormente es posible mediante EXLA determinar la explotación óptima de los embalses, que garantiza que ante la realización de cualquiera de los escenarios considerados existe capacidad de respuesta para asegurar el abastecimiento de agua (en el caso de riesgo de sequía), así como la minimización de los vertidos (en el caso de riesgo de vertidos).

### Conclusiones

En primer lugar, es necesario incidir en que en los países desarrollados es inusual la incorporación de nueva capacidad hidráulica al sistema. Por ese motivo, la investigación en el campo de la generación hidroeléctrica se está orientando cada vez más a la optimización de los recursos ya disponibles. Ése es precisamente el ámbito de este artículo.

Se ha explicado que en un modelo de coordinación hidrotérmica de medio plazo donde se simule el comportamiento de los participantes en el mercado no es posible

incluir una representación detallada de los sistemas hidráulicos. Sin embargo, los responsables de gestionar los embalses sí necesitan disponer de planificaciones detalladas para estimar las producciones de cada central, la política de desembalses, etc. Por ese motivo es necesario disponer de herramientas adicionales (como el modelo EXLA descrito anteriormente) que garanticen la coherencia entre la representación simplificada utilizada en el modelo de coordinación hidrotérmica y la realidad física que lo sustenta.

Aunque el problema se puede formular con un cierto carácter general, resulta obligado considerar las distintas singularidades si se desea obtener consignas de explotación realistas. Las características de cada cuenca son particulares, especialmente cuando están compuestas de múltiples pequeños embalses, por lo que es complicado establecer criterios de explotación generalistas para dos cuencas distintas. Factores como la topología, el régimen de aportaciones (en España tenemos una importante dispersión en cuanto a pluviometría se refiere, tanto espacial como temporal), los distintos usos ya comentados del agua, las características propias de los embalses y canales en la cuenca, etc. hacen que la explotación de cada una de las cuencas sea un problema distinto e individual y solamente la gestión de grandes embalses sin rígidos enlaces entre sí puede simplificarse a modelos de ámbito general. ■

### Referencias

*Libro blanco del agua en España*, Ministerio de Medio Ambiente (MMA), 2000.

Ventosa M., Rivier M. y García-Alcalde A.: *An MCP approach for hydrothermal coordination in deregulated power markets*, IEEE PES Summer Meeting, Seattle (EE UU), 2000.

Barquín J., Centeno E. y Reneses J.: *Medium-term generation programming in competitive environments: a new optimization approach for market equilibrium computing*, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 151, n° 1, enero 2004.

Turgeon A. y Charbonneau R.: *An aggregation-disaggregation approach to long-term reservoir management*, Water Resources Research, vol. 34, pp. 3585-3594, 1998.

Hobbs B. F.: *Linear complementary models of Nash-Cournot competition in bilateral and poolco power markets*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-16, pp. 194-2002, 2001.

Pereira M., Campodónico N. y Kelman R.: *Application of stochastic dual DP and extensions to hydrothermal scheduling*, PSRI Technical Report 012/99, 1999.

Wood A. J. y Wollenberg B. F.: *Power Generation, Operation and Control*, 1996 ed. New York: John Wiley & Sons, 1984.