

Optimización en el corto plazo de un sistema hidroeléctrico con bombeo

Alejandro Perea¹ y José R. Wilhelmi²

¹ Iberdrola Generación

Tomás Redondo, 1. 28033 Madrid (Spain)

Tel.:+34 91 7842731, e-mail: alejandro.perea@iberdrola.es

² Departamento de Ingeniería Civil. Hidráulica y Energética

Universidad Politécnica de Madrid (UPM).

c/ Profesor Aranguren s/n, 28040 Madrid (Spain)

Tel.:+34 91 3366714, fax: +34 91 3366764, e-mail: jrw@caminos.upm.es

Resumen. Se presenta un modelo para la optimización de la operación a corto plazo de un sistema hidrotérmico multiembalse con bombeo. Se consideran los acoplamientos hidrológicos entre embalses y la influencia del caudal turbinado en la cota de la descarga. Es un modelo no lineal, con periodos horarios, que puede encuadrarse en un mercado eléctrico ó en un sistema de explotación centralizada de la cobertura de demanda. El objetivo es maximizar los costes evitados de la generación termoeléctrica, que se introducen a través del coste marginal. Se tiene en cuenta la sensibilidad de dicho coste marginal al nivel de generación hidroeléctrica. Se describen y comentan los resultados obtenidos aplicando el modelo desarrollado a un sistema similar a uno real.

Palabras llave

Sistemas hidrotérmicos, centrales hidroeléctricas reversibles, modelos de explotación a corto plazo.

1. Introducción

La optimización de un sistema hidroeléctrico es un problema muy complejo que comprende varios aspectos: coordinación hidrotérmica, interrelación entre embalses y centrales, gran número de variables, posibilidad de usos múltiple, participación en el mercado eléctrico, estocasticidad de algunas variables, etc.

El problema suele dividirse, debido a su complejidad, en varios modelos de diferente horizonte temporal:

- Largo plazo (más de dos o tres años, diseño)
- Medio plazo (desde varios meses hasta dos o tres años)
- Corto plazo (desde una semana hasta un mes)
- Muy corto plazo (varios días)
- Operación en tiempo real

La mayor dificultad de modelado proviene de la estocasticidad de algunas variables, especialmente las aportaciones hidráulicas, la energía eólica y la demanda. Además, la energía eólica ha tenido un crecimiento importante en los últimos años, hasta alcanzar una potencia instalada de 15576 MW a 31 de diciembre de

2008, el 17,3% del Sistema Eléctrico Peninsular de España, con una participación en la cobertura energética del 11,7% en el año 2008. Todo ello, junto a dificultad de su previsión a medio plazo, hace que sea imprescindible la aplicación del modelado estocástico.

Sin embargo, en el corto plazo, las previsiones de las variables de cobertura (agua, viento, demanda) son cada vez más fiables y permiten que, hasta prácticamente una semana, puedan usarse modelos deterministas, o unos pocos escenarios deterministas.

Se presenta aquí un modelo de “Optimización en el corto plazo de un sistema hidroeléctrico con bombeo” y su aplicación para diferentes casos. Es un modelo no lineal, con periodos horarios, que puede encuadrarse en un mercado eléctrico ó en un sistema de explotación centralizada de la cobertura de demanda.

El bombeo es uno de los medios de que se dispone para la optimización de la cobertura de la demanda. El modelo que aquí se presenta es de tipo cronológico, para poder controlar la evolución temporal de los embalses entre los que se bombea.

Cuando la producción hidroeléctrica, o el consumo de energía de bombeo, no son significativas, puede considerarse que afectan únicamente a la cantidad de combustible utilizado, sin modificar el coste marginal de sustitución. Por el contrario, cuando dichas cantidades son significativas, pueden modificar el coste marginal horario, con lo que en este caso la función objetivo resulta ser no lineal. Para permitir diferentes grados de complejidad se presentará una versión con función objetivo lineal y otra con función objetivo no lineal.

En el apartado 2 se describe el modelo desarrollado: función objetivo, ecuaciones de continuidad, límites y condiciones iniciales y finales. En el apartado 3 se plantea el problema de optimización que hay que resolver. En el apartado 4 se presentan los resultados obtenidos en un sistema similar a una parte del sistema

donde e_{0i}, e_{1i} son parámetros ajustados para la central i y h_i es el salto medio con el que turbinada la central i durante el subperiodo t .

Igualmente se considera el coeficiente energético en modo bombeo

$$eb_i = f_{0i} + f_{1i}h_i \quad (7)$$

donde f_{0i}, f_{1i} son parámetros ajustados para la central i y h_i es el salto medio con el que bombea la central i durante el subperiodo t .

- Límites de volúmenes turbinados, vertidos o bombeados

$$T_{ii}^{\text{inf}} \leq T_{ii} \leq T_{ii}^{\text{sup}} \quad (8a)$$

$$D_{ii}^{\text{inf}} \leq D_{ii} \leq D_{ii}^{\text{sup}} \quad (8b)$$

$$B_{ii}^{\text{inf}} \leq B_{ii} \leq B_{ii}^{\text{sup}} \quad (8c)$$

donde T_{ii}, D_{ii}, B_{ii} son los volúmenes turbinados, vertidos y bombeados, por la central o embalse i , en el subperiodo t . $T_{ii}^{\text{inf}}, T_{ii}^{\text{sup}}, D_{ii}^{\text{inf}}, D_{ii}^{\text{sup}}, B_{ii}^{\text{inf}}, B_{ii}^{\text{sup}}$, son los límites inferior y superior de los volúmenes turbinados, vertidos y bombeados, por la central o embalse i , en el subperiodo t . Del mismo modo pueden ser límites estructurales o coyunturales.

C. Valoración de la producción hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica puede valorarse de diferentes modos, dependiendo del marco retributivo en el que se encuentre. En este artículo se valorará como coste evitado de generación por otros medios. El coste evitado de generación se calculará a partir de la cobertura de la demanda de cada subperiodo, en este caso de una hora de duración, con todos los medios de generación disponible.

Las curvas horarias de coste de producción en función de la demanda a cubrir pueden tener formas difícilmente ajustables a funciones sencillas. No obstante, en el problema considerado sólo se necesita el tramo de la curva en el que influye la generación del sistema hidroeléctrico a optimizar. Este tramo puede aproximarse bastante bien mediante una recta. De este modo, el coste evitado en el subperiodo t , será:

$$F_t = c_{0t} + c_{1t}P_t \quad (9)$$

donde c_{0t}, c_{1t} son parámetros ajustados para la hora t , con la demanda prevista y el parque de generación disponible y $P_t = \sum_i (p_{ii} - b_{ii})$ es la suma de las potencias generadas menos las consumidas en bombeo de todas las centrales en el subperiodo t .

El coste evitado total será

$$F = \sum_t F_t \quad (10)$$

D. Datos de entrada

Se describen a continuación los datos de entrada del problema

- Topología y datos estructurales

n_e número de embalses

- Periodo de cálculo

El periodo de cálculo será habitualmente una semana, dividida en subperiodos o etapas horarias. A su vez, habrá una agrupación de horas iguales que llamaremos niveles horarios.

n_s número de subperiodos o etapas del periodo

- Aportaciones naturales y riegos.

Se utiliza la matriz Q

$$Q: q_{ii} = qci_{ii} - rie_{ii} \quad (11)$$

siendo qci_{ii} la aportación natural de cuenca intermedia en el embalse i durante el subperiodo t y rie_{ii} la detracción para riego del embalse i , o de su cuenca intermedia, durante el periodo t .

- Condiciones iniciales y finales de los embalses

Vienen dados por los vectores $U_i^{\text{ini}}, U_i^{\text{fin}}$, volúmenes del embalse i , al inicio y al final del periodo.

- Límites de volúmenes turbinados, vertidos o bombeados

Vienen dados por los elementos de las matrices $T^{\text{inf}}, T^{\text{sup}}, D^{\text{inf}}, D^{\text{sup}}, B^{\text{inf}}, B^{\text{sup}}$, para cada central o embalse i , en el subperiodo t , siendo $t \in (1, ns), i \in (1, ne)$.

E. Variables de decisión

Las variables de decisión se expresan mediante las matrices T, D, B cuyos elementos son los volúmenes turbinados, vertidos y bombeados, por la central o el embalse i , en el subperiodo t , siendo $t \in (1, ns), i \in (1, ne)$.

F. Variables de estado

Las variables de estado son los volúmenes en los embalses, es decir

V_{ii} volumen del embalse i al final del subperiodo t , siendo $t \in (0, ns), i \in (1, ne)$

Nótese que esta matriz tiene una fila más que las matrices de turbinados, vertidos y bombeos.

3. Optimización

El problema queda planteado como sigue:

$$\max F(T, D, B) \quad (12)$$

sujeto a las restricciones

$$T^{inf} \leq T \leq T^{sup} \quad (13a)$$

$$D^{inf} \leq D \leq D^{sup} \quad (13b)$$

$$B^{inf} \leq B \leq B^{sup} \quad (13c)$$

$$V^{fin} = V^{ini} + Q + T.L + D.M + B - T - D - B.N \quad (14)$$

$$V_{li}^{ini} = U_i^{ini}, \forall i \in (1, ne) \quad (15a)$$

$$V_{nsi}^{fin} = U_i^{fin}, \forall i \in (1, ne) \quad (15b)$$

La función objetivo $F(T, D, B)$ es el coste evitado en el periodo considerado y se determina en función de los parámetros $a_{0i}, a_{1i}, e_{0i}, e_{1i}, f_{0i}, f_{1i}, c_{0i}, c_{1i}$, para $t \in (1, ns - 1), i \in (1, ne)$, según se indica en el apartado 2.

La ecuación de continuidad (14) está expresada en forma compacta, siendo V^{fin} y V^{ini} submatrices de V , eliminando de ésta la primera o la última fila, respectivamente. Los elementos de estas submatrices, deben satisfacer la relación

$$V_{ti}^{fin} = V_{t+1i}^{ini}, \forall t \in (1, ns - 1), \forall i \in (1, ne) \quad (16)$$

La ecuación de continuidad, puesta en forma compacta, mediante las ecuaciones (14) y (16) permite hacer un uso eficiente de lenguajes de programación que manejan matrices.

La resolución de las ecuaciones (12) a (16) da el programa óptimo para el caso que se esté analizando.

4. Casos de estudio

Se ha realizado un caso de estudio básico, y variaciones sobre él para comprobar algunas sensibilidades de parámetros y para ver la importancia de tener bombeo o no.

En la figura 1 puede verse la topología del sistema hidroeléctrico del caso base. En ella, no se han añadido las detracciones, que aquí pueden considerarse como aportaciones negativas.

Como se ha dicho, el sistema hidroeléctrico analizado es una composición virtual, pero cercana a lo existente, para que pueda ser considerado un caso de aplicación realista. En la tabla 1 pueden verse las características más

relevantes de este sistema y en la tabla 2 puede verse los datos empleados para el caso básico, con aportaciones de un rango medio, que no provocan vertidos.

En la figura 2 pueden verse los términos fijos y variables de las funciones lineales que representan las rectas de costes evitados para cada hora. Serían las tangentes de funciones más complejas situadas en el entorno de las coberturas horarias de demandas eléctricas.

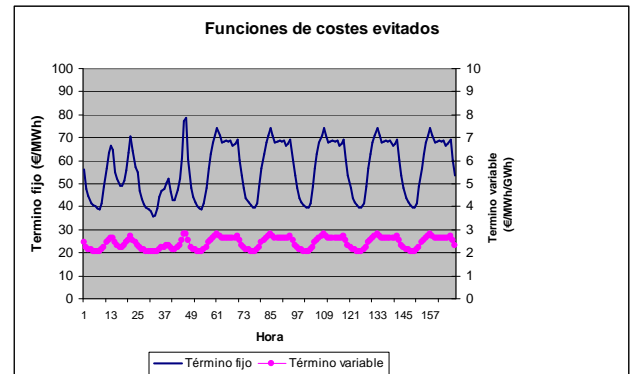


Figura 2. Términos fijos y variables de costes evitados para cada hora

En las figuras 3 y 4 pueden verse algunos resultados de la optimización.

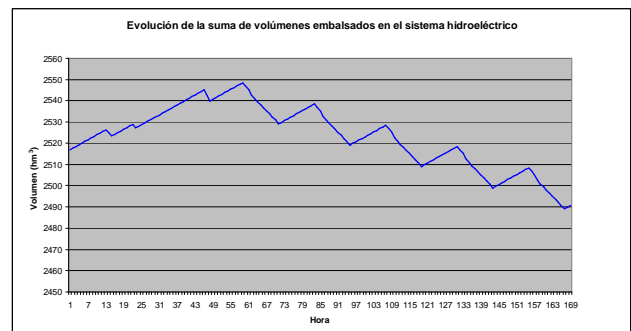


Figura 3. Evolución de la suma de volúmenes embalsados en el sistema hidroeléctrico en el caso básico

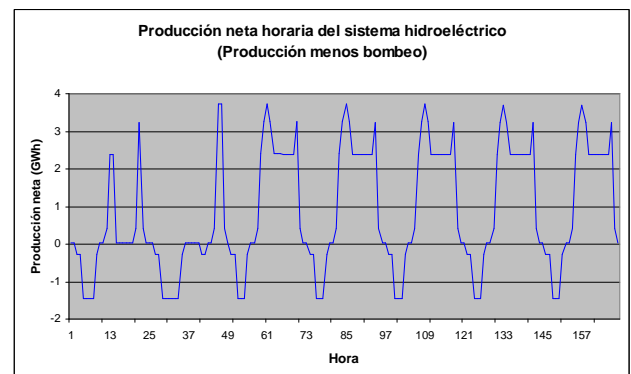


Figura 4. Evolución de la suma de producciones netas en el caso básico

Se ha analizado también el mismo caso, pero sin bombeo. En las figuras 5 pueden verse las producciones horarias.

En la figura 6 pueden ver las evoluciones del volumen del embalse 11, en los casos con y sin bombeo. Nótese que el embalse 11 es el vaso inferior de un bombeo.

Cuando se permite el bombeo, se aprovecha toda la carrera del embalse permitida. En cambio, cuando no hay bombeo, el embalse va relativamente alto, para

aprovechar mejor el coeficiente energético de su intercuencia.

TABLA 1. – Características hidroeléctricas mas significativas

Embalse	Embalse	Capacidad (hm ³)	Capacidad (GWh)	Cota NMN (m)	Cota del cauce en la presa (m)	Embalse de aguas abajo	Turbinación máxima (m ³ /s)
1	EMB1	255	297	889	830	2	72
2	EMB2	162	165	833	780	3	157
3	EMB3	36	34	785	748	5	75
4	EMB4	664	372	1100	1013.5	5	50
5	EMB5	1200	945	681	592.5	6	292
6	EMB6	66	41	601	557	7	650
7	EMB7	26	14	564	516	8	630
8	EMB8	496	406	885.7	832.7	9	54
9	EMB9	2586	3458	730	547	10	240
10	EMB10	115	35	327.83	204	11	1112
11	EMB11	181	10	190	111.5	Otro	940

Tabla 2.- Datos hidroeléctricos de entrada del caso básico

Embalse	Embalse	Volumen inicial (hm ³)	Volumen final (hm ³)	Caudal intercuencia (m ³ /s)	Detracciones (m ³ /s)
1	EMB1	80	92	30	0
2	EMB2	97	91	2	0
3	EMB3	22	20	7	10
4	EMB4	230	214	15	6
5	EMB5	536	544	85	0
6	EMB6	38	37	60	0
7	EMB7	10	9	8	0
8	EMB8	131	124	20	0
9	EMB9	1254	1248	12	0
10	EMB10	52	50	5	0
11	EMB11	65	62	3	0

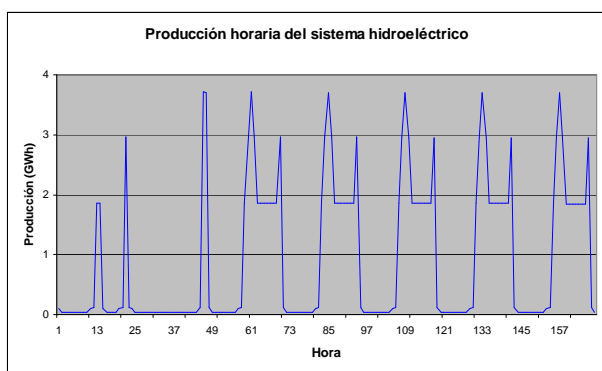


Figura 5. Evolución de la suma de producciones horarias en el caso sin bombeo

Se han analizado también dos variaciones del caso básico, en el que:

- Se sustituyen las funciones de coeficientes energéticos en función del salto por valores constantes estimados previamente para el caso a optimizar

- Se sustituyen las funciones de elevación de la cota de restitución en función del caudal de salida por valores constantes estimados previamente para el caso a optimizar.

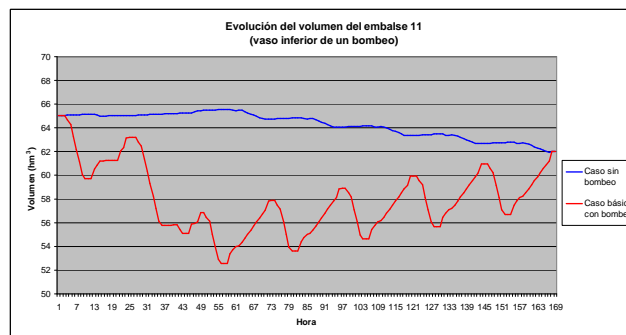


Figura 6. Evoluciones del volumen del embalse 11 en el caso básico con bombeo, y sin bombeo

En ambos casos, la solución es prácticamente la misma que en el caso básico (diferencias de producción del orden de 0,1%

Esto lleva a la recomendación de sustituir las funciones de coeficientes energéticos y de cotas de restitución, por estimaciones iniciales, que simplifican el modelo.

El resultado de la optimización puede usarse después como solución inicial para resolver el modelo completo.

También se han comparado otros dos casos: con y sin término variable para las funciones horarias de coste evitado. En estos casos no se ha permitido el bombeo, para analizar mejor la influencia de poner o no dicho término variable. En la figura 7 se puede ver las producciones comparadas en ambos casos

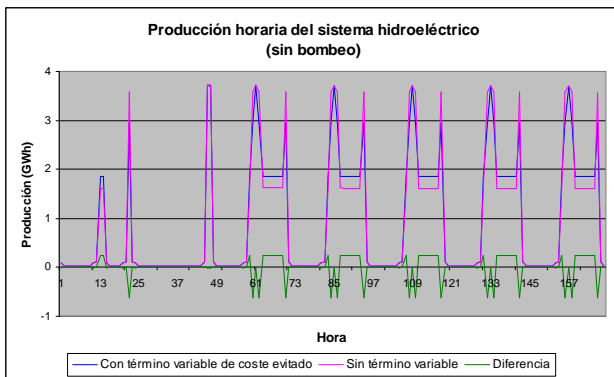


Figura 7. Evolución de producciones horarias en el caso sin bombeo, con y sin término variable de costes evitados

Como parece lógico, el caso en el que no existe término variable es más apuntado, mientras que el caso en el que sí hay término variable produce algo más en llano.

5. Conclusiones

Se presenta un modelo de optimización semanal de un sistema hidroeléctrico con bombeo, cronológico, no lineal con intervalos horarios.

El hecho de ser cronológico posibilita modelar adecuadamente la gestión del bombeo. Esto permite no sobreestimar la participación del bombeo, ya que se calcula la evolución temporal de los embalses y se comprueba que no se exceden sus límites.

El hecho de tratarse un modelo no lineal permite modelar más adecuadamente la variabilidad del coeficiente energético en función del salto y del caudal, las modificaciones del coste marginal de sustitución para diferentes cantidades de energía y la variación de la cota de la descarga. No obstante, conviene que el número de funciones no lineales no sea excesivo para que el problema no se convierta en fuertemente no lineal.

Para tener en cuenta la función de cota de restitución a partir del caudal de salida, se recomienda obtener primero una solución inicial con la aproximación del caso básico, y después comenzar con esta solución para optimizar aplicando la función de cota de restitución a partir del caudal de salida

El uso del bombeo mejora considerablemente el coste evitado por un sistema hidroeléctrico.

Este modelo podría utilizarse también en el apoyo al diseño de sistemas hidroeléctricos, mediante la realización de optimizaciones con diferentes escenarios, incluyendo también diferentes características de embalses y centrales.

Este modelo puede utilizarse con otros horizontes temporales, incluyendo la comprobación y refinamiento de criterios en modelos de plazo superior

Agradecimientos

Se agradece a IBERDROLA GENERACIÓN la información que ha permitido crear un caso virtual, pero suficientemente realista, para la aplicación de este modelo.

Referencias

- [1] Pérez, J.I., Wilhelmi, J.R. and Arévalo, L.A. (2007). "Head dependent nonlinear model for short-term scheduling of a single unit small hydro plant". *10th Portuguese-Spanish Congress in Electrical Engineering (XCLEEE)*, Funchal (Madeira), July 5-7
- [2] Perea, A. (2006) "Hydroelectric Management of Iberdrola in the Mid Term" APMOD2006 - International Workshop and Conference. Madrid (Spain), June 18-21
- [3] Conejo, A. J., Arroyo, J. M., Contreras, J. and Apolinar Villamor, F.(2002) "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 1265-1272, November-2002.
- [4] Catalao, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F. and Ferreira, L.A.F.M. (2006). "Parameterisation effect on the behaviour of a head-dependent hydro chain using a nonlinear model". *Electric Power Systems Research*, 76(6-7) 404-412.
- [5] Krasenbrink, B.; Prvicevic; Hau, G.C; Haubrich, H.J. "Integrated Planning of Power Generation and Trading in a Competitive Market". 2002 IEEE. 1271-1277.
- [6] Coulibaly, Paulin; Anctil, François. "Real-time Short-Term Natural Inflows Forecasting Using Recurrent Neural Networks". 2007 IEEE. 3802-3805.
- [7] Ning Lu; Joe H. Chow; Allan A. Desrochers "Pumped-Storage Hydro-Turbine Bidding Strategies in a Competitive Electricity Market". 2004 IEEE. 834-841.