Optimización en el corto plazo de un sistema hidroeléctrico con bombeo

Alejandro Perea[1] y José R. Wilhelmi[2]

[1] Iberdrola
Tomás Redondo, 1. 28033 Madrid (Spain)
phone:+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

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 múltiples, 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. Además, la creciente participación de la energía eólica en la cobertura de la demanda, 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 la cobertura de demanda de un sistema de explotación centralizada.

El bombeo parece ser cada vez más necesario, sobre todo por el creciente desarrollo de la energía eólica. Por ello el modelo que aquí se presenta es de tipo cronológico, que permite modelar adecuadamente las centrales de bombeo en la optimización semanal.

Palabras llave: sistemas hidroeléctricos, centrales reversibles, generación eólica, optimización

2. Estructura del modelo

El modelado abarca los siguientes aspectos:

- Topología del sistema hidroeléctrico. Se definen las relaciones entre diferentes elementos: ríos, embalses, centrales (turbinación y bombeo), canales (riego, abastecimiento, trasvase, derivación), depósitos de carga, etc.
- Datos de entrada. Son fundamentalmente las aportaciones, y los volúmenes iniciales y finales de los embalses; y también límites máximos y mínimos requeridos para todas las variables.
- Variables de decisión. Básicamente son los caudales turbinados, bombeados y vertidos.
- Características de las centrales. Curvas de embalse, coeficientes energéticos en función del salto y del caudal, dispositivos de vertido, pérdidas de carga, cotas de aguas aguas abajo de un embalse en función de la descarga, etc.
- Función objetivo: valoración económica de la producción y el bombeo, junto con la estimación económica de otras variables, como los vertidos o las desviaciones de los volúmenes finales deseados.
- Mercado eléctrico. Cuando la producción hidroeléctrica, o el consumo de energía de bombeo, no son significativas, puede considerarse que afectan a la cantidad de combustible utilizado, sin modificar el coste marginal de sustitución. Por el contrario, cuando dichas cantidades son significativas, también modifican el coste marginal horario, con lo que en este caso la función objetivo debería ser no lineal. Para permitir diferentes grados de complejidad se presentará una versión con función objetivo lineal y otra con función objetivo no lineal

3. Conclusiones

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

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 numero de funciones no lineales no sea excesivo para que el problema no se convierta en fuertemente no lineal.

El uso del agua para abastecimiento y riegos se considera prioritario y es modelado como restricción. No obstante, el uso de este modelo para diferentes escenarios y con antelación suficiente, permite detectar posibles problemas de cobertura o de incumplimiento de restricciones, que serían más difíciles de controlar con modelos de mayor plazo pero menor detalle.

Se presentan diferentes casos, con diferentes escenarios. Los resultados pueden utilizarse, no sólo para la confección de un plan semanal hidroeléctrico, sino también para la comprobación o modificación de criterios en modelos de plazo superior.

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.; Privicevic; 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 Hdro-Turbine Bidding Strategies ina a Competitive Electricity Market". 2004 IEEE. 834-841.