

EL PROBLEMA DE LA COORDINACIÓN HIDROTERMICA EN EL  
NUEVO MERCADO ELECTRICOJUAN CARLOS RIO GARCIA  
LUIS BAYON ARNAU  
ENRIQUE LOREDO FERNANDEZ  
UNIVERSIDAD DE OVIEDO**Resumen**

Las reformas recientes introducidas en el sector eléctrico español han inducido una situación de mayor competitividad que exige un incremento en eficacia y flexibilidad —a corto y largo plazo— de las técnicas que han de administrar la producción en las empresas concurrentes. En ese contexto, mostramos un nuevo método para resolver el problema hidrotérmico (gestión de redes compuestas por centrales térmicas e hidráulicas) mediante un sistema de optimización denominado APFP (Algoritmo del Poliedro Flexible con Funciones de Penalización). Al final, se incluye una aplicación a un caso real que permite contrastar algunas de las ventajas de la metodología propuesta.

**1. Introducción**

Durante la última década, hemos contemplado profundas reformas en los sectores eléctricos de múltiples países desarrollados. Aunque las situaciones iniciales y los patrones de cambio difieren sensiblemente (Midttun, 1997), la nota dominante de dichos procesos de reforma es la introducción de competencia y la aparición de las leyes del mercado en un sector donde reinaban la regulación pública, el monopolio, la planificación y la cooperación entre los agentes (Newbery, 1994; International Energy Agency, 1994). Ya desde principios de los

años noventa, el «experimento» británico ha venido demostrando que es factible disgregar vertical y horizontalmente un sistema eléctrico, a fin de establecer un mercado mayorista entre productores y suministradores (Surrey, 1996). Este diseño institucional ha sido adaptado o copiado por otros países entre los que se incluye España desde 1998. Con la implantación de un mercado al contado, la optimización de la explotación se construye a partir de los precios ofertados por los agentes. Para aquellas compañías poseedoras de centrales térmicas e hidráulicas, la *coordinación hidrotérmica* resulta uno de los problemas más importantes en la planificación de la producción. Su solución corresponde a la de un problema de optimización con restricciones y su conocimiento permitirá a las compañías decidir la secuencia horaria de funcionamiento de sus centrales a un coste óptimo, dato esencial para poder realizar sus ofertas.

En las próximas páginas se describirá sucintamente la reciente reforma del sector eléctrico español y se mostrará la aportación fundamental de este trabajo: un nuevo método de resolución del problema hidrotérmico, que estimamos muy útil en el nuevo contexto. La herramienta básica que proponemos para ello es un algoritmo de optimización general llamado APFP (Algoritmo del Poliedro Flexible con Funciones de Penalización), del cual mostraremos al final una aplicación a un caso real.



- Su aportación futura es aleatoria y limitada.
- Las centrales hidroeléctricas suelen ser interdependientes, pues con frecuencia están hidráulicamente acopladas.
- Su explotación requiere el cumplimiento de un elevado número de restricciones —riegos, abastecimiento, caudal ecológico, etc.
- No cabe asignar a dichas centrales unas funciones de coste de combustible, lo que impide un tratamiento matemático similar al de las plantas termoeléctricas.
- Determinadas plantas hidráulicas permiten almacenar energía de forma económica mediante operaciones de bombeo, única tecnología disponible para este fin.
- Los tiempos y costes de arranque y parada son reducidos.

Las cuatro primeras características hacen que la gestión económica de este tipo de centrales, en el contexto del mercado anteriormente comentado, sea mucho más compleja. Pero también es importante destacar que, por su capacidad de bombeo y elevada flexibilidad, gozan de una situación privilegiada en un mercado competitivo. No en vano, las unidades hidráulicas son las que suelen cubrir los picos de demanda y las que fijan el precio marginal en estos periodos<sup>2</sup>.

### 3. El problema de la coordinación hidrotérmica

La explotación de un sistema eléctrico es una tarea compleja en la que hay que considerar múltiples factores, variables y criterios de funcionamiento. Hasta la irrupción de los mercados eléctricos, la coordinación se asemejaba a un problema de optimización restringida a partir de los costes calculados, declarados o estandarizados. Esto es, la búsqueda del mínimo coste de funcionamiento de un sistema de generación, capaz de satisfacer la demanda energética de la red durante un periodo de tiempo previamente establecido, cumplir los requisitos técnicos de las centrales y cualquier otra restricción contemplada. Hay que tener presente que, si se desea lograr una buena aproximación a la

realidad, es necesario plantear modelos en los que intervienen muchos elementos. No obstante, cuanto más fielmente se trate de reflejar dicha realidad subyacente aumentando el número de variables o restricciones, más dificultosa será la resolución del modelo.

La nueva situación que muestra el mercado eléctrico español ha complicado bastante el problema, exigiendo métodos que contemplen más factores y entreguen soluciones en plazos muy variados que abarcan desde varios años hasta la casi inmediatez. Veamos a continuación algunos detalles de todo esto.

La extensión temporal en la que se realiza el estudio es el primer paso a definir. El análisis depende del intervalo global de minimización (horas, días, semanas, etc.), por lo que es preciso conocer las características generales del sistema —tanto de las centrales de generación, como de la red de transporte— en ese periodo concreto. Además, se deberá precisar el grado de discretización (Tabla 2).

Magnitud temporal	Intervalo global	Discretización

TABLA 2: HORIZONTE TEMPORAL DEL PROBLEMA. FUENTE: WOOD Y WOLLENBERG (1984).

En segundo lugar, la estructura del parque generador condiciona enormemente el planteamiento y la resolución del modelo. En los sistemas sin generación hidroeléctrica —o no significativa—, se aplican criterios de optimización clásicos, resolviendo tantos problemas de despacho económico<sup>3</sup> como intervalos de estudio se tuviesen. Por otro lado, en los escasos sistemas eléctricos sin generación térmica, la programación económica se convierte, en realidad, en una planificación de recursos, una vez conocida la demanda eléctrica<sup>4</sup>. Por último, los sistemas mixtos son los que incluyen tanto generación hidráulica como térmica. Son, sin duda, los más comunes y los que presentan una mayor complejidad. La optimización hidrotérmica valorará, funda-

<sup>2</sup> La experiencia británica es muy ilustrativa a este respecto. En la reestructuración sectorial realizada en 1990, las únicas instalaciones hidráulicas significativas de Inglaterra y Gales —dos centrales de bombeo— fueron asignadas a la empresa gestora de la red de transporte y de la operación del mercado mayorista. Con el tiempo, las autoridades se dieron cuenta de que esas plantas eran de vital importancia durante los picos de demanda y presionaron a la empresa para que las vendiese a otro agente que no ostentase poder de mercado.

<sup>3</sup> Conjunto de técnicas aplicables a problemas de reparto económico de la generación en sistemas exclusivamente termoeléctricos sin restricciones en la red.

<sup>4</sup> Los modelos que resuelven los problemas de coordinación hidrotérmica son válidos para este caso particular (habría que asignar funciones de coste ficticias a las unidades y contemplar otros criterios como la minimización de pérdidas en las líneas).

mentalmente, las funciones de coste de las termoeléctricas y las restricciones de agua en las hidroeléctricas. A continuación se desglosa el problema en sus subsistemas principales, como paso previo a la formulación matemática que más adelante se presentará.

El *subsistema térmico* se compone de aquellas unidades a las que es posible asignar un coste de combustible (u.m./MW.h), es decir, centrales térmicas convencionales (combustibles fósiles) y nucleares. La función matemática de dicho coste depende de la potencia generada a través de un polinomio de segundo grado que, en ocasiones, puede llegar a linealizarse (Habibollahzadeh, 1989)<sup>5</sup>. La minimización del coste ha de ser compatible con las características técnicas de cada central, las cuales definen sus límites de generación energética. Por otro lado, es habitual suponer que el parque térmico no presenta problemas de abastecimiento de combustible, aunque algunos autores sí examinan esta posibilidad (Wang y Shahidehpour, 1993).

Del resto de la generación se ocupa el *subsistema hidráulico* y su aspecto fundamental es la planificación de las reservas de agua. Suele hacerse bajo dos puntos de vista. Por un lado, una planificación a largo plazo, con un horizonte de tiempo que oscila entre una semana y uno o varios años. Se determina una política de gestión de recursos utilizando variables no deterministas, como las condiciones climatológicas o el consumo energético. Por otro lado, una planificación a corto plazo, en la que el intervalo de tiempo oscila entre un día y una semana. Implica la programación hora-hora de todo el sistema, de forma que se alcance el mínimo coste de producción. En este caso, tanto la carga como las reposiciones hidráulicas se consideran conocidas. El resultado de estos estudios proporciona el conocimiento de las capacidades hidráulicas totales disponibles, referidas al intervalo de tiempo elegido para el problema de coordinación hidrotérmica. La solución final reflejará cómo se reparte esa capacidad hidroeléctrica total en los distintos intervalos parciales de tiempo. Del subsistema hidráulico es interesante conocer, además, las características de cada central (Bayón, 1995): la existencia o no de embalse, la capacidad para realizar operaciones de bombeo, el acoplamiento hidráulico entre centrales de una misma cuenca, la variabilidad de la altura del embalse, etc. Estas peculiaridades, junto con la relación caudal/potencia, los volúmenes de agua mínimo y máximo almacenados y los límites de generación, definen la red hidráulica del sistema.

La *red de transmisión* constituye un tercer elemento importante en el tratamiento del problema, puesto que la solución de mínimo coste tiene también que cumplir los requisitos del flujo de cargas del sistema<sup>6</sup>, lo cual explica el especial tratamiento que se da a la capacidad de transmisión de las líneas (Gorenstin et al., 1992) y a las pérdidas eléctricas (Halim et al., 1993). Por último, la *demanda energética* de la red se supone perfectamente conocida en los modelos deterministas, mientras que en otros casos —modelos estocásticos— se acude a los métodos estadísticos.

Las consideraciones anteriormente expuestas han de traducirse finalmente en la formulación matemática de un clásico problema de optimización con restricciones. A modo de ejemplo, se estudiará un caso de coordinación hidrotérmica a corto plazo. Al tratarse de un modelo de optimización restringida, se ha de componer de una *función objetivo* —que, en este caso, representa el coste de funcionamiento del sistema— y una serie de restricciones. Las *restricciones de igualdad* tienen que ver con las ecuaciones del flujo de cargas y con el volumen de agua almacenada en los embalses, mientras que las *restricciones de desigualdad* reflejarán los límites de la generación de las centrales, de las reservas de agua y de las tensiones en los nudos de la red. Hay dos aspectos que deben destacarse. En primer lugar, es un modelo determinista, en el que se supone conocida la demanda eléctrica en todos los nudos del sistema. En segundo lugar, incluye datos correspondientes a la red de transmisión —parámetros eléctricos de las líneas, longitud, coeficientes de pérdidas, etc.—, con el objeto de determinar, simultáneamente al proceso de la minimización, el correspondiente *flujo de cargas* asociado al sistema. La solución del problema descrito proporcionará, la secuencia de funcionamiento de las centrales y el coste mínimo asociado.

#### 4. Propuesta de resolución y aplicación a un sistema real

Para solventar el problema hidrotérmico, es frecuente la utilización de *métodos desacoplados*, los cuales se basan en resolver separadamente dos subproblemas: el hidráulico y el térmico, tal y como se optó en el trabajo que se muestra en este artículo. La solución del *subproblema hidráulico* proporciona la secuencia horaria de generación exclusivamente hidroeléctrica. Matemáticamente, la función objetivo se representa por una función de descargas y volúmenes de agua almacenados en cada

<sup>5</sup> Se pueden tener en cuenta costes relacionados con otros aspectos: arranque y parada de unidades, operaciones de mantenimiento o averías (Contaxis y Kavatzia, 1990), emisión de contaminantes a la atmósfera (Bayón, 1995), etc.

<sup>6</sup> Ecuaciones matemáticas que reflejan el equilibrio de corrientes y potencias en los nudos de la red eléctrica.

embalse. Una vez conocida la potencia de origen hidroeléctrico que se ha de generar en cada intervalo, el *subproblema térmico* se plantea como un conjunto de problemas de despacho económico, de mayor o menor complejidad dependiendo de si se considera la red eléctrica o no. La generación térmica resultante se optimiza, por tanto, con un valor fijo de la generación hidroeléctrica.

Entre los métodos más frecuentemente utilizados se encuentran las técnicas de Lagrange, del Punto Interior, la Programación Dinámica y la Programación Lineal. Como novedad, en el presente trabajo se propone el uso del Algoritmo del Poliedro Flexible Penalizado (APFP), del que no se han encontrado referencias bibliográficas que indiquen un uso anterior en la resolución del problema hidrotérmico. Se trata de un método de búsqueda directa secuencial y aplicable a cualquier problema de minimización con restricciones, cuya aplicación a nuestro caso concreto ha dado excelentes resultados en las sucesivas pruebas que hemos realizado.

El procedimiento consiste en una mejora del algoritmo de Nelder y Mead<sup>7</sup> basado en la evolución de elementos geométricos denominados *simplex*, dentro del espacio  $R^n$  definido por las restricciones matemáticas del problema. Para aumentar su eficacia, el algoritmo original se modifica al incorporar las restricciones a la función objetivo en forma de términos penalizados, observándose mejoras que afectan a su convergencia, flexibilidad y reducción de estancamientos en mínimos locales (Río, 1998).

Esta metodología se aplicó en la resolución del problema de coordinación de la red hidrotérmica del Principado de Asturias. Se pretende así validar el empleo del APFP en sistemas de cierto tamaño y bajo dos supuestos: considerando las limitaciones impuestas por la red (APFP con red) y, a efectos comparativos, sin considerar dichas restricciones (APFP sin red). Se cuenta con la ventaja adicional de que ya se ha realizado otro trabajo de investigación sobre este mismo sistema<sup>8</sup> —utilizando el método de las *Funciones de Ritz*<sup>9</sup> como algoritmo de minimización—, lo que permitirá cotejar los resultados. Ha de advertirse que el caso resuelto por ese último método no tiene en cuenta las restricciones de red<sup>10</sup>. Si considera, en cambio, el retraso producido en el transporte de

agua entre centrales en una misma cuenca, mientras que el modelo con el que trabaja el APFP no contempla esa circunstancia. Los retrasos no son excesivamente grandes, pero podrían justificar la pequeña diferencia de coste final favorable al método del APFP.

Esencialmente, el sistema eléctrico asturiano está compuesto por 8 grupos térmicos, 9 grupos hidráulicos, 48 nudos, 68 líneas y 8 transformadores. Se parte de los datos proporcionados por la compañía eléctrica suministradora, que corresponden a los elementos mencionados y a la demanda de un día típico de invierno y laborable en los diferentes nudos de la red (núcleos urbanos, industriales y salida a otras comunidades limítrofes). Una vez configurado el modelo matemático correspondiente, el problema asociado se resuelve empleando el APFP. La solución está compuesta por la secuencia horaria de funcionamiento de todas las centrales, así como la generación en cada una de ellas y el valor de los flujos de potencia en las líneas y los valores de las tensiones en los nudos. Como muestra, se ofrecen los resultados correspondientes al coste total del sistema y la evolución de la tensión en un nudo representativo de la región (figuras 1, 2 y 3).

La observación de los gráficos anteriores permite deducir que el APFP ofrece resultados satisfactorios en la resolución de ambos modelos. La figura 1, que representa los costes totales de generación, indica que el funcionamiento más caro corresponde al del modelo en el que se tiene en cuenta la red eléctrica completa. Esto da a entender la conveniencia de realizar la optimización a partir de los parámetros de las líneas y sus capacidades de transmisión y no a través de sólo sus coeficientes de pérdidas, los cuales sólo son constantes para un determinado punto de funcionamiento de la red.

Por otro lado, y como ejemplo, se han expuesto las evoluciones de las tensiones (en módulo y argumento) de un nudo del sistema considerado representativo (Corredoria), donde es fácil comprobar cómo las tensiones en el mismo permanecen dentro de límites razonables ( $\pm 5\%$ ). La solución completa aportada por el programa de minimización ofrece las tensiones de todos los nudos de la red, por lo que también se conocerían los flujos instantáneos de potencia activa y reactiva por las líneas del sistema.

<sup>7</sup> También llamado Algoritmo del Poliedro Flexible (APF), debido al procedimiento geométrico en el que se basa (Himmelblau, 1972).

<sup>8</sup> En el marco del Proyecto de Investigación de la Universidad de Oviedo «Modelización del sistema hidrotérmico asturiano. Optimización mediante Funciones de Ritz, norma mínima y poliedro flexible», 1996/97.

<sup>9</sup> Método de optimización basado en la elección de un sistema apropiado de funciones de forma que simplifica notablemente el problema.

<sup>10</sup> Es importante resaltar el interés que, en el nuevo contexto sectorial, tiene contemplar las redes de transmisión energética, las cuales influyen considerablemente en el ajuste de los precios últimos a ofertar por las compañías.

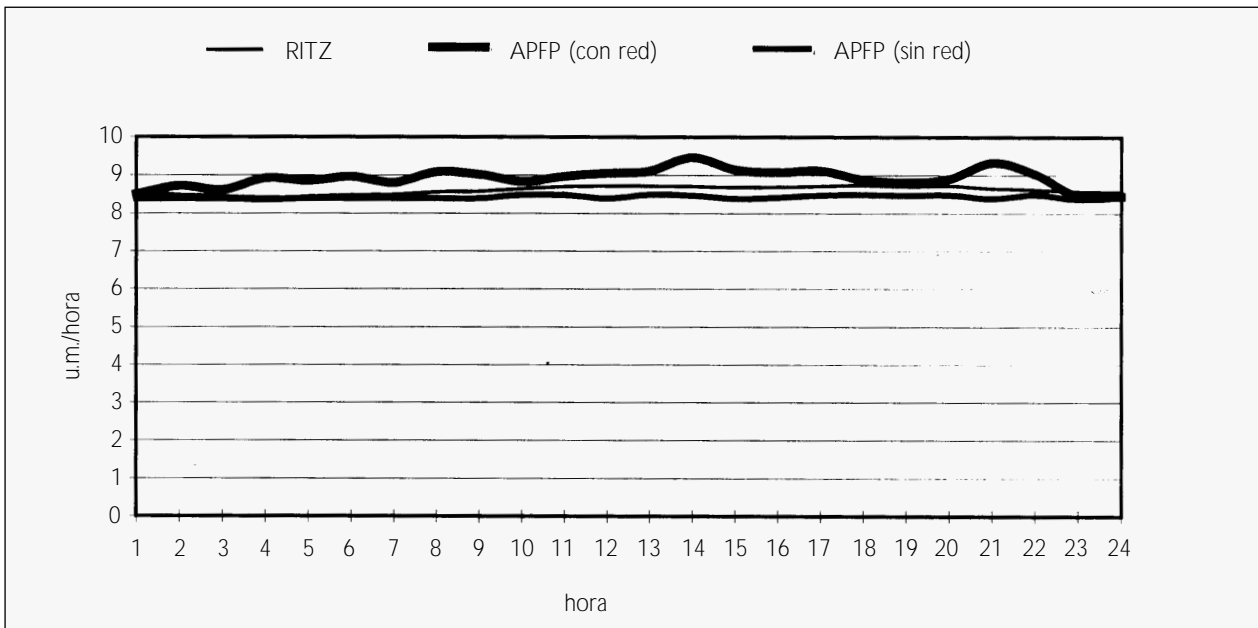


FIGURA 1: COSTES TOTALES DE GENERACION.

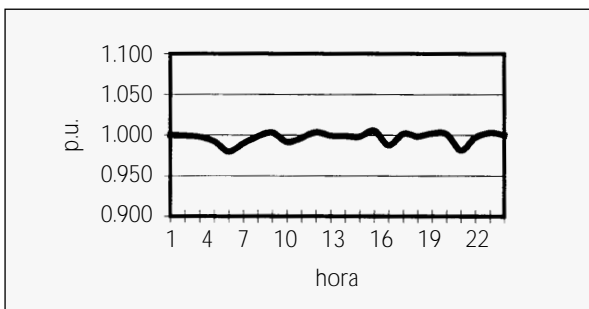


FIGURA 2: MODULO DE LA TENSION. NUDO 24: CORREDORIA.

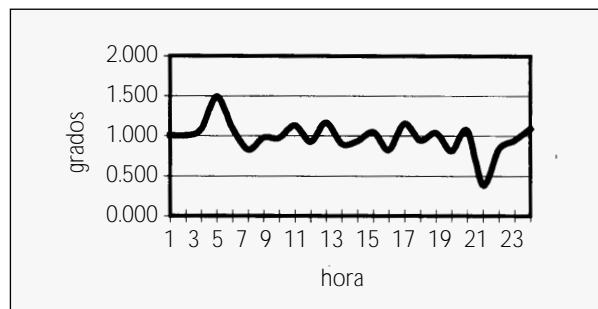


FIGURA 3: ANGULO DE LA TENSION. NUDO 24: CORREDORIA.

## 5. Consideraciones finales

A mediados de la década de los ochenta, el sector eléctrico español sufrió un cambio muy importante en su configuración, la forma de coordinación y los mecanismos retributivos. En primer lugar, se creó —bajo la esfera pública— Red Eléctrica de España, con el fin de agrupar las principales redes de transporte. En segundo lugar, se estableció un sistema de explotación unificada del parque generador peninsular, en el que las empresas perdían capacidad de decisión en favor de una coordinación central llevada a cabo por Red Eléctrica. Por último, se instauró un sistema de costes estándares individualizados para retribuir a las distintas instalaciones, lo que también reducía los grados de libertad de los gestores de las empresas. Pero toda esta arquitectura sectorial —vigente durante más de una década— fue súbitamente reemplazada por la nueva Ley del Sector Eléctrico. Dicha norma devuelve a las empresas eléctricas gran parte del protagonismo perdido, no para retornar a un régi-

men monopolístico de integración vertical, sino para actuar en un mercado organizado, abierto y crecientemente competitivo.

El precio del kilovatio hora se fija ahora en función de las ofertas y demandas horarias realizadas por los agentes del mercado, lo que ha obligado a las empresas a modificar drásticamente sus hábitos tradicionales de actuación. Los centros de control de las compañías eléctricas han pasado a asemejarse a los departamentos de tesorería de los grandes intermediarios financieros: sobre la base de información continuamente cambiante, deben tomar múltiples decisiones en tiempo real para tratar de aprovechar las oportunidades de negocio que van surgiendo en el mercado. Las herramientas informáticas que permiten simular los distintos procesos se configuran como una herramienta muy útil para tomar dichas decisiones.

En ese contexto hemos analizado la coordinación hidrotérmica, problema complejo que necesita

contemplar ciertas simplificaciones si se desea llegar a soluciones prácticas. Ante el gran número y heterogeneidad de los métodos de resolución, se ha optado por el APFP como procedimiento de minimización de costes, el cual ha resultado satisfactorio en la resolución de problemas de relativa dificultad (redes eléctricas reales). Además, se ha puesto de manifiesto la conveniencia de resolver el problema de la coordinación hidrotérmica utilizando los parámetros de las líneas y sus restricciones de capacidad de transmisión, en lugar de emplear los coeficientes «B» de pérdidas como es práctica habitual. El diseño de modelos basado en plantear como incógnitas las tensiones en los nudos de la red permite saber no solamente la combinación de potencias generadas en cada central que proporciona el coste mínimo, sino también, y simultáneamente, el flujo de cargas correspondiente. Matemáticamente, las ventajas radican en trabajar con un modelo de optimización en el que las variables tienen campos de existencia similares (si se trabaja en valores por unidad y en radianes), cuestión favorable para el algoritmo.

En definitiva, creemos que la metodología propuesta ofrece a las compañías eléctricas un instrumento de gestión muy interesante, tanto para formular sus ofertas iniciales como para anticipar y beneficiarse de las oportunidades creadas en los procesos de resolución de las restricciones técnicas y de adaptación de la generación a la demanda real.

## 6. Bibliografía

- ANDERSSON, S. y D. SJELVGREN, «A probabilistic production costing methodology for seasonal operations planning of a large hydro and thermal power system», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. PWRS-1, nº 4, Noviembre, 1986.
- BAYÓN ARNAU, L. F., *Optimización combinada de sistemas hidrotérmicos mediante métodos aproximados*, Tesis Doctoral, Universidad de Oviedo, 1995.
- CARNEIRO, A.A.F.M. y P.S. BOND, «A large scale application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 5, nº 3, Febrero, 1990.
- CONTAXIS, G.C. y S.D. KAVATZA, «Hydrothermal scheduling of a multireservoir power system with stochastic inflows», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 5, nº 3, Agosto, 1990.
- FABRA UTRAY, J., «Ante el mercado de la electricidad», *Economistas*, nº 77, 72-78, 1998.
- GARRIDO, J.A., *Coordinación hidrotérmica. Fundamentos básicos y métodos para la resolución del problema*, Universidad Internacional Menéndez Pelayo, Mimeo, Santander, 1986.
- GORENSTIN, B.G., N.M. GORENSTIN y M.V.F. PEREIRA, «Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 7, nº 2, Mayo, 1992.
- HABIBOLLAHZADEH, H., G.H. LUO y A. SEMLYEN, «Hydrothermal optimal power flow based on combined linear and nonlinear programming methodology», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 4, nº 2, Mayo, 1989.
- HALIM, A. et al., «An algorithm for the optimal scheduling of variable head hydro and thermal plants», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 8, nº 3, Agosto, 1993.
- HIMMELBLAU, D.M., *Applied nonlinear programming*, University of Texas, 1972.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Electricity supply industry. Structure, ownership and regulation in OECD countries*, OECD/IEA, Paris, 1994.
- MIDTTUN, A. (ed.), *European electricity systems in transition*, Elsevier, Oxford, 1997.
- NEWBERY, D.M., *Regulatory policies and reform in the electricity supply industry*, DAE Working Paper nº 9421, University of Cambridge, Cambridge, 1994.
- RIO GARCÍA, J. C., *Optimización de la gestión de sistemas hidrotérmicos de energía eléctrica. Algoritmo del poliedro flexible con funciones de penalización*, Tesis doctoral, Universidad de Oviedo, 1998.
- SURREY, J. (ed.), *The British electricity experiment*. Earthscan, London, 1996.
- VICKERS, J. y G. YARROW, «The British electricity experiment», *Economic Policy*, April, 187-231, 1991.
- WANG, C. y S.M. SHAHIDEHPOUR, «Power generation scheduling for multi-area hydrothermal systems with tie line constraints, cascaded reservoirs and uncertain data», *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 8, nº 3, Agosto, 1993.
- WOOD, A.J. y B.F. WOLLENBERG, *Power Generation, Operation & Control*, Power Technologies, Inc., New York, 1984.

