

Modelado de la Explotación de la Generación a Largo Plazo de Sistemas Eléctricos en Competencia Mediante el Problema Complementario

Mariano Ventosa Andrés Ramos Michel Rivier
Andrés Bautista Rubén de Andrés

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA
Universidad Pontificia Comillas
Alberto Aguilera 23
28015 Madrid, SPAIN
mariano.ventosa@iit.upco.es

Síntesis

Este artículo propone una nueva metodología para el diseño de modelos de planificación de la operación de un sistema eléctrico a largo plazo, que se adapta perfectamente al modelado de la explotación anual o plurianual de la generación en un entorno de competencia.

El método consiste en el planteamiento explícito del equilibrio de mercado formulando analíticamente las ecuaciones que definen el comportamiento óptimo de cada uno de los agentes generadores en un mercado de generación liberalizado teniendo en cuenta las restricciones técnicas que se consideren relevantes para el alcance temporal considerado. El sistema de ecuaciones resultante se resuelve directamente aprovechando que su estructura puede hábilmente plantearse en los términos de la de un “Problema Complementario” (*Mixed Complementarity Problem MCP*).

El análisis detallado de las expresiones analíticas de las condiciones de optimalidad permite extraer información muy relevante sobre el papel de cada tecnología de generación en la consecución de la política de explotación de máximo beneficio de cada empresa.

El modelo matemático se ha implantado en GAMS. En el artículo se presenta su aplicación a un caso ejemplo.

Palabras Clave: Mercados Eléctricos, Coordinación hidrotérmica y Problema Complementario.

1. El rol de los modelos de explotación

Los procedimientos de gestión de la generación con una regulación de libre mercado son más descentralizados que en un entorno tradicional. Las empresas generadoras deben no solo asumir las funciones normales de planificación de la explotación de sus centrales (arranques, paradas, gastos de agua, mantenimiento, etc.), sino que además deben hacer frente a nuevas funciones asociadas a los mercados de libre competencia.

Los resultados de los modelos de explotación adaptados a este nuevo entorno, deben permitir no sólo prever la operación de la generación, sino que deben proporcionar información relevante para dos nuevas funciones: la preparación de las ofertas diarias –en precio y cantidad– en los diferentes mercados, y la valoración económica de los contratos a largo plazo de venta de electricidad. Para ello, estos nuevos modelos deben caracterizar correctamente el comportamiento de todos los agentes implicados –operador del mercado, demanda y empresas– mientras se modela el sistema eléctrico con las mismas restricciones de los modelos tradicionales.

La consideración simultánea del objetivo de maximización del beneficio de cada empresa, es decir, el cálculo del equilibrio del mercado, constituye el aspecto más novedoso y complicado de estos modelos. En el punto de equilibrio del mercado –precio y cantidad producida por cada empresa– ninguna empresa mejora sus beneficios modificando de forma unilateral sus decisiones.

Coincidiendo con el proceso de cambios en la organización del sector eléctrico, el interés de los investigadores en el desarrollo de modelos adaptados a los mercados eléctricos ha crecido y se ha plasmado en numerosas publicaciones. Existen dos grandes tendencias en el modelado del equilibrio del mercado [6], por un lado están los modelos basados en *Supply Function Equilibria* [4][7] y por otro los modelos basados en la obtención del equilibrio de Cournot [2][5][9]. Los avances obtenidos en estos modelos han sido notables, sin embargo todavía presentan algunas deficiencias algorítmicas (dudosas propiedades de convergencia, tamaño de problemas reducido y tiempos de cálculo excesivos) además de limitaciones en cuanto a la correcta representación del sistema: no consideración de las restricciones técnicas que acoplan periodos, funciones de coste simplificadas o por ejemplo número de embalses reducido.

2. Planteamiento del modelo

Este artículo propone una nueva metodología para el diseño de modelos de planificación de la operación de un sistema eléctrico a largo plazo, que se adapta perfectamente al modelado de la explotación anual o plurianual de la generación en un entorno de competencia. El método consiste en el planteamiento explícito del equilibrio de mercado formulando analíticamente las ecuaciones no lineales que definen el comportamiento óptimo de cada uno de los agentes generadores en un mercado de generación liberalizado, considerando las restricciones técnicas que afectan a los medios de producción relacionados con los grandes movimientos de energía entre periodos. El sistema de ecuaciones resultante se resuelve directamente aprovechando que su estructura puede hábilmente plantearse en los términos de la de un “Problema Complementario” (*Mixed Complementarity Problem MCP*), cuyas particularidades permiten metodologías especiales de resolución incorporadas hoy en día en potentes y probados paquetes informáticos comerciales¹.

El artículo deriva analíticamente el sistema de ecuaciones no lineales mencionado (apartado 5) a partir de las condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker de cada uno de los problemas de optimización que definen la operación de cada agente (apartado 4): maximización del beneficio (ingresos menos gastos) sujeto al conjunto de restricciones que sean relevantes en el alcance considerado para explicar los límites de

¹ El modelo se ha implantado en GAMS versión 2.50, disponiéndose de dos optimizadores comerciales para problemas complementarios de gran tamaño MILES y PATH [1].

las decisiones de explotación. El artículo por simplicidad refleja únicamente las más imprescindibles (modelado de los embalses y parques de combustible de gestión anual y plurianual y modelado del bombeo estacional) pero la metodología puede directamente aplicarse y extenderse a cualquier otro tipo de restricción considerada relevante. De hecho el caso de aplicación presentado en el apartado 7 incorpora otras características como por ejemplo los ingresos que reciben las empresas por los llamados costes de transición a la competencia.

El análisis detallado de las expresiones analíticas de las condiciones de optimalidad permite extraer información muy relevante sobre el papel de cada tecnología de generación en la consecución de la política de explotación de máximo beneficio de cada empresa. El apartado 6 resume las principales conclusiones al respecto.

El planteamiento propuesto permite la suficiente complejidad y flexibilidad como para modelar correctamente el comportamiento físico de un sistema eléctrico a la vez que se considera explícitamente el objetivo de maximización del beneficio que persigue cada empresa participante en el mercado.

El modelo descrito considera en detalle las características particulares de cada tipo de generación. Cada generador térmico se modela mediante su potencia nominal², siendo el consumo de combustible una función cuadrática de la potencia generada. Cada combustible se caracteriza por su precio y en el caso de las centrales de carbón se consideran las compras realizadas y el tamaño de los parques de almacenamiento. Para las unidades de generación hidráulica se considera su potencia nominal y el nivel de reservas está limitado por la capacidad del embalse. Las unidades de bombeo requieren además el valor del rendimiento del ciclo turbinación-bombeo.

Tradicionalmente en los modelos de explotación la demanda se considera constante para cada nivel de carga. Sin embargo, en los nuevos modelos de explotación el modelado de la demanda debe considerar la reacción de la cantidad demandada frente al precio. En el modelo propuesto la demanda total en cada nivel de carga es función lineal del precio.

Este modelo de largo plazo considera un alcance plurianual dividido en periodos, y niveles de carga. Normalmente los periodos coinciden con los meses, mientras que la agrupación de las horas de punta, llano y valle forman los niveles de carga.

3. Notación

En esta sección se presentan todos los símbolos utilizados en la formulación matemática del modelo.

3.1. Índices.

<i>b</i>	Centrales de bombeo puro.	<i>n</i>	Niveles de demanda.
<i>c</i>	Centrales térmicas.	<i>p</i>	Periodos.
<i>e</i>	Empresas.	<i>t</i>	Grupos térmicos.
<i>h</i>	Centrales hidráulicas con o sin bombeo.		

² Los fallos de los grupos generadores se modelan de forma determinista, es decir, multiplicando la potencia nominal por uno menos la tasa de fallos.

3.2. Parámetros.

- $A_{p,h}$ Aportaciones de energía en el periodo p en la central h [TWh].
- $\bar{b}_b, \underline{b}_b$ Potencia máxima y mínima de bombeo de la central b [GW].
- $\bar{b}_h, \underline{b}_h$ Potencia máxima y mínima de bombeo de la central h [GW].
- $C_{p,c}$ Compras de combustible en el periodo p de la central c [kTcal].
- $d_{n,p}, d'_{n,p}$ Potencia demandada a precio cero [GW] y pendiente de la función lineal de la demanda en el nivel n del periodo p [(Mpta/TWh)/GW]
- $D_{n,p}$ Duración del nivel de carga n del periodo p [kh].
- $\bar{h}_{p,h}, \underline{h}_{p,h}$ Potencia máxima y mínima en el periodo p de la central h [GW].
- $\bar{h}_b, \underline{h}_b$ Potencia máxima y mínima la central b [GW].
- k_t Coeficiente de consumos propios del grupo t [p.u.].
- $L_{p,e}$ Generación contratada a largo plazo en el periodo p de la empresa e [GW].
- o_t, o'_t, o''_t Término independiente [kTcal/kh], pendiente [kTcal/TWh] y curvatura [kTcal/(GW²·kh)] de la parábola de consumo específico del grupo t .
- $\bar{p}_t, \underline{p}_t$ Potencia máxima y mínima del grupo t [GW].
- q_t Tasa de fallos del grupo t [p.u.].
- \bar{R}_b Nivel de reservas máximo de la central b [TWh].
- $\bar{R}_{p,h}, \underline{R}_{p,h}$ Nivel de reservas máximo y mínimo en el periodo p de la central h [TWh].
- $\bar{S}_{p,c}, \underline{S}_{p,c}$ Stock máximo y mínimo en el periodo p de la central c [kTcal].
- u_t Coste variable de operación y mantenimiento del grupo t [Mpta/GW].
- v_t Coste del combustible del grupo t [Mpta/kTcal].
- η_b Rendimiento del ciclo bombeo-turbinación de la central b [p.u.].
- η_h Rendimiento del ciclo bombeo-turbinación de la central h [p.u.].

3.3. Variables de decisión.

- $b_{n,p,b}$ Potencia consumida en el nivel n del periodo p por la central b [GW].
- $b_{n,p,h}$ Potencia consumida en el nivel n del periodo p por la central h [GW].
- $h_{n,p,b}$ Potencia generada en el nivel n del periodo p por la central b [GW].
- $h_{n,p,h}$ Potencia generada en el nivel n del periodo p por la central h [GW].
- $p_{n,p,t}$ Potencia generada en el nivel n del periodo p por el grupo t [GW].
- $R_{p,h}$ Reservas hidráulicas al principio del periodo p de la central h [TWh].
- $S_{p,c}$ Stock de combustible al principio del periodo p de la central c [kTcal].

3.4. Variables auxiliares.

- $g_{n,p,e}$ Potencia generada total en el nivel n del periodo p por la empresa e [GW].
- $CM_{n,p,t}$ Coste marginal en el nivel n del periodo p del grupo t [Mpta/TWh].
- $IM_{n,p,e}$ Ingreso marginal en el nivel n del periodo p de la empresa e [Mpta/TWh].
- $\pi_{n,p}$ Precio marginal del sistema en el nivel n del periodo p [Mpta/TWh].

3.5. Multiplicadores de Lagrange (asociados a las siguientes restricciones).

- $\mu_{p,b}^R$ Gestión de las reservas en el periodo p de la central b [Mpta/TWh].
- $\mu_{p,h}^R$ Gestión de las reservas en el periodo p de la central h [Mpta/TWh].
- $\mu_{p,c}^S$ Gestión del stock en el periodo p de la central c [Mpta/kTcal].
- $\mu_{p,h}^{\bar{R}}$ Límite de energía bombeada en el periodo p de la central b [Mpta/TWh]
- $\mu_{p,h}^{\underline{R}}; \mu_{p,h}^{\bar{R}}$ Cotas de la variable de reservas en el periodo p de la central h [Mpta/TWh].
- $\mu_{p,c}^{\underline{S}}; \mu_{p,c}^{\bar{S}}$ Cotas del nivel de stock en el periodo p de la central c [Mpta/ kTcal].
- $\mu_{n,p,t}^{\underline{P}}; \mu_{n,p,t}^{\bar{P}}$ Cotas de la potencia en el nivel n del periodo p del grupo t [Mpta/GW].
- $\mu_{n,p,h}^{\underline{h}}; \mu_{n,p,h}^{\bar{h}}$ Cotas de la potencia en el nivel n del periodo p del grupo h [Mpta/GW].
- $\mu_{n,p,h}^{\underline{b}}; \mu_{n,p,h}^{\bar{b}}$ Cotas del bombeo en el nivel n del periodo p del grupo b [Mpta/GW].

4. Formulación del problema de optimización de la explotación de la generación de cada empresa

Para simplificar la notación se agrupan las potencias producidas por los grupos térmicos t , los hidráulicas h y bombeo b para cada empresa e en cada nivel n de cada periodo p :

$$g_{n,p,e} = \left(\sum_{t \in e} p_{n,p,t} + \sum_{h \in e} h_{n,p,h} - \sum_{h \in e} b_{n,p,h} + \sum_{b \in e} h_{n,p,b} - \sum_{b \in e} b_{n,p,b} \right) \quad \forall n \quad \forall p \quad \forall e$$

4.1. Función objetivo.

La función objetivo de las empresas es maximizar sus beneficios para todo el alcance.

$$Max: \quad \sum_p \sum_n D_{n,p} \left\{ \pi_{n,p} \cdot (g_{n,p,e}) - \sum_{t \in e} \left(u_t p_{n,p,t} + v_t \left(o'_t \frac{p_{n,p,t}}{k_t} + o''_t \left(\frac{p_{n,p,t}}{k_t} \right)^2 \right) \right) \right\} \quad \forall e$$

4.2. Restricciones técnicas de la explotación.

Las restricciones técnicas de la explotación consideradas en un modelo de largo plazo son las relacionadas con los movimientos de energía.

1. *Gestión del combustible y gestión de las reservas hidráulicas.*

$$\sum_n \sum_{t \in c} D_{n,p} \left(o'_t \frac{p_{n,p,t}}{k_t} + o''_t \left(\frac{p_{n,p,t}}{k_t} \right)^2 \right) \geq S_{p,c} + C_{p,c} - S_{p+1,c} \quad : \mu_{p,c}^S \quad \forall p \quad \forall c \in e \quad \forall e$$

$$\sum_n D_{n,p} (h_{n,p,h} - \eta_h \cdot b_{n,p,h}) \leq A_{p,h} + R_{p,h} - R_{p+1,h} \quad : \mu_{p,h}^R \quad \forall p \quad \forall h \in e \quad \forall e$$

2. *Restricciones del bombeo puro.*

$$\sum_n D_{n,p} (h_{n,p,b} - \eta_b \cdot b_{n,p,b}) \leq 0 \quad : \mu_{p,b}^R \quad \forall p \quad \forall b \in e \quad \forall e$$

$$\sum_n D_{n,p} \cdot h_{n,p,b} \leq \bar{R}_b \quad : \mu_{p,b}^{\bar{R}} \quad \forall p \quad \forall b \in e \quad \forall e$$

3. Cotas de cada variable:

$$\begin{array}{llll}
 \underline{R}_{p,h} \leq R_{p,h} \leq \overline{R}_{p,h} & : \mu_{p,h}^R; \mu_{p,h}^{\overline{R}} & \forall p & \forall h \in e \quad \forall e \\
 \underline{S}_{p,c} \leq S_{p,c} \leq \overline{S}_{p,c} & : \mu_{p,c}^S; \mu_{p,c}^{\overline{S}} & \forall p & \forall c \in e \quad \forall e \\
 \underline{p}_t \leq p_{n,p,t} \leq \overline{p}_t & : \mu_{n,p,t}^p; \mu_{n,p,t}^{\overline{p}} & \forall n & \forall p \quad \forall t \in e \quad \forall e \\
 \underline{h}_b \leq h_{n,p,b} \leq \overline{h}_b & : \mu_{n,p,b}^h; \mu_{n,p,b}^{\overline{h}} & \forall n & \forall p \quad \forall b \in e \quad \forall e \\
 \underline{h}_{p,h} \leq h_{n,p,h} \leq \overline{h}_{p,h} & : \mu_{n,p,h}^h; \mu_{n,p,h}^{\overline{h}} & \forall n & \forall p \quad \forall h \in e \quad \forall e \\
 \underline{b}_b \leq b_{n,p,b} \leq \overline{b}_b & : \mu_{n,p,b}^b; \mu_{n,p,b}^{\overline{b}} & \forall n & \forall p \quad \forall b \in e \quad \forall e \\
 \underline{b}_h \leq b_{n,p,h} \leq \overline{b}_h & : \mu_{n,p,h}^b; \mu_{n,p,h}^{\overline{b}} & \forall n & \forall p \quad \forall h \in e \quad \forall e
 \end{array}$$

4.3. Restricciones auxiliares.

1. Ecuación del Precio.

$$\pi_{n,p} = d'_{n,p} \cdot \left\{ d_{n,p} - \sum_e g_{n,p,e} \right\} \quad \forall n \quad \forall p$$

2. Coste Marginal de cada generador.

$$CM_{n,p,t} = u_t + v_t \cdot \left(\frac{o'_t}{k_t} + 2 \cdot \frac{o''_t}{k_t^2} p_{p,n,t} \right) \quad \forall n \quad \forall p \quad \forall t \in e$$

5. Formulación del problema de equilibrio del mercado.

5.1. Formación de la función de Lagrange.

Para la obtención de las condiciones de optimalidad de los generadores se debe construir el lagrangiano del problema de maximización de cada empresa, lo cual es inmediato a partir de la formulación presentada en el apartado anterior.

5.2. Condiciones de optimalidad.

Derivando el lagrangiano respecto de las variables de decisión obtenemos las condiciones de optimalidad de cada empresa generadora e :

$$\frac{\partial \mathcal{L}_e}{\partial p_{n,p,t}} = -D_{n,p} \left(\begin{array}{l} \pi_{n,p} + (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} - CM(p_{n,p,t}) \\ + \mu_{p,c}^S \cdot \left(\frac{o'_t}{k_t} + 2 \cdot \frac{o''_t}{k_t^2} \cdot p_{n,p,t} \right) \end{array} \right) + (\mu_{n,p,t}^{\overline{p}} - \mu_{n,p,t}^p) = 0 \quad \left\{ \begin{array}{ll} \forall n & \forall p \\ t \in c \in e & \forall e \end{array} \right.$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}_e}{\partial h_{n,p,h}} = -D_{n,p} \left(\pi_{n,p} + (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} - \mu_{p,h}^R \right) + (\mu_{n,p,h}^{\overline{h}} - \mu_{n,p,h}^h) = 0 \quad \left\{ \begin{array}{ll} \forall n & \forall p \\ \forall h \in e & \forall e \end{array} \right.$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}_e}{\partial b_{n,p,h}} = D_{n,p} \left(\pi_{n,p} + (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} - \eta_h \cdot \mu_{p,h}^R \right) + (\mu_{n,p,h}^{\overline{b}} - \mu_{n,p,h}^b) = 0 \quad \left\{ \begin{array}{ll} \forall n & \forall p \\ \forall h \in e & \forall e \end{array} \right.$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}_e}{\partial h_{n,p,b}} &= -D_{n,p} \left(\pi_{n,p} + (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} - \mu_{p,b}^R - \mu_{p,b}^{\bar{R}} \right) + (\mu_{n,p,b}^{\bar{h}} - \mu_{n,p,b}^h) = 0 & \begin{cases} \forall n & \forall p \\ \forall b \in e & \forall e \end{cases} \\ \frac{\partial \mathcal{L}_e}{\partial b_{n,p,b}} &= D_{n,p} \left(\pi_{n,p} (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} - \eta_h \cdot \mu_{p,b}^R \right) + (\mu_{n,p,b}^{\bar{b}} - \mu_{n,p,b}^b) = 0 & \begin{cases} \forall n & \forall p \\ \forall b \in e & \forall e \end{cases} \\ \frac{\partial \mathcal{L}_e}{\partial R_{p,h}} &= \mu_{p-1,h}^R - \mu_{p,h}^R + (\mu_{p,h}^{\bar{R}} - \mu_{p,h}^R) = 0 & \forall p > 1 \quad \forall h \in e \quad \forall e \\ \frac{\partial \mathcal{L}_e}{\partial S_{p,c}} &= -\mu_{p-1,c}^S + \mu_{p,c}^S + (\mu_{p,c}^{\bar{S}} - \mu_{p,c}^S) = 0 & \forall p > 1 \quad \forall c \in e \quad \forall e \end{aligned}$$

Finalmente habría que añadir las restricciones de desigualdad multiplicadas por su multiplicador de Lagrange –complementariedad de holguras en problemas lineales– para completar el conjunto de ecuaciones no lineales que definen el problema de optimización de cada empresa generadora. Sin embargo, estas ecuaciones no se incluyen en este artículo debido que su obtención es inmediata.

5.3. El problema de equilibrio del mercado eléctrico como un Problema Complementario.

La formulación más elemental del Problema Complementario es el siguiente sistema de inequaciones: Sean $f : \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}^n$ y $x \in \mathfrak{R}^n$ tal que:

$$x_i \geq 0 \quad f_i(x) \geq 0 \quad x_i \cdot f_i(x) = 0 \quad (i = 1, \dots, n)$$

Las condiciones de optimalidad de Karus-Kuhn-Tucker (KKT) de problemas de optimización no lineales tienen la estructura del problema complementario (MCP). Donde el vector x_i está formado por las variables de decisión y los multiplicadores de Lagrange de las restricciones técnicas de los problemas de optimización de cada empresa.

$$x_i = \left\{ \begin{array}{l} \text{Variables del Problema} \\ \text{Multiplicadores de Lagrange de las Restricciones de Igualdad} \\ \text{Multiplicadores de Lagrange de las Restricciones de Desigualdad} \end{array} \right\}$$

Y la función $f_i(x)$ es el gradiente del lagrangiano de los mismos problemas de optimización.

$$\begin{aligned} f_i(x) &= \{ \text{Gradiente del Lagrangiano} \} = \\ &= \left\{ \begin{array}{l} \text{Derivadas del Lagrangiano respecto de las Variables del Problema} \\ \text{Restricciones de Igualdad} \\ \text{Restricciones de Desigualdad} \end{array} \right\} \end{aligned}$$

De lo cual se deduce con facilidad que se verifica la condición $x_i \cdot f_i(x) = 0$.

6. Significado de las condiciones de optimalidad.

Las derivadas parciales del Lagrangiano respecto de las variables de decisión explican cómo se consigue la maximización del beneficio. Para mayor claridad de la explicación supondremos que no están activas las cotas de las variables respecto de las que se deriva

ni la restricción de consumo de combustible, de este modo hacemos que sus multiplicadores asociados valgan cero.

La parcial del Lagrangiano respecto de la potencia térmica coincide con la ecuación de Cournot: la empresa genera hasta que su coste marginal iguale el ingreso marginal.

$$IM_{n,p,e}(g_{n,p,e}) = \pi_{n,p} + (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} = CM(p_{n,p,t})$$

La parcial del Lagrangiano respecto de la potencia hidráulica (junto con la parcial anterior) explica que se deben emplear los recursos hidráulicos en aplanar los costes marginales de cada empresa para todos los niveles de cada periodo p .

$$IM_{n,p,e}(g_{n,p,e}) = \pi_{n,p} + (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} = \mu_{p,h}^R$$

La parcial respecto de la potencia bombeada dice que se debe bombear cuando los costes marginales de la empresa bajen hasta igualar el producto del valor del agua por su rendimiento, aplanando los costes marginales de cada empresa impidiendo su bajada.

$$IM_{n,p,e}(g_{n,p,e}) = \pi_{n,p} + (g_{n,p,e}) \cdot \frac{\partial \pi_{n,p}}{\partial g_{n,p,e}} = \eta_h \cdot \mu_{p,h}^R$$

La parcial del Lagrangiano respecto del nivel del embalse (stocks del parque) dice que el valor del agua (del combustible) debe ser igual en periodos consecutivos si no se activan las restricciones que limitan el nivel de reservas (stocks).

$$\mu_{p-1,h}^R = \mu_{p,h}^R \quad ; \quad \mu_{p-1,c}^S = \mu_{p,c}^S$$

7. Caso ejemplo

El modelo presentado en este artículo ha sido aplicado al mercado eléctrico español, en el cual operan cuatro compañías generadoras: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidroeléctrico. El parque de generación térmica está compuesto por 84 grupos, asociados a 42 centrales. En cuanto al equipo hidroeléctrico, éste se ha agrupado en 10 unidades de generación equivalentes más otras 10 unidades de bombeo, con un producible total de 28337 GWh. La demanda se modela como una función lineal del precio con una pendiente de 1 pta/(MW)²h. La potencia máxima demandada del sistema asciende a 29114 MW, siendo la demanda de energía eléctrica anual de 180180 GWh. El alcance anual del modelo se ha dividido en doce periodos (meses) con 3 niveles de carga (punta, llano y valle) para cada periodo.

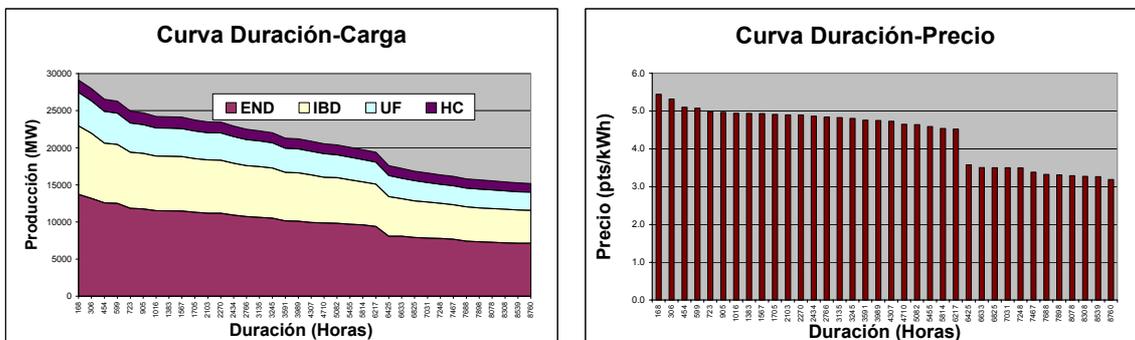


Figura 1. Producciones y precios obtenidos para el caso español.

El tamaño del problema así planteado es de 5079 filas (ecuaciones) con 5099 columnas (variables). Para su resolución se ha utilizado un PC Pentium-II 233 MHz con 64 MB, ascendiendo el tiempo de cálculo a 127 segundos (2 minutos aproximadamente).

8. Conclusiones

La aportación fundamental del artículo consiste en la presentación una nueva metodología para el modelado de la planificación eléctrica, la cual se adapta perfectamente al diseño de modelos de explotación de la generación en mercados en competencia. Esta metodología basada en “El Problema Complementario” [3] permite modelar correctamente el sistema eléctrico, internalizando tanto las reglas del mercado como el comportamiento de maximización del beneficio de las empresas. Es decir, permite diseñar modelos que calculen el equilibrio del mercado considerando explícitamente todas las restricciones del sistema.

El artículo describe un modelo de explotación de la generación de sistemas eléctricos en un entorno de competencia imperfecta que considera el comportamiento de las empresas generadoras y que incluye explícitamente las características peculiares de cada tipo de generación. El análisis de las ecuaciones que forman el modelo permite caracterizar el papel de cada tipo de generación en un entorno desregulado.

El modelo matemático se ha implantado en GAMS con la estructura del problema complementario (MCP) [8], lo cuál ha permitido simular la explotación de la generación en un entorno de competencia imperfecta.

Referencias

- [1] S.C. Billups, S. P. Dirkse, and M. C. Ferris. *A comparison of large scale mixed complementarity problem solvers* *Computational Optimization and Applications*, 7:3-25, 1997.
- [2] J. Bushnell, *Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Competition in the Western US*, POWER Conference on Electricity Restructuring, University of California, Energy Institute. 1998
- [3] W.W. Cottle, J.S. Pang, and R.E. Stone. *The Linear Complementarity Problem*. Academic Press, Boston, 1992
- [4] R.J. Green, and D. M. Newbery, *Competition in the British Electricity Spot Market*, *Journal of Political Economy*, Vol. 100 No. 5 pp 929-953, 1992.
- [5] B. F. Hobbs. *LCP Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO-Based Power Markets*. Proceedings, IEEE Winter Power Meeting, NY City, Feb. 1999.
- [6] E. Kahn, *Numerical techniques for analyzing market power in electricity*. *The Electricity Journal*. pp. 34-43. July 1998.
- [7] Rudkevich, A., Duckworth, M. and Rosen, R. *Modeling electricity pricing in a deregulated generation industry: The potential for oligopoly pricing in a Poolco*, *The Energy Journal*, Vol. 19 No. 3 1998.
- [8] T. F. Rutherford, *Extension of GAMS for complementarity problems arising in applied economic analysis*, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 19:1299-1324, 1995.
- [9] T. J. Scott, and E.G. Read, *Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market*, *International Transactions in Operational Research*, Vol. 3 pp 243-253, 1996.