

**EFFECTOS DE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO:
MODELIZACIÓN TEÓRICA Y EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

CIRO EDUARDO BAZÁN NAVARRO

FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS
DOCUMENTO DE TRABAJO
Nº 378/2008

De conformidad con la base quinta de la convocatoria del Programa de Estímulo a la Investigación, este trabajo ha sido sometido a evaluación externa anónima de especialistas cualificados a fin de contrastar su nivel técnico.

La serie **DOCUMENTOS DE TRABAJO** incluye avances y resultados de investigaciones dentro de los programas de la Fundación de las Cajas de Ahorros.
Las opiniones son responsabilidad de los autores.

Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico: Modelización Teórica y Experiencia Internacional

Ciro Eduardo Bazán Navarro*

CIDES-ULPGC**

Febrero 2008

Resumen

En este documento se ha realizado la modelización teórica de un sistema eléctrico para analizar la influencia que las reformas organizativas del sector eléctrico tienen sobre la eficiencia productiva, y para mostrar los efectos que las reformas tienen sobre las tarifas de los usuarios finales, en un contexto estático de corto plazo y a la luz de la experiencia internacional. La principal conclusión que se extrae es que si se reforma el sector sin cuidar el correcto diseño de las reglas de acceso a las redes eléctricas y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional, no se mejorarán los resultados del mercado. Si tras la reforma no existen ganancias de eficiencia productiva, los consumidores tendrán que pagar precios más altos que los del modelo centralizado. No obstante, si la ganancia de eficiencia es lo suficientemente grande, es posible que los precios disminuyan tras la reforma.

Palabras Clave: sector eléctrico, *pool*, reforma, competencia, liberalización, desintegración vertical, acceso a redes, tarifas.

Clasificación JEL: L94, D43.

* Deseo agradecer a Gustavo Nombela (FEDEA), Juan Luis Jiménez (ULPGC) y Javier Campos (ULPGC) por sus valiosos comentarios y sugerencias.

** Centro de Investigación para el Desarrollo Sostenible de la Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo (USAT). Chiclayo-Perú. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC). Islas Canarias-España.

1 Introducción

Hasta hace pocos años, el sector eléctrico era considerado un monopolio natural verticalmente integrado. No obstante, en las últimas décadas, muchos países han ido introduciendo reformas en la organización de sus industrias eléctricas. Estas reformas han sido posibles, por un lado, gracias a cambios tecnológicos, que han permitido reducir la escala de las centrales de generación y una mayor competencia; y por otro lado, gracias a una revisión de la función reguladora que desempeñan los gobiernos. El nuevo marco se caracteriza por la desintegración vertical entre las actividades potencialmente competitivas (generación y comercialización) y las actividades reguladas (transmisión y distribución) del sector, introducción de la competencia en la generación y en la comercialización, la creación de mercados eléctricos descentralizados cuya característica fundamental son los mercados eléctricos de contado al por mayor (*wholesale electricity spot markets*) o *pools competitivos*¹, la descentralización de las decisiones de inversión en expansión de la red de transmisión y en capacidad de generación, la regulación de las tarifas y de las condiciones de acceso de terceros a las redes eléctricas (que aún se consideran monopolios naturales), y una redefinición de la regulación (desarrollo de un nuevo marco regulador). Adicionalmente, algunos países han realizado privatizaciones en la generación y en la comercialización con el propósito de que inversionistas privados introduzcan recursos financieros en estas fases y con la esperanza de que las empresas busquen reducir sus costos.

En general, todos estos cambios buscan mejorar la eficiencia económica del sector, incrementar la seguridad del suministro eléctrico (confiabilidad del sistema y suficiente inversión en nueva capacidad de generación y transmisión), proteger el medio ambiente y reducir las tarifas para los usuarios finales. Sin embargo, esto no se garantiza automáticamente, como algunas experiencias negativas de diversos países muestran [por ejemplo: Chile, Brasil, Argentina, EE.UU. (California)].

En este nuevo ambiente, resultan interesantes algunas cuestiones tales como: ¿La reforma del sector eléctrico puede incentivar a que las empresas del sector operen eficientemente?, y ¿Cuál es el efecto de la reforma en las tarifas de los usuarios finales?

En este documento se ha realizado la modelización teórica de un sistema eléctrico sencillo para analizar la influencia que las reformas organizativas del sector eléctrico tienen sobre la eficiencia productiva y para mostrar los efectos de la reforma del sector eléctrico en un periodo de corto plazo a la luz de la experiencia internacional. En particular, se pretende mostrar mediante el análisis de diversos escenarios, que de hecho se presentan en las industrias eléctricas de diversos países, qué

¹ Los *pools competitivos* son mercados eléctricos de contado (*electricity spot markets*) en donde los generadores compiten para suministrar energía eléctrica a través de sus ofertas de precios o pujas (subasta simple). Existen algunos *pools* en donde, a parte de las pujas presentadas por los generadores, los consumidores compiten para comprar energía presentando ofertas en el lado de la demanda (doble subasta).

efectos tienen la liberalización de la generación, la desintegración vertical (separación de los servicios de generación competitivos de los servicios de transmisión y distribución monopolísticos) y las condiciones de acceso a las redes eléctricas sobre las tarifas de los usuarios finales dentro de un contexto estático y para un horizonte de corto plazo. Una vez hallada la solución óptima para cada escenario, en términos de política de precios (tarificación óptima), se realiza una especificación común para todas las alternativas (demanda lineal y costos cuadráticos). A partir de esta especificación, se analizan las ganancias de eficiencia asociadas a la elección organizativa.

Este trabajo está compuesto por cinco secciones. En la sección 2 se detallan las características técnico-económicas de un sistema eléctrico. En la sección 3 se realiza una modelización teórica de las operaciones de corto plazo de un sistema eléctrico simplificado teniendo en cuenta la organización tradicional del sector eléctrico y la organización reformada. En la sección 4 se hace una revisión de la literatura sobre los resultados de la reforma eléctrica a nivel internacional. Finalmente, se presentan las conclusiones y posibles líneas de extensión.

2 Características técnico-económicas de un sistema eléctrico

La energía eléctrica es un elemento indispensable para el desarrollo de múltiples actividades económicas y es un factor de producción de casi todos los bienes y servicios. Entre las principales características de la electricidad podemos destacar que se puede producir a partir de fuentes energéticas primarias muy diversas y que posee gran diversidad de aplicaciones. Se puede transportar en forma instantánea a grandes distancias y es relativamente fácil de controlar. No obstante, el mayor inconveniente que presenta la electricidad es que aunque es posible acumularla en pequeñas cantidades, no lo es en grandes cantidades debido a su alto costo.

A todo el conjunto de activos requeridos para hacer llegar la energía eléctrica a los consumidores se le denomina *Sistema Eléctrico*. Las fases o etapas que conforman un sistema eléctrico son: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Para aclarar los términos que van a utilizarse a lo largo de este trabajo, definiremos la demanda eléctrica como la energía eléctrica, medida en megavatios-hora (MWh), que es requerida por los usuarios y que es producida por las empresas generadoras en un periodo dado. Con el propósito de estudiar las características de los costos de las distintas fases de un sistema eléctrico se hace en esta sección una revisión de su operación, destacando el papel central que desempeña la red de transmisión.

2.1 Definición y estructura de un sistema eléctrico

Podemos definir un sistema eléctrico como el conjunto de *elementos*² que hacen posible suministrar energía eléctrica a los usuarios en cualquier punto en el que sea necesario su uso, en condiciones apropiadas de voltaje, frecuencia y disponibilidad.

La estructura del sector eléctrico tradicionalmente se dividía en tres fases: generación, transmisión y distribución. Estas fases muestran diferencias claras en sus funciones, en su tecnología, y en sus características de costos. Sin embargo, recientemente, la reforma del sector de la electricidad ha impulsado la aparición de la comercialización, o venta al por menor, de la electricidad a los consumidores finales, como una función separada y distinta a la de distribución. En la Figura 1 se muestra la estructura de un sistema eléctrico, aunque en este esquema no se han separado funcionalmente las fases de distribución y comercialización.

2.1.1 Generación

En esta etapa se genera energía eléctrica por medio de unidades o grupos de generación³ de diversas tecnologías a través de la transformación de alguna otra forma de energía en energía eléctrica a partir de una fuente primaria (recursos hídricos, carbón, gas natural, petróleo, combustible nuclear, recursos renovables, etc.). En esta fase, también se realiza la planificación de la capacidad instalada y de las inversiones a largo plazo.

Es importante señalar que gracias al surgimiento de nuevas tecnologías de generación como las turbinas de gas de ciclo combinado, que han reducido notablemente las economías de escala respecto al tamaño del mercado eléctrico, los costos fijos, los periodos de construcción, las emisiones medioambientales y los costos de interrupción, se ha favorecido la introducción de competencia en esta fase. Por tanto, en principio no parece existir ningún argumento económico que justifique el hecho de que una sola empresa realice esta actividad. Sin embargo, que la competencia sea posible no implica que sea fácil de reformar el sector de modo que un número adecuado de empresas garantice un suministro eficiente de electricidad (López, 1999).

2.1.2 Transporte

La electricidad es transportada a través de redes de transmisión en alta tensión y por redes de distribución en media y baja tensión.

a) Transmisión: Los sistemas de transmisión son el conjunto de redes eléctricas⁴ que transportan energía desde las estaciones elevadoras a la región en que están los centros de

² Los *elementos* principales que conforman un sistema eléctrico son: centros de generación, estaciones elevadoras, redes de transmisión y distribución, subestaciones y estaciones de transformación, equipos de medida, protección y control, elementos consumidores como motores y centros de iluminación, etc.

³ La entidad relevante de generación de electricidad es la planta la cual está constituida por unidades de diferentes escalas y que operan en distintas épocas.

consumo. Una vez generada la electricidad en las centrales, para minimizar las pérdidas, se eleva la tensión desde el valor de la generación hasta el de transmisión a grandes distancias que normalmente suele estar entre los 132 kV y los 750 kV. Luego de elevarse la tensión, la energía es transportada a través de una red de interconexión⁵ y a través de una red de transmisión hasta una subestación de transformación⁶ que reduce la tensión a niveles que van desde los 66 kV hasta los 132 kV. A partir de las subestaciones de transformación a través de la red de reparto⁷ se envía la energía eléctrica, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución⁸.

La *red de transmisión* provee la energía a países con potencias de miles de MW y a grandes distancias. Para ello utilizan tensiones iguales a las redes de interconexión. Por su importancia económica deben poseer una estructura que asegure continuidad de servicio.

Aparte de la función de transporte de electricidad en alta tensión, la fase de transmisión incluye la operación, la coordinación y el despacho económico de la capacidad de generación existente así como la planificación de la red de transmisión a través de un centro de control de electricidad. El tamaño y las condiciones de la red de transmisión dependen de consideraciones de oferta y demanda, de los costos de construcción y mantenimiento y de los costos por pérdidas de energía eléctrica en forma de calor.

En cuanto al aspecto económico de la transmisión podemos decir que presenta economías de escala que se alcanzan gracias al uso de una sola red. Por otro lado, en esta fase también se pueden conseguir importantes economías de alcance y algunas economías de densidad (Weyman-Jones, 1995)⁹. Debido a que la energía eléctrica es difícilmente almacenable, la electricidad que circula por las líneas de transmisión en cada instante puede considerarse como un multiproducto. Por tanto, en la transmisión se puede hablar de economías de alcance en el sentido que el costo de proveer un conjunto de productos es inferior a la suma de los costos de brindar cada uno de ellos por separado. Las economías de densidad se originan gracias a la interconexión de los diversos centros de consumo (nodos de demanda), en los que los intercambios de electricidad pueden experimentar oscilaciones

⁴ Podemos considerar como *red eléctrica* al conjunto de nodos (puntos de la red en el que concurren más de dos líneas de conducción) unidos mediante tramos o líneas (conjunto de elementos de la red comprendido entre dos nodos consecutivos) de conducción.

⁵ Las *redes de interconexión* son uniones entre sistemas de transmisión poderosos y sirven para apoyo recíproco de éstos, transmitiendo energía eléctrica en una u otra dirección según sean las circunstancias.

⁶ Las *subestaciones de transformación*, que constituyen nodos de la red eléctrica, tienen por función reducir el voltaje del transporte e interconexión a voltajes de reparto y se encuentran ubicadas en los grandes centros de consumo.

⁷ Las *redes de reparto o subtransmisión* suministran la electricidad requerida por la distribución de todo un pueblo o por algunos consumos industriales de gran envergadura. Transporta potencias de algunas decenas de megavatios.

⁸ La función de una *estación transformadora de distribución* es reducir el voltaje desde el nivel de la red de reparto hasta el de la red de distribución en media tensión. Estas estaciones contienen los equipos que permiten conectar o desconectar elementos del sistema, así como los equipos de control, protección y medición. Éstas se encuentran normalmente intercaladas en los anillos formados en la red de reparto.

⁹ Las *economías de densidad* implican que el costo medio de abastecer a los clientes en un área geográfica determinada decrece cuando el número de consumidores atendidos se incrementa.

inciertas e imprevistas. Gracias a la interconexión, el riesgo de no poder abastecer a la demanda en un sistema de nodos interconectados es menor que la suma de los riesgos de no poder atender los requerimientos de cada nodo aislado (López, 1999).

Sólo con las economías de escala y de alcance, así como también con las economías de densidad presentes en esta fase, bastaría para considerar a las instalaciones de la red de transmisión como un monopolio natural, aunque como veremos más adelante, las principales razones que caracterizan a la actividad de la red de transmisión como monopolio natural se desprenden del importante papel que ésta desempeña en la *operación y coordinación* del sistema de energía eléctrica como un todo, y de las externalidades que determinadas decisiones de los generadores ocasionarían sobre otros agentes conectados al sistema.

b) Distribución: Esta fase está compuesta por las redes de distribución de media y baja tensión.

Red de distribución en media tensión

Son redes malladas¹⁰ que cubren la superficie de un gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. La misión de estos centros es reducir la tensión de la red de distribución de media tensión al nivel de la red de distribución de baja tensión. Se encuentran ubicados en los centros de gravedad de todas las áreas de consumo. Las tensiones a las que suelen funcionar estas redes van desde los 3 kV hasta los 66 kV.

Red de distribución de baja tensión

Son redes que, partiendo de los centros de transformación ya mencionados, alimentan directamente los distintos usuarios, constituyendo el último escalón en la distribución de la energía eléctrica. Es la última fase de transformación donde la media tensión se reduce a tensiones menores a 1 kV, normalmente a 380 voltios y 220 voltios. Este proceso se realiza a través de transformadores que se instalan sobre postes o en cámaras subterráneas.

Al igual que la transmisión, la distribución se caracteriza por un uso intensivo del factor capital, una elevada relación entre costos fijos y variables y altos costos hundidos. Además, las redes de distribución presentan importantes economías de densidad, lo que justificaría desde el punto de la eficiencia técnica darle a los distribuidores derechos exclusivos sobre algún área de mercado, procurando que las áreas asignadas no se solapen y así reducir los costos de distribución totales. Debido a que parece que diseñar redes de gran tamaño significaría que las economías de escala que las caracterizan tenderían a desaparecer en un periodo de tiempo muy corto, se justificaría, para minimizar los costos totales de distribución, un modelo de numerosos monopolios locales con un área de

¹⁰ Una *malla* es el conjunto de líneas que forman un camino cerrado a través de por lo menos dos nodos consecutivos, por lo que se puede decir que una *red mallada* es aquella que conecta sus diversos nodos a través de líneas que permiten acceder de uno a otro por distintos caminos alternativos (Lasheras, 1999).

mercado que estuviese inversamente relacionada con la densidad de los consumidores (Kühn y Regibeau, 1998).

2.1.3 Comercialización

La comercialización es una nueva actividad económica de la industria eléctrica que consiste en facilitar la utilización de la electricidad a los usuarios finales. La comercialización asimismo supone el *marketing*, la compra de electricidad al por mayor, la contratación, la medición, facturación y cobro, y puede abarcar servicios de atención al cliente, pero sin ocuparse de la distribución o mantenimiento de la red de transporte de baja tensión. Es decir, la comercialización consiste en prestar un servicio al por menor a partir de un bien producido por otros (los generadores) a través de las redes eléctricas pertenecientes a terceros. En consecuencia, el valor añadido por las empresas comercializadoras es relativamente pequeño, y sus diversos costos que proceden de la generación, transmisión y distribución tienen una enorme influencia sobre el precio de venta (López, 1999).

La competencia en la actividad de comercialización se da en el precio de venta de la electricidad o en el servicio de atención al cliente. Los comercializadores negocian la compra de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con los generadores, y su venta al por menor con los consumidores finales, accediendo a las redes de distribución de baja tensión mediante el pago de peajes a los propietarios de las redes.

Habitualmente, la comercialización era brindada al usuario final de forma agregada con la distribución. Sin embargo, no hay alguna razón económica que justifique que la comercialización no se pueda realizar de forma separada de la distribución. La comercialización no requiere elevadas inversiones, lo que permite que los costos hundidos sean bajos facilitando así la entrada de nuevos competidores y creando un ambiente apropiado para que se desarrolle la competencia.

2.2 Operación del sistema eléctrico: el papel central de la red de transmisión¹¹

En un sistema eléctrico existe un alto grado de interdependencia entre las fases de generación, transmisión y distribución, de forma que cualquier modificación en algún punto del sistema afecta a todo el resto. Por tanto si se desea que el sistema funcione de manera eficiente se deberá tener en cuenta dicha interdependencia. Ésta se debe principalmente a la interacción de tres importantes características del sistema.

En primer lugar, todo sistema eléctrico debe satisfacer en cualquier instante del tiempo la siguiente restricción de equilibrio:

$$\text{Energía Generada} + \text{Pérdidas de Energía} = \text{Energía Demandada} \quad [1]$$

¹¹ La elaboración de este subapartado esta basada en: Lasheras (1999), Kühn y Regibeau (1998) y la tesis doctoral desarrollada por Ramos (2000).

La ecuación [1] nos dice que la energía generada siempre debe ser mayor a la energía demandada en las pérdidas de energía producidas en la transmisión¹² y en todos los puntos de consumo. La energía por unidad de tiempo que se pierde en el transporte de electricidad en una línea de la red de transmisión es directamente proporcional al cuadrado de la intensidad de corriente eléctrica¹³ que circula por dicha línea y a su resistencia eléctrica.¹⁴

La resistencia depende entre otras cosas de la distancia del conductor y, ésta a su vez depende de la energía que se inyecta y se retira de la red de transmisión en cada instante. Por ello, las pérdidas cambian cada vez que varía la cantidad que se está generando y demandando, es decir, las pérdidas son distintas prácticamente en cada momento del tiempo. Debido a esta característica técnica, se requiere un *alto grado de coordinación* para mantener el equilibrio del sistema eléctrico debido a que cualquier desequilibrio en el sistema provocaría daños extensos de manera casi instantánea en diversas partes de la red.

En segundo lugar, la energía eléctrica no es un flujo direccional. Esto implica que un usuario conectado a la red de transmisión no sabe de qué central de generación está recibiendo la energía eléctrica que consume y, por lo tanto, sólo en el caso en el que exista una línea directa exclusiva entre el usuario y el generador, se podrán hacer contratos de entrega física de energía desde una central de generación específica. En la actualidad existen muy pocos elementos de control direccional del flujo de energía en manos del operador de una red de transmisión o de los agentes del sector eléctrico.

En tercer lugar, la demanda presenta una evolución compleja y fluctuante con altas variaciones temporales: diarias, semanales, mensuales y estacionales. La demanda de energía eléctrica en el muy corto plazo suele ser muy incierta, porque la cantidad demandada de electricidad depende de las elecciones de un gran número de usuarios y de las cantidades que decidan utilizar. Los factores que suelen afectar la demanda y hacerla incierta en el mediano y largo plazo son las desviaciones de los patrones climáticos usuales en las diversas estaciones del año, las modificaciones en las condiciones económicas de los usuarios, y el tipo de equipos que son conectados a la red para el consumo de electricidad.

Debido a estas tres características, para garantizar la estabilidad, la seguridad y el equilibrio (ecuación [1]) de la red de transmisión *en el corto plazo* es indispensable resolver en tiempo real y de forma casi instantánea los desvíos que se producen en las condiciones de operación de la red, ya sea porque las condiciones técnicas o de seguridad de ésta sufran algún contratiempo, o porque la generación o la demanda no coincidan con sus valores esperados. Además, la seguridad del suministro

¹² Las *pérdidas debidas a la transmisión* son la parte de la energía eléctrica que al viajar a lo largo de la red de transmisión, entre los diversos nodos que la conforman, se pierde en forma de calor.

¹³ La *intensidad de corriente eléctrica* representa la cantidad de carga eléctrica (electrones) que circulan por unidad de tiempo a través de un conductor y su unidad de medida es el Amperio (A).

en el corto plazo obliga al mantenimiento de una capacidad de reserva que exceda en un margen a la demanda de modo que se puedan prever los fallos y las fluctuaciones en la demanda, por lo que ciertas plantas deben estar en condiciones de entrar en funcionamiento para proporcionar energía a la red ante cambios imprevistos.

A la serie de decisiones, gran parte tomadas en tiempo real, que coordinan el despacho de generación y la demanda en las diversas localizaciones de la red, de modo que se pueda efectuar el suministro eléctrico respetando los requerimientos de seguridad, se denomina *gestión técnico-económica de la red de transmisión o gestión del sistema*. Esta gestión impone unos costos que son difíciles de identificar y de asignar en las transacciones entabladas entre generadores y consumidores debido a que tanto las restricciones técnicas como las condiciones de seguridad de la red varían en cada momento. Este problema hace que no sea completamente controlable la entrega física de energía eléctrica estipulada en un contrato de compraventa pactado entre las partes y a que se ocasionen costos en el resto de las negociaciones que únicamente son percibidos cuando se da la explotación conjunta de dicha red (Lasheras, 1999).

La actividad realizada por la red de transmisión tradicionalmente se ha considerado como un monopolio natural por tres razones fundamentales: primero, por la gestión técnico-económica de la red de transmisión (operación y coordinación del sistema como un todo); segundo, por las externalidades negativas que ciertas decisiones de los productores producen en otras partes del sistema; y tercero, por las economías de escala, de alcance y de densidad presentes en la red.

Por otro lado, para poder atender los incrementos en la demanda de energía, en el *largo plazo*, los sistemas eléctricos deben expandirse y para ello se deberá estimar la demanda futura, pero esto no es sencillo ya que la demanda es incierta. De acuerdo al tamaño de la planta generadora que se quiera construir, la expansión de la capacidad de generación de electricidad podría demorar largos periodos de tiempo. Además la expansión del sistema requiere de una cierta coordinación de las inversiones en generación, transmisión y distribución.

Estas cuestiones relativas a las inversiones en ampliación de la capacidad de generación y de la interrelación con la red de transmisión son especialmente interesantes en sistemas eléctricos que han sido objeto de una desintegración vertical, como es el caso de España, Noruega, Inglaterra, California, etc., donde la coordinación entre los diferentes agentes que conforman un sistema ya no es “perfecta” como en el caso de un modelo eléctrico integrado. No obstante, esto no es nuestro objeto central de análisis.

¹⁴ La dificultad que ofrece un conductor al paso de la corriente eléctrica se llama *resistencia eléctrica* y su unidad de medida es el Ohmio (Voltio/Amperio).

3 Efectos de la reforma de un mercado eléctrico: modelización teórica

En esta sección se muestran los efectos de la reforma de un sistema eléctrico sencillo sobre los resultados (precios y cantidades) de las operaciones y sobre la eficiencia productiva de las empresas generadoras en el corto plazo. La Figura 2 muestra un sistema eléctrico, donde existen dos generadores (con distintas tecnologías) situados en áreas geográficas distantes, los cuales están unidos por una línea de transmisión. Todo el consumo se encuentra concentrado en una región próxima al generador 2, y se encuentra unido a éste último a través de una red de distribución.

3.1 Descripción del modelo:

Consumidores de Energía Eléctrica: Demanda

Asumimos que los consumidores derivan utilidad del consumo de “q” MWh de energía eléctrica a partir de la función $B(q) = \int_0^q p(q) dq$. Donde $p(q)$ representa la función inversa de demanda de energía por parte de los consumidores, en unidades monetarias por MWh, cuya derivada de primer orden es $p'(q) < 0$. Además, se supone que $B'(q) > 0$ y $B''(q) < 0$. Finalmente, se asume que la demanda no presenta fluctuaciones aleatorias.

Generadores: Oferta

Los costos del generador 1 vienen dados por: $C_1(q_1) = G_1 + C(q_1)$, donde q_1 representa su producción en MWh. Asumiremos que la función de costo variable $C(q_1)$ es estrictamente creciente y estrictamente convexa, es decir, que sus derivadas de primer y segundo orden son $C'(q_1) > 0$ y $C''(q_1) > 0$ respectivamente. Por otro lado, el costo fijo $G_1 > 0$ limitará la capacidad de producción del generador 1, esto es: $q_1 \leq \bar{q}_1$.

El generador 2 tiene la misma estructura de costos que el generador 1, pero con un costo variable mayor, el cual viene medido por un parámetro $\lambda \geq 1$: $C_2(q_2) = G_2 + \lambda C(q_2)$. Donde q_2 representa su producción en MWh. La función de costos variables base, $C(\cdot)$, es la misma que la del generador 1. Igual que antes, el costo fijo $G_2 > 0$ limitará la producción del generador 2, esto es: $q_2 \leq \bar{q}_2$.

Línea de Transmisión

Los costos de la línea de transmisión vienen dados por: $C_T(q_1) = T + q_1 c_T$. Donde $T > 0$ representa el costo fijo de la línea de transmisión, y su costo variable viene determinado por “ $q_1 c_T$ ”, siendo $c_T > 0$ el costo marginal de cada MWh transmitido. La capacidad máxima de la línea de transmisión viene dada por: $q_L = \bar{q}_L > 0$, la cual supone una restricción para q_1 : $q_1 \leq \bar{q}_L$. Al igual que para la generación, el costo fijo limita la capacidad de la línea de transmisión.

Red de Distribución

Los costos de la red de distribución están dados por: $C_D(q) = D + c_d q$. Donde $D > 0$ representa el costo fijo de la red de distribución, y el costo variable viene representado por “ $c_d q$ ”, siendo $c_d > 0$ el costo marginal de cada MWh distribuido. Asimismo, se asumirá que la red de distribución no tiene problemas de capacidad.

Pérdidas de Energía en el Transporte de la Electricidad

Se supone que las pérdidas en la transmisión y en la distribución son despreciables. Por lo que: $q_1 + q_2 = q$ (balance de energía).

Horizonte Temporal

El análisis de las operaciones del sistema es en el corto plazo. Se asume que las capacidades de generación y de transmisión ya están dadas y que los costos fijos de dichas fases no son modificables en el corto plazo.

Se consideran dos casos que serán descritos a continuación: sistema eléctrico centralizado (modelo tradicional) y modelos de mercado reformado (sistema eléctrico reformado).

3.2 Modelo tradicional: sistema eléctrico centralizado (operación y planificación centralizadas)

La industria eléctrica está bajo reforma en muchos países. El nuevo marco está caracterizado por la introducción de la competencia en la generación de electricidad y en el suministro al usuario final (comercialización), por la garantía del acceso de forma generalizada a las redes de electricidad, y por una redefinición de la función reguladora de los gobiernos.

El sector eléctrico tradicionalmente era considerado como un monopolio natural bajo el argumento que la forma más económica de abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales era empleando un único suministrador. Las particularidades de la industria de la electricidad (elevados costos de almacenar electricidad, demanda variable en el tiempo, inversiones intensivas en capital, las economías de integración vertical, externalidades y economías de escala, alcance, y densidad de la red de transmisión, etc.) condujeron a ello de una manera espontánea, lo que trajo como consecuencia que en cada país aparecieran empresas verticalmente integradas (públicas o privadas) las cuales se encargaron de desarrollar el sector.

Ante esta situación, muchos países decretaron leyes que explícitamente prohibieron la nueva entrada en el sector de la electricidad, o que lo eximió de las leyes generales de la competencia. En aquellos países donde la provisión del servicio era realizada por empresas de propiedad privada,

habitualmente estaban sometidas a una fuerte regulación. Este es el caso, por ejemplo, de EEUU donde el monopolio (privado) era regulado por una comisión reguladora independiente.¹⁵

Por otra parte, el suministro de energía eléctrica era tradicionalmente considerado como un servicio público, y las empresas públicas o los reguladores a menudo se responsabilizaban no sólo de la operación del sistema a corto plazo, sino también de la planificación de las inversiones. Las empresas eléctricas, debido a cómo estaba organizado el sector, usualmente se encargaban de ejecutar las normas de los gobiernos. En contrapartida, los reguladores determinaban las tarifas finales a pagar por los usuarios, y se aportaban las subvenciones necesarias de manera tal que todos los costos de las empresas del sector fueran cubiertos, es decir, el regulador remuneraba a las empresas eléctricas en función del costo del servicio.

Debido a su condición de monopolio natural y a su complejidad técnica, parecía lógico que la mejor manera de operar y planificar la actividad del suministro eléctrico fuese de forma centralizada ya que el organismo coordinador (por lo general el Ministerio de Energía) teóricamente poseía la información necesaria para realizar la operación y la planificación de manera eficiente.

Teniendo en cuenta lo antes descrito, como referencia, vamos a obtener la solución óptima en el caso de un modelo de un sistema eléctrico centralizado (modelo tradicional)¹⁶.

En este modelo se supondrá que G_1 y G_2 son plantas generadoras de una empresa pública, que también realiza las operaciones de transmisión y de distribución. El sistema eléctrico se considera un monopolio natural verticalmente integrado. Se analizará el caso en el que la línea de transmisión no se encuentra congestionada¹⁷.

Asimismo, se asumirá que un ente regulador debe realizar la planificación y la tarificación de las operaciones de corto plazo en el sistema. Es decir, el regulador deberá determinar la cantidad óptima de consumo “ q ” y el reparto de la producción de los generadores G_1 y G_2 tal que se maximice el bienestar social, así como también deberá establecer la tarificación óptima.

El problema a resolver por el regulador es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_1, q_2} W(q_1, q_2) &= EC(q) + \pi(q_1, q_2) = B(q) - G_1 - C(q_1) - T - q_1 c_T - G_2 - \lambda C(q_2) - D - c_d q \\ \text{s.a : } q_1 &\leq \bar{q}_1 ; q_2 \leq \bar{q}_2 ; q_1 \leq \bar{q}_L \end{aligned} \quad [2]$$

La función Lagrangiana viene dada por la siguiente expresión:

$$\ell(q_1, q_2) = W(q_1, q_2) + \mu_1 (\bar{q}_1 - q_1) + \mu_2 (\bar{q}_2 - q_2) + \mu_3 (\bar{q}_L - q_1) \quad [3]$$

¹⁵ Sin embargo, desde la era de la construcción y electrificación de los programas hidráulicos públicos, una gran cantidad de compañías eléctricas federales o municipales permanecieron - y aún permanecen - en la industria eléctrica en los EEUU.

¹⁶ Es importante señalar que este modelo no describe exactamente el caso “pre-reforma” ya que en dicha situación, debido a las ineficiencias del sector público, no se resolvía un problema de optimización en la práctica.

¹⁷ Se hace notar que aún cuando se han utilizado las condiciones de Kuhn-Tucker para el análisis de todos los casos que surgen en los problemas de optimización con restricciones de desigualdad, sólo estamos mostrando aquellos cuyos resultados nos han permitido extraer conclusiones interesantes (soluciones interiores).

Donde μ_i es el precio sombra de la capacidad de generación del productor G_i , ($i = 1,2$), y μ_3 es el precio sombra de la capacidad de la línea de transmisión.

Las condiciones necesarias de primer orden vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$B'(q) - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [4]$$

$$B'(q) - \lambda C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [5]$$

En el equilibrio, el costo marginal de los generadores, corregidos por los precios sombra, se iguala.

$$C'(q_1) + c_T + \mu_1 + \mu_3 = \lambda C'(q_2) + \mu_2 \quad [6]$$

La condición [6] toma una forma diferente si consideramos que las restricciones de capacidad afectan o no a las operaciones del sistema. Consideraremos como aplicación el caso en que la línea de transmisión no está congestionada, es decir que está operando por debajo de su capacidad. Asimismo, supondremos que en dichos casos los generadores no tienen problemas de capacidad.

Línea de Transmisión no Congestionada y Generadores sin Problemas de Capacidad

Suponemos que: $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

De las condiciones necesarias de primer orden se obtiene:

$$C'(q_1) + c_T = \lambda C'(q_2) \quad [7]$$

La ecuación [7] lo que nos dice es que en el equilibrio el costo marginal para ambos generadores es el mismo. Además si “ c_T ” es muy pequeño, para que la igualdad se satisfaga se tendría que verificar que $q_1 > q_2$.

Tarificación

Se ha definido $B(q) = \int_0^q p(q) dq$ como la utilidad que obtienen los consumidores por el consumo de

“ q ” MWh. A partir de esta expresión podemos obtener la regla de tarificación óptima. Si derivamos $B(q)$ respecto de “ q ”, se obtiene: $dB(q)/dq = p(q) = B'(q)$. Por lo que de las condiciones necesarias de primer orden tenemos que:

$$B'(q) = p(q) = C'(q_1) + c_T + c_d + \mu_1 + \mu_3 = \lambda C'(q_2) + c_d + \mu_2 \quad [8]$$

Por tanto, la solución óptima con planificación centralizada consistiría en fijar conjuntamente el precio $p(q)$ que se les cobraría a los usuarios finales por cada MWh consumido, y las cantidades “ q_1 ” y “ q_2 ” que deberían producir ambos generadores. La ecuación [8] nos indica que el valor óptimo de $p(q)$ es aquel en donde la utilidad marginal es igual al costo marginal de producción del generador 1, más los costos marginales de transmisión y de distribución, corregidos por los precios sombra de la capacidad del generador 1 y de capacidad de la línea de transmisión respectivamente. De forma

equivalente, la ecuación [8] nos indica que el valor óptimo de $p(q)$ es aquel en donde la utilidad marginal es igual al costo marginal de producción del generador 2, más los costos marginales de distribución, corregidos por el precio sombra de la capacidad del generador 2. Dependiendo de la situación en que nos encontremos (trabajando por debajo o en el límite de las capacidades de generación y/o transmisión) algunos de los multiplicadores podrían anularse. Los valores de “ q_1 ” y “ q_2 ” se podrían obtener de las ecuaciones [4] y [5] y de la condición de balance de energía.

Para el caso analizado (sin problemas de congestión en la línea de transmisión y sin problemas de capacidad de generación por parte de G_1 y G_2) la tarifa óptima vendría dada por la ecuación [9].

$$B'(q) = p(q) = C'(q_1) + c_T + c_d = \lambda C'(q_2) + c_d \quad [9]$$

3.3 Modelos de sistema eléctrico reformado¹⁸

Pese a las economías de escala en la transmisión y a las economías de integración vertical del modelo tradicional, muchos países se han apartado de este modelo y han reformado sus sectores eléctricos. Estos países han aplicado políticas de *desregulación* o *reestructuración* en sus respectivos sectores eléctricos, es decir, han introducido la competencia en aquellas fases donde esta opción es viable. El proceso de reforma del sector eléctrico que se ha seguido en general en muchos países es el siguiente:

Aplicación de la política de defensa de la competencia: Con el objeto de reestructurar el sector eléctrico, el cual había permanecido bajo el régimen monopolístico durante mucho tiempo, los Estados desarrollaron un nuevo *marco regulador*, impusieron leyes y actuaciones para perseguir las conductas de los agentes económicos del sector contrarias a la competencia, en especial, en aquellos segmentos que seguían estando dominados por uno o un número muy pequeño de operadores (transmisión y distribución) para prevenir el abuso del monopolio.

Aplicación de la política de liberalización: Los Estados con el objeto de mejorar la eficiencia del sistema productivo, la innovación, la receptividad del cliente y para que se produzca la posibilidad real de competencia han eliminado las prohibiciones u obstáculos (barreras a la entrada para nuevos productores, distribuidores y comercializadores, etc.), que ellos mismos introdujeron en la antigua legislación del sector, y que impedía a los productores vender libremente y a los consumidores elegir y contratar suministrador de electricidad.

Diseño de una nueva estructura empresarial: Para que se haga efectiva la introducción de la competencia se realizó la desintegración vertical entre las diversas fases de la cadena de suministro eléctrico. La separación vertical de las fases busca eliminar los incentivos o la posibilidad de discriminación de las compañías verticalmente integradas en contra de sus competidores.

¹⁸ Este subapartado está basado en: Fernández, M. (2000), OECD/IEA (1999) y la tesis doctoral desarrollada por Rubio F. (1999).

Aplicación de la política de privatización: Se han privatizado las empresas generadoras y las comercializadoras que previamente fueron desintegradas verticalmente. Se espera que las entidades privadas faciliten la competencia y que los inversores privados introduzcan recursos financieros y experiencia directiva en la producción y en la comercialización, dominadas previamente por monopolios públicos.

Mientras que los programas de la reforma del sector eléctrico en la mayoría de países se han realizado teniendo en cuenta los cuatro elementos arriba mencionados, las características de dicha reforma en cada país son distintas. Por ejemplo, en los sectores eléctricos de muchos países en vías de desarrollo coexisten empresas de propiedad privada y de propiedad pública. Además, el grado de competencia permitido puede variar dependiendo de qué modelo de reestructuración ha sido utilizado, por ejemplo: el modelo de acceso de terceros a la red y el modelo de *pool* competitivo (OECD/IEA, 1999). Asimismo, la regulación puede tomar muchas formas (Gilbert y Khan, 1996; Stern y Holder, 1999).

Para entender las diferencias entre las formas de organización actual del sector eléctrico en los distintos países, vamos a describir los dos modelos principales que persiguen desarrollar una efectiva competencia en los mercados eléctricos: el *modelo de acceso de terceros a la red* y el *modelo del pool competitivo*.

El modelo de acceso de terceros a la red

La condición necesaria para establecer un marco regulador competitivo es el libre acceso a la red de transmisión, ya que de lo contrario se impediría la competencia al no poderse desarrollar libres transacciones de energía entre los agentes del mercado mayorista de generación. El conjunto de reglas que establecen los derechos y obligaciones de los diversos agentes de un sistema eléctrico y que les permite utilizar la red de transmisión de otros recibe el nombre de *Acceso de Terceros a la Red (ATR)*.

Dependiendo del tipo de regulación que se utilice, tradicional o de libre mercado, el ATR se ha llevado a la práctica básicamente en dos formas:

Acceso explícito: Utilizado para introducir cierto grado de competencia en aquellos sistemas eléctricos que se encuentran bajo la reforma tradicional (cuyo acceso se caracteriza por ser restringido a los agentes del mercado regulado). Este tipo de acceso se caracteriza porque está basado en transacciones o contratos físicos de energía. Este tipo de transacciones de ATR bilaterales fue inicialmente utilizado en el proceso liberalizador de la industria eléctrica en los EEUU. En la actualidad, la directiva del mercado común de la electricidad de la Unión Europea obliga a los Estados Miembros a permitir el uso de las redes de transmisión a terceros.

Acceso implícito: Este tipo de acceso normalmente se utiliza en sistemas eléctricos desregulados que se encuentran organizados en torno a un mercado mayorista en modo de *pool* obligatorio (tal es el caso, por ejemplo, de Chile, y Argentina), donde todos los agentes tienen acceso a la red. Los

contratos que se establecen en este tipo de acceso son de carácter financiero (contratos por diferencias, contratos por congestión en la red), lo que permite que la eficiencia de las operaciones de corto plazo del sistema no se vea afectada.

El modelo del pool competitivo

Un *pool* o mercado eléctrico de contado (*Pool o Electricity Spot Market*)¹⁹ es virtualmente distinto a cualquier otro mercado ya que éste debe igualar la oferta y la demanda en cada instante del tiempo para mantener el equilibrio eléctrico de la red de alto voltaje, lo cual requiere que cada planta generadora siga las instrucciones de operación de un despachador central (Operador de la red). Los *pools* eléctricos son instituciones de mercado diseñadas para permitir el intercambio y la competencia en el suministro energético mientras que de forma simultánea se tiene en cuenta la coordinación y el control de la generación y de la transmisión. Los *pools* de electricidad proporcionan un bien especificado mecanismo de mercado por el que las ofertas de compra y venta de energía (el precio pujado por el generador y la cantidad ofertada por el consumidor) son transformadas en precios de mercado y cantidades (Fehr von der y Harbord, 1998). El mercado *spot* desempeña un papel vital en la determinación de qué plantas son despachadas y de cuáles no lo son. Esencialmente, el mercado *spot* establece un orden de mérito que no se basa en el costo marginal de corto plazo reportado por las unidades de generación, como es el caso de la mayoría de los tradicionales sistemas centralizados, sino que se basa en una subasta de precios. La unidad que hace la puja más baja se despacha primero. La unidad que hace la puja más alta, que aún se despacha, determina el precio del sistema recibido por todos los generadores que están operando en cualquier momento. Las reglas de acceso a la red aseguran que generadores alternativos puedan alcanzar a los consumidores finales dado que el *pool* es un mercado multilateral de corto plazo para el intercambio de electricidad.

Las principales características de las diversas variantes del modelo del *pool* competitivo son:

- Requiere la separación vertical entre la generación y la transmisión y entre la generación y la comercialización. Esto es fundamental para el eficiente funcionamiento de este modelo.
- Debe haber una adecuada competencia en la generación para evitar que el precio del *pool* sea fijado por encima de los niveles competitivos.
- Se puede permitir cierto grado de integración entre las fases de generación y de distribución siempre que exista competencia en la generación y en la comercialización de modo que junto con una supervisión reguladora se pueda compensar en cierto grado los efectos negativos de la integración vertical.

¹⁹ En la literatura, normalmente se utilizan como sinónimos los términos “*Pool*” y “*Spot Market*”. No obstante, es importante resaltar que un *pool* eléctrico es una combinación de reglas de acceso a la red y de un mercado eléctrico de contado (*mercado spot*). En este trabajo, ambos términos serán utilizados como sinónimos.

- En los países que han puesto este modelo en ejecución, el *pool* es manejado generalmente por una entidad especial, que no tiene ningún interés económico o directivo en la generación o en la transmisión.
- La mayoría de los modelos del *pool* competitivo de electricidad ofrecen un componente del precio de la energía (por MWh) y un componente del precio de la capacidad (previsto como incentivo a la inversión a largo plazo). También incorporan un margen entre el precio del mercado *spot*, que se paga a los generadores, y el precio cobrado a los compradores, que incorpora los pagos de aquellos servicios de suministro complementarios.

Este modelo ha sido elegido por Australia, Canadá (Alberta), Nueva Zelanda, Noruega, España, Suecia, el Reino Unido (Inglaterra y País de Gales), y EEUU (California).

Tras la descripción de los modelos de mercado que han primado en la reforma del sector, se intentará determinar qué sucede si en el modelo centralizado realizamos una reforma similar (en algunos aspectos) a las adoptadas en diversos países. Dependiendo del modelo analizado, el proceso de reforma podrá incluir una combinación de algunas de las siguientes políticas: desregulación (política de defensa de la competencia, liberalización, reestructuración empresarial) y privatización. Nosotros vamos a estudiar dos modelos: en el primer modelo el generador 2 tiene poder monopolístico y en el segundo modelo se analizará un *pool* competitivo. Para el modelo con el generador 2 como monopolista se analizará la situación en la que éste no tendrá problemas de capacidad. En el modelo de *pool* competitivo se estudiarán dos variantes: en la primera los productores presentarán sus ofertas competitivas al *pool* como si fuesen precio aceptantes, y en la segunda ambos generadores compiten *a la Cournot*. Para el modelo de productores precio aceptantes y para el modelo de Cournot se analizará el caso en el que la línea de transmisión se encontrará sin congestión y ambos generadores no tendrán problemas de capacidad.

3.3.1 Modelo con un productor como monopolista

Supongamos que se ha desintegrado verticalmente el sector eléctrico. La separación vertical adoptada no es total ya que se ha separado la transmisión de la generación y de la distribución, pero la red de distribución es controlada por el generador 2. Asimismo, no se ha dado libre acceso al generador 1 a la red de distribución, por lo que los consumidores no pueden elegir ser abastecidos por otro generador que no sea el generador 2. Además, el generador 2 maximiza sus beneficios como un monopolista privado sin regulación de precios. Este modelo intenta reflejar el caso de reforma de un país que no ha considerado la separación entre la generación y la distribución y que no ha tenido especial cuidado en la elaboración de adecuadas reglas de acceso a la red de distribución que permitan una competencia efectiva en la generación.

El problema de optimización a resolver por el generador 2 se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_2} \pi(q_2) &= p(q_2)q_2 - G_2 - \lambda C(q_2) - D - c_d q_2 \\ \text{s.a. : } q_2 &\leq \bar{q}_2 \end{aligned} \quad [10]$$

La condición necesaria de primer orden que se obtiene al derivar $\pi(q_2)$ respecto a la cantidad producida por dicho productor es:

$$q_2 \cdot dp(q_2)/dq_2 + p(q_2) - \lambda C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [11]$$

Generador 2 sin Problemas de Capacidad

Supongamos que no hay problemas de capacidad de generación, es decir que: $\mu_2 = 0 \Rightarrow q_2 < \bar{q}_2$.

De la condición necesaria de primer orden, tenemos que:

$$p(q_2) = \lambda C'(q_2) + c_d - q_2 \cdot dp(q_2)/dq_2 \quad [12]$$

Se observa que el precio es mayor a los costos marginales de producción y de distribución ya que $dp(q_2)/dq_2 < 0$, por lo que se observa que el monopolista obtiene beneficios extraordinarios.

De forma equivalente, tenemos que:

$$[p(q_2) - \lambda C'(q_2) - c_d] / p(q_2) = -q_2 / p(q_2) \cdot dp(q_2)/dq_2 = 1/\varepsilon_{q,p} \quad [13]$$

La ecuación [13] representa el índice de Lerner, el cual mide el poder de mercado de la empresa monopolística. El generador 2, si no tiene problemas de generación, cobraría un precio igual al costo marginal de producción de q_2 , más el costo marginal de distribución, más un margen de monopolio que depende de la elasticidad de la demanda (cuanto menor sea $\varepsilon_{q,p}$, entonces el margen será mayor). Se observa que la tarifa cobrada a los consumidores es más elevada que la tarifa de la solución centralizada.

3.3.2 Modelo de *pool* competitivo

Modelo con Productores Precio Aceptantes

En este modelo, las fases del sector eléctrico modelado están separadas verticalmente, hay libre acceso a la línea de transmisión y a la red de distribución, existe competencia en la generación y los consumidores compran electricidad a través de un mercado mayorista. Las ofertas realizadas por los generadores y la demanda agregada de electricidad se casan en un “*pool*”, donde la intersección de la oferta y la demanda agregada proporciona el precio y la cantidad de equilibrio en el *pool*. Una entidad pública gestiona el *pool*, la línea de transmisión y la red de distribución. Dicha entidad cobra una tarifa por la transmisión igual a sus costos marginales de transmisión (c_T) y por la distribución cobra una tarifa igual a sus costos marginales de distribución (c_d). De forma equivalente, se podría pensar que la distribución es realizada por una empresa privada que está regulada y que debe cobrar el costo marginal de distribución, y que la entidad pública que gestiona el mercado y la línea de transmisión cobraría una el costo marginal de transmisión.

Ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a producir considerando que no son lo suficientemente grandes como para influir en los precios del *pool*. Pese a que

esta simplificación es poco realista dado que en este modelo sólo hay dos competidores, el objetivo que se persigue es determinar cuáles serían los resultados de un sistema eléctrico reformado en el que hubiese verdadera competencia entre los generadores (equivalente a muchos generadores compitiendo entre si).

A continuación se muestran los problemas de optimización a resolver por el generador 1 y el generador 2 respectivamente:

$$G1: \begin{cases} \text{Max}_{q_1} & pq_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a:} & q_1 \leq \bar{q}_1; \quad q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad [14]$$

$$G2: \begin{cases} \text{Max}_{q_2} & pq_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a:} & q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases} \quad [15]$$

Las condiciones necesarias de primer orden del generador 1 y del generador 2 respectivamente, vienen dadas por:

$$p - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [16]$$

$$p - C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [17]$$

Donde los precios sombra (multiplicadores) son los mismos que se utilizaron para las restricciones del modelo centralizado.

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Suponemos que: $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$p - C'(q_1) - c_T - c_d = 0 \quad [18]$$

Suponemos que: $q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$p - C'(q_2) - c_d = 0 \quad [19]$$

De las ecuaciones [18] y [19] se obtienen las ofertas de ambos productores, que sumadas nos proporcionan la oferta agregada. De la intersección de la oferta y demanda agregadas se obtienen el precio y la cantidad de equilibrio. Se comprueba que este modelo de mercado competitivo replica la solución óptima para un modelo centralizado (con precios iguales a los costos marginales).

Modelo de Cournot

En este modelo, las características de la reforma del sector son las mismas que en el caso anterior de productores precio aceptantes. Supongamos que, ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a ofertar en el *pool* teniendo en cuenta la producción de su competidor (ambos productores conocen la estructura de costos de su competidor). Una vez determinadas las cantidades ofertadas por ambos productores, se puede obtener la cantidad total ofertada sumando las ofertas individuales. Con la cantidad total ofertada y con la curva de demanda agregada se puede determinar el precio de equilibrio.

Es importante resaltar, que se ha podido elegir el modelo de Bertrand con restricciones de capacidad en lugar del modelo de Cournot. Sin embargo, aunque en la resolución de los problemas de maximización de los beneficios de los generadores (*modelo de pool competitivo*) se ha considerado la posibilidad de que existan restricciones de capacidad en la generación, con el propósito de no extender demasiado la exposición del presente trabajo, únicamente se han analizado las situaciones en que los generadores no presenten problemas de capacidad. En consecuencia, en este trabajo no se hace uso del modelo de Bertrand con generadores que presentan restricciones de capacidad para analizar los resultados de los diversos escenarios planteados en el *pool* competitivo.

A continuación se muestran los problemas de optimización a resolver por el generador 1 y el generador 2 respectivamente:

$$G1: \begin{cases} \text{Max}_{q_1} p(q_1 + q_2)q_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a: } q_1 \leq \bar{q}_1 \quad ; \quad q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad [20]$$

$$G2: \begin{cases} \text{Max}_{q_2} p(q_1 + q_2)q_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a: } q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases} \quad [21]$$

Las condiciones necesarias de primer orden de los generadores vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$p + \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_1} q_1 - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [22]$$

$$p + \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_2} q_2 - C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad [23]$$

Donde los precios sombra (multiplicadores) son los mismos que se utilizaron para las restricciones del modelo centralizado.

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Suponemos que: $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$p + q_1 \cdot \partial p(q_1 + q_2) / \partial q_1 - C'(q_1) - c_T - c_d = 0 \quad [24]$$

Suponemos que: $q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$p + q_2 \cdot \partial p(q_1 + q_2) / \partial q_2 - C'(q_2) - c_d = 0 \quad [25]$$

Las ecuaciones [24] y [25] se pueden volver a escribir de la siguiente forma:

$$p = [C'(q_1) + c_T + c_d] / (1 - \gamma_1 / \varepsilon_{q,p}) \quad [26]$$

$$p = [C'(q_2) + c_d] / (1 - \gamma_2 / \varepsilon_{q,p}) \quad [27]$$

Donde $\gamma_i = q_i / (q_1 + q_2)$ representa la cuota de mercado de la empresa "i" ($i = 1, 2$), y donde $\varepsilon_{q,p} = -p / [(q_1 + q_2) \cdot (\partial p / \partial q)]$ representa la elasticidad precio de la demanda. De acuerdo a las ecuaciones [26] y [27], se puede notar que si tras la reforma se produce competencia a la Cournot, el

impacto de dicha reforma podría ser negativo en el sentido de que los precios podrían incrementarse y la producción decrecer. Sin embargo, se debe notar que el resultado es muy sensible al valor de $\varepsilon_{q,p}$. Consecuentemente, si la demanda se hace más elástica, por alguna razón, la reforma podría conducir a precios más bajos y a incrementar la producción en este caso. De la ecuación [24] se obtiene la función de reacción del generador 1; $q_1(q_2)$, e igualmente de la ecuación [25] se obtiene la función de reacción del generador 2; $q_2(q_1)$. El equilibrio de Nash-Cournot de este modelo son las producciones q_1^*, q_2^* , tales que: $q_1^* = q_1(q_2^*)$ y $q_2^* = q_2(q_1^*)$. Es importante resaltar que para los modelos antes vistos, los generadores recibirían por cada MWh producido una cantidad igual al precio que pagan los usuarios finales menos los costos marginales de distribución y de transmisión, según sea el caso.

3.4 Análisis de un caso particular

Para tener expresiones analíticamente comparables entre los diversos escenarios anteriormente vistos, vamos a analizar un caso particular escogiendo una demanda lineal y unos costos de producción cuadráticos. Se ha elegido este tipo de funciones debido a que son sencillas de operar y a que permiten trabajar con pocos parámetros. Asimismo, se resalta que los parámetros de las funciones de costos y de demanda deberán escogerse de manera tal que el modelo tenga significado económico. La función demanda es $p(q) = \alpha - q$, y los costos para los generadores 1 y 2 son $C_1(q_1) = G_1 + aq_1 + q_1^2$ y $C_2(q_2) = G_2 + 2aq_2 + 2q_2^2$.

Estamos utilizando un valor de $\lambda = 2$ para los costos variables del productor 2, para penalizar a G_2 de manera que el modelo resulte interesante y que el productor G_1 , a pesar de encontrarse más lejos de los consumidores, les resulte económicamente atractivo.

Luego de hallar los resultados para cada modelo, vamos a introducir un parámetro “e” que represente la ganancia de eficiencia productiva en las estructuras de costos de ambos productores, con el propósito de ver qué diferencias hay entre un modelo eléctrico reformado y otro organizado tradicionalmente, bajo el supuesto más realista de que en un entorno competitivo las empresas generadoras tratarán de operar lo más eficientemente posible. En seguida se presentan los resultados obtenidos, para este caso particular, en cada modelo antes visto.

Modelo de Sistema Eléctrico Centralizado: Línea de Transmisión no Congestionada y Generadores sin Problemas de Capacidad

$$q_1 = (4\alpha - 5c_T - 3a - 4c_d)/14, \quad q_2 = (2\alpha - 5a - 2c_d + c_T)/14 \quad [28]$$

$$q = (3\alpha - 2c_T - 4a - 3c_d)/7, \quad p = (4\alpha + 2c_T + 3c_d + 4a)/7 \quad [29]$$

Modelos de Sistema Eléctrico Reformado

(a) Modelo con Generador 2 como Monopolista: Generador 2 sin Problemas de Capacidad

$$q_2 = (\alpha - 2a - c_d)/6, \quad p = (5\alpha + 2a + c_d)/6 \quad [30]$$

(b) Modelos de Pool Competitivo: Modelo con Productores Precio Aceptantes, Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

$$q_1 = (4\alpha - 5c_T - 3a - 4c_d)/14, \quad q_2 = (2\alpha - 5a - 2c_d + c_T)/14 \quad [31]$$

$$q = (3\alpha - 2c_T - 4a - 3c_d)/7, \quad p = (4\alpha + 2c_T + 3c_d + 4a)/7 \quad [32]$$

Es importante resaltar que en esta solución, los valores de “q” y “p” coinciden con los valores del caso del modelo centralizado.

Modelo de Cournot

Los Generadores 1 y 2 respectivamente tienen que resolver los siguientes problemas de optimización:

$$G1: \begin{cases} \text{Max}_{q_1} & p(q_1 + q_2)q_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a:} & q_1 \leq \bar{q}_1 ; q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad [33]$$

$$G2: \begin{cases} \text{Max}_{q_2} & p(q_1 + q_2)q_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a:} & q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases} \quad [34]$$

Donde: $p(q_1, q_2) = \alpha - (q_1 + q_2)$.

Las condiciones necesarias de primer orden del generador 1 y del generador 2 respectivamente, vienen dadas por:

$$\partial\pi(q_1, q_2)/\partial q_1 = [\alpha - (2q_1 + q_2)] - a - 2q_1 - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad [35]$$

$$\partial\pi(q_1, q_2)/\partial q_2 = [\alpha - (q_1 + 2q_2)] - 2a - 4q_2 - c_d - \mu_2 = 0 \quad [36]$$

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Suponemos que: $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$\partial\pi(q_1, q_2)/\partial q_1 = [\alpha - (2q_1 + q_2)] - a - 2q_1 - c_T - c_d = 0 \quad [37]$$

Suponemos que: $q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$\partial\pi(q_1, q_2)/\partial q_2 = [\alpha - (q_1 + 2q_2)] - 2a - 4q_2 - c_d = 0 \quad [38]$$

De las ecuaciones [37] y [38] se obtienen las funciones de reacción de los generadores 1 y 2 de donde se deriva el equilibrio de Nash-Cournot (q_1^*, q_2^*) , y a partir de q_1^* y q_2^* se obtiene la producción total y el precio cobrado a los usuarios finales.

$$q_1^* = \frac{5\alpha - 5c_d - 4a - 6c_T}{23}, \quad q_2^* = \frac{3\alpha - 3c_d - 7a + c_T}{23} \quad [39]$$

$$q = q_1^* + q_2^* = \frac{8\alpha - 8c_d - 11a - 5c_T}{23}, \quad p = \alpha - q = \frac{15\alpha + 8c_d + 11a + 5c_T}{23} \quad [40]$$

Si calculamos la diferencia de precios entre el modelo de Cournot (de [40]) y el modelo de productores precio aceptantes (de [32]), se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta p = [13(\alpha - c_d) - 15a - 11c_T]/161 \quad [41]$$

Generalmente, Δp será mayor que cero porque “ α ”, que representa el punto de corte de la demanda, debe ser mucho mayor en magnitud que “ c_d ”, “ a ” y “ c_T ” para que el modelo tenga sentido económico. El resultado de $\Delta p > 0$ podría no verificarse para todos los casos, y la intuición es la siguiente: al disminuir los generadores del modelo de Cournot su producción con respecto a la producción del modelo de productores precio aceptantes, los costos de producción también disminuyen.

Ganancias de Eficiencia

Si realmente al reformar el sector eléctrico se gana eficiencia productiva (se reducen los costos de producción), podremos observar este efecto a través de un ejemplo donde a las estructuras de costos de ambos productores se les introduzca un parámetro “ e ” que represente la ganancia de eficiencia interna, donde: $0 < e < a$. Con el propósito de poder tratar analíticamente los costos de producción, de forma simplificada, se ha modificado dichos costos de la siguiente forma:

$$C_1(q_1) = G_1 + (a - e)q_1 + q_1^2 \quad [42]$$

$$C_2(q_2) = G_2 + 2(a - e)q_2 + 2q_2^2 \quad [43]$$

Sólo vamos a mostrar los resultados que se obtienen al introducir el parámetro “ e ” en los costos arriba mencionados para el modelo de Cournot, debido a que es el único modelo que desde el punto de vista económico tiene interés ver el tema de ganancia de eficiencia (en un modelo verdaderamente competitivo se obtendrían los mismos resultados de un modelo tradicional, por lo que de hecho si los productores operasen de manera más eficiente se mejorarían los resultados respecto al modelo centralizado).

Modelo de Cournot

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Los resultados obtenidos al introducir la ganancia de eficiencia interna en la función de costos de ambos productores son:

$$q_1 = (5\alpha - 5c_d - 4a - 6c_T + 4e)/23, \quad q_2 = (3\alpha - 3c_d - 7a + c_T + 7e)/23 \quad [44]$$

$$q = q_1 + q_2 = (8\alpha - 8c_d - 11a - 5c_T + 11e)/23, \quad p = \alpha - q = (15\alpha + 8c_d + 11a + 5c_T - 11e)/23 \quad [45]$$

Ahora vamos a determinar la ganancia de eficiencia productiva e^* tal que el precio del modelo de Cournot resulte menor o igual al precio del modelo centralizado.

$$e^* \geq [13(\alpha - c_d) - 15a - 11c_T]/77 = (23 \cdot \Delta p)/11 \quad [46]$$

Donde Δp , definido en la ecuación [41], representa la diferencia de precios entre el modelo de Cournot y el modelo de productores precio aceptantes si no hubiera ganancia de eficiencia. En este caso, si se verifica la ecuación [46], entonces la reforma del sector eléctrico modelado beneficiará a los consumidores.

4 La experiencia internacional

En esta sección se hace una revisión de algunos estudios que se han elaborado para valorar los efectos de la reforma del sector eléctrico a nivel internacional. Asimismo, se contrastarán los resultados obtenidos en la sección precedente con la evidencia que pone de manifiesto la experiencia internacional, como forma de validación de los modelos propuestos.

Para realizar una correcta elección entre las diferentes posibilidades de la reforma del sector, es útil hacer una valoración de los resultados esperados de dicha reforma. Existen dos metodologías para efectuar tal valoración: la valoración econométrica y la simulación.

La aproximación econométrica: esta aproximación utiliza datos empíricos de diferentes estructuras de mercado para construir un modelo explicativo de las variables de interés. Las variables comúnmente empleadas son los niveles de precios y los costos de producción. Si una característica específica del mercado se puede relacionar con la reducción de precios o con los costos de producción, entonces se ha encontrado evidencia de que esta característica debería ser considerada en una reforma del mercado.

Dentro de este tipo de aproximación, Pollitt (1997a) ha clasificado los trabajos de investigación en cuatro grupos. Primero, existen estudios que examinan indicadores financieros y físicos. Estos estudios examinan precios, la rentabilidad, y la productividad del trabajo a lo largo del tiempo. En general estos estudios demuestran que la liberalización ha conducido a mejoras en indicadores financieros tales como la rentabilidad pero muestran resultados en distintas direcciones para el efecto sobre los precios. Por ejemplo, Yarrow (1992) estudió cómo los precios de la electricidad en Inglaterra y en País de Gales cambiaban en relación a los costos de los combustibles entre 1987 y 1991 mientras la industria era reestructurada y privatizada. Yarrow (1992) comparó precios verdaderos e hipotéticos tanto para la electricidad doméstica como para la industrial, y encontró precios mucho más elevados que los pronosticados para 1991. Sin embargo, Hope et al. (1993) analizaron los efectos de la reforma del sector eléctrico noruego. La empresa de transmisión *Statnett* fue separada de la antigua empresa estatal de transmisión y de generación *Statkraft*. Se estableció el principio de acceso de terceros a redes locales, regionales y nacionales junto con un *pool* de electricidad para estimular los resultados iniciales. Hope et al. (1993) encontraron que la serie de precios reales para el periodo 1991-1993 cayó y fue más volátil. Estos últimos resultados concordarían con los resultados obtenidos en la sección precedente para el caso de pool competitivo (caso particular del modelo de Cournot) siempre y cuando las ganancias de eficiencia sean superiores a e^* .

En segundo lugar, algunos estudios (por ejemplo: Bishop y Thompson, 1992 y Haskel y Syzmanski, 1992) han contrastado la hipótesis de que la productividad del trabajo o la productividad total de los factores se incrementaría significativamente después de la liberalización. Para hacer este contraste se ha utilizado un análisis de regresión de las series de la productividad. Ambos estudios

encontraron que la liberalización realizada en 1983 no tuvo ningún efecto sobre la productividad de las empresas públicas en el Reino Unido.

En tercer lugar, algunos estudios de frontera han comparado la productividad de empresas liberalizadas a lo largo del tiempo o a través de sección cruzada. Estos estudios utilizan análisis de la envolvente de datos (DEA) o análisis de fronteras estocásticas para generar indicadores de eficacia para las empresas liberalizadas y para las no-liberalizadas. Burns y Weyman-Jones (1994) midieron el efecto de la privatización sobre la eficiencia productiva de las empresas de distribución eléctrica en Inglaterra y en País de Gales. Burns y Weyman-Jones (1994) encontraron evidencia de una mejora en la eficiencia tanto técnica como de costos de las empresas de distribución tanto por efecto de la privatización como por el crecimiento acelerado de la productividad.

Steiner (2000), valora el impacto de la liberalización y de la privatización sobre los resultados en la fase de generación de la industria eléctrica en diversos países. Este autor construyó indicadores para un panel de 19 países de la OECD sobre un periodo de tiempo de 10 años (1986-1996) con el propósito de examinar la influencia de la reforma reguladora sobre la eficiencia productiva de las plantas de generación, sobre los precios de venta al por menor de la electricidad y para valorar la eficacia relativa de las diferentes estrategias de la reforma. Mediante aproximaciones diferentes a los datos (sección cruzada y series de tiempo) este autor logra identificar de forma separada los efectos de la regulación sobre cada país. Los principales resultados a los que llega este autor son que mientras que los cambios en las reglas legales pueden ser lentamente traducidos en cambios de conducta, la desintegración de la generación, la propiedad privada, el amplio acceso a las redes de transmisión y distribución, y la introducción de los mercados eléctricos afectan las medidas de los resultados de una manera estadísticamente significativa. En particular, concluye que la liberalización y la privatización de la generación pueden reducir los precios de la electricidad en el largo plazo, la expansión de derechos legales de acceso de terceros a las redes de transporte y el establecimiento y operación de un mercado *spot* de electricidad son efectivos en la reducción de precios. Finalmente, concluye que las empresas privadas son más eficientes que las públicas debido a sus mejores prácticas administrativas y a su creciente esfuerzo por minimizar los costos. Los resultados obtenidos por Steiner (2000) podrían obtenerse para el modelo de pool competitivo analizado en la sección 3, tanto con el modelo de competencia perfecta (precio aceptantes) como con el modelo de competencia imperfecta (*a la Cournot*). En el caso de precio aceptantes, cualquier mejora de la eficiencia productiva conduciría a mejores resultados que los obtenidos con el modelo tradicional. No obstante, para el modelo de Cournot se conseguirá disminuir los costos y los precios cobrados a los usuarios finales siempre que se consiguen ganancias de eficiencia productiva suficientes ($e > e^*$).

Delmas y Tokat (2002) han realizado una valoración del impacto en el corto plazo de la desregulación de la venta de electricidad al por menor sobre la eficiencia productiva de 177 empresas

eléctricas que representan el 83% del total de la producción de electricidad en los EEUU desde 1998 hasta el 2001. Ellos estiman la productividad utilizando (DEA), esta medida captura la eficiencia de cada empresa en la conversión de los factores de producción en productos comparada con todas las otras empresas del grupo estudiado. Sorprendentemente, ellos encuentran que la eficiencia a corto plazo puede empeorar con la desregulación en lugar de mejorar, como a priori se podría esperar. Esto se debe a que las empresas eléctricas se enfrentan a un ambiente incierto, y a los costos de transición vinculados a los cambios desde una industria regulada a una desregulada. Por otro lado, los resultados de Delmas y Tokat (2002) muestran que las estructuras organizativas verticalmente integradas así como también las estructuras no integradas, en el corto plazo, pueden operar eficientemente en el nuevo ambiente desregulado, aunque a través de diferentes estrategias. El primer tipo de estructura se adapta al nuevo ambiente a través de la jerarquía, es decir, las empresas se aíslan de las transacciones de mercado y por tanto de la incertidumbre. El segundo tipo de estructura se adapta a través de los mecanismos de mercado donde las empresas se especializan en tratar con complejas transacciones y evitar los costos de la *pereza organizativa*. No obstante, debido a la falta de series más largas, este trabajo no nos dice si ambas estructuras organizativas seguirían siendo eficientes en el largo plazo.

Yin-Fang y Kirkpatrick (2002) han publicado un estudio en el que han realizado una valoración econométrica de los efectos de las políticas de privatización, competencia y regulación en el funcionamiento de la industria eléctrica en 51 países en vías de desarrollo durante el periodo 1985-2000. Estos autores han identificado el impacto de estas reformas sobre la capacidad de generación, sobre la electricidad generada, sobre la productividad del trabajo en el sector de generación, sobre el aprovechamiento de la capacidad, y sobre los precios de los clientes industriales y de los clientes residenciales. Ellos han encontrado que la competencia parece causar resultados favorables para una mejor captación de clientes, en la ampliación de capacidad de generación, en la productividad del trabajo y en los precios de los usuarios industriales. Al mismo tiempo, han encontrado que el efecto de la privatización y el hecho de tener un regulador independiente, en forma separada, es estadísticamente insignificante excepto en el caso del aprovechamiento de la capacidad y de privatización, mientras que la coexistencia de estas dos reformas, parecen estar correlacionadas con una mayor disponibilidad de la electricidad, con más capacidad de generación y con una elevada productividad del trabajo. La principal conclusión a la que llegan los autores en este trabajo es que la sola privatización y regulación no conducen a ganancias obvias en los resultados del sector eléctrico. Además, señalan que al privatizar la electricidad bajo condiciones de monopolio, se debe poner énfasis en implementar un marco regulador eficiente y que la introducción de la competencia parece ser más eficaz en llevar a mejores resultados, independientemente de los cambios en la propiedad o en la regulación.

Lo que caracteriza a todos los estudios anteriores es que ellos están sujetos a la crítica de que no tratan directamente la cuestión central si es probable que la liberalización del sector eléctrico sea

socialmente beneficiosa. Los estudios que miran precios descuidan la eficiencia productiva, aquellos que miran costos descuidan la eficiencia asignativa. Ninguno procura calcular las beneficios netos que van a diferentes grupos dentro de la sociedad. La mayoría de los estudios también descuidan la valoración de los importantes efectos medioambientales y ninguno identifica explícitamente los costos directos de la liberalización no reflejados en los costos de operación de las empresas.

En cuarto lugar, un grupo de estudios trata de resolver las limitaciones de los estudios anteriores mediante la realización de un análisis costo-beneficio para producir un valor actual neto del proceso de liberalización. Galal et al. (1994), miden el beneficio neto de la privatización de veinte empresas públicas, dentro de las cuales se encontraban dos empresas eléctricas chilenas. Ellos encontraron que el proceso de privatización produjo sustanciales incrementos en el bienestar social, pero que se concentraron mayormente en los accionistas de las empresas privatizadas. Pollitt, (1997b) realiza un análisis costo-beneficio social de la reestructuración (desagregación del monopolio que en 1992 era controlado por el gobierno de Irlanda del Norte en tres empresas generadoras y una empresa transmisora y distribuidora) y de la privatización de la industria eléctrica en el Reino Unido observando los aumentos de eficiencia, la inversión existente y la inversión futura, y los impactos medioambientales del proceso. Pollit (1997b) encuentra que los beneficios netos son equivalentes a una reducción permanente de los costos del 6% por año, que los consumidores pagan precios 4% más altos, y que el gobierno puede esperar ganar alrededor de £1,4 billones en ventas de activos y unos mayores ingresos fiscales. Newbery y Pollit (1997) realizan un análisis costo-beneficio de la privatización y reestructuración de la *generación y suministro eléctrico* en Inglaterra y Gales. Ellos estimaron que los beneficios netos son equivalentes a una reducción permanente de los costos de 5% por año, los que a su vez son equivalentes a un incremento adicional del 40% del rendimiento sobre los activos.

En cuanto al objetivo principal de la reforma, la introducción de la competencia, muchos estudios proporcionan interesantes resultados. A continuación se revisan algunos de los trabajos que abordan este tema mediante simulación.

La aproximación mediante simulación: otra forma de valorar la importancia de una reforma es simular diferentes estructuras de mercado y observar como las variables de interés (usualmente costos de producción y precios) se comportan en cada caso. El principio básico de esta aproximación es construir un modelo analítico integrando las principales características de la situación de interés y luego estudiar la solución obtenida. Esta metodología ha sido utilizada por el U.S Department of Energy (1998) para proporcionar un marco regulador federal que favorezca una mayor competencia al por menor en el sector eléctrico estadounidense. Se ha construido un modelo de competencia perfecta, relacionado con otros modelos energéticos, para valorar las ventajas de una competencia perfecta sobre un escenario de status quo. Los resultados de la simulación muestran que el escenario de

competencia perfecta da significativos mejores resultados que el status quo: los precios decrecen en todos los Estados.

Sin embargo, en el caso de que no todas las condiciones para tener un mercado eléctrico perfectamente competitivo (como en el modelo arriba mencionado) sean satisfechas, la simulación de mercados oligopolísticos podría ser de interés para observar cómo el poder de mercado puede influir en los precios del mercado. Especialmente en una industria dominada por monopolios durante largo tiempo y todavía con algunas economías de escala, un número limitado de empresas probablemente será la característica del mercado. Por tanto, la hipótesis de competencia oligopolística no es del todo irrelevante.

Muchos trabajos han tratado los temas de poder de mercado en la industria eléctrica. Por ejemplo, Bolle (1992), Newbery (1995), Green (1996), Brennan y Melanie (1998). Todas estas simulaciones utilizan un modelo de un mercado eléctrico verdadero en escenarios realistas y con un número representativo de participantes. Estos autores concluyen que debido a la manipulación de los precios del mercado, la tarificación a costo marginal no es suficiente para cubrir los costos fijos dado el número de participantes observado. Consecuentemente, la eficiencia del mercado no se consigue.

5 Conclusiones y posibles líneas de extensión

En este trabajo se ha abordado el tema de la reforma del sector eléctrico a través de la revisión de la literatura y mediante una modelización teórica simplificada dentro de un contexto estático y para un periodo temporal de corto plazo.

Si se efectúa la reforma del sector eléctrico, fundamentalmente se pierden economías de integración vertical (especialmente economías de coordinación) en las decisiones acerca de qué centrales deben operar para realizar la generación a un mínimo costo. No obstante, la introducción de competencia en las fase de generación y comercialización, junto con un adecuado diseño de las condiciones de acceso a las redes eléctricas pueden incentivar a las empresas del sector a mejorar su eficiencia productiva.

La evidencia internacional muestra diversos resultados de la reforma del sector eléctrico. En general, se puede decir que la valoración de diferentes estructuras de mercado muestra que la competencia favorece la productividad del trabajo en la fase de generación, la reducción de costos y de precios a nivel industrial y residencial, pero que el poder de mercado (grado de competencia efectiva del sector) podría impedir conseguir las reducciones esperadas. Como medida institucional, se propone incrementar el número de empresas en la fase de generación, separando las empresas existentes o fomentando la entrada de nuevas empresas sin olvidar aplicar políticas de defensa de la competencia que eviten la formación de cárteles o la adopción de conductas colusivas.

Las principales conclusiones que se derivan de la modelización teórica realizada en la sección 3 son las siguientes:

- Se puede observar que la competencia (imperfecta) entre las empresas eléctricas depende en gran medida de las reglas de acceso a las redes de transmisión y distribución que se adopten tras la reforma, y de que en el sistema no se presenten problemas de congestión, es decir, que el sistema cuente con suficiente capacidad para realizar los intercambios de electricidad entre regiones distantes.
- Si se realiza la reforma del sector eléctrico sin cuidar el correcto diseño de los nuevos mecanismos institucionales que gobiernen el acceso a las redes eléctricas y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional no se conseguirá mejorar los resultados del mercado eléctrico respecto a los del modelo tradicional. Si tras la reforma del sector eléctrico no existen ganancias de eficiencia productiva (reducción de costos de producción), los consumidores tendrán que pagar precios más altos por la electricidad consumida respecto a los precios del modelo centralizado. No obstante, si la ganancia de eficiencia productiva es lo suficientemente grande, es posible que se produzcan situaciones donde los precios disminuyan tras la reforma del sector.

Se debe resaltar que en este documento no se han analizado cuáles serían los efectos de la reforma del sector eléctrico en las inversiones en capacidad de generación y de transmisión en el largo plazo. Asimismo, cabe señalar la importancia de realizar una modelización para un sistema eléctrico que posea una red de transmisión, y comprobar las conclusiones a las que se ha llegado para un sistema con una sola línea de transmisión. Finalmente, sería de gran interés realizar un análisis empírico del comportamiento productivo de las empresas que operan en un mercado eléctrico liberalizado bajo un contexto dinámico.

Figura 1. Estructura de un sistema eléctrico

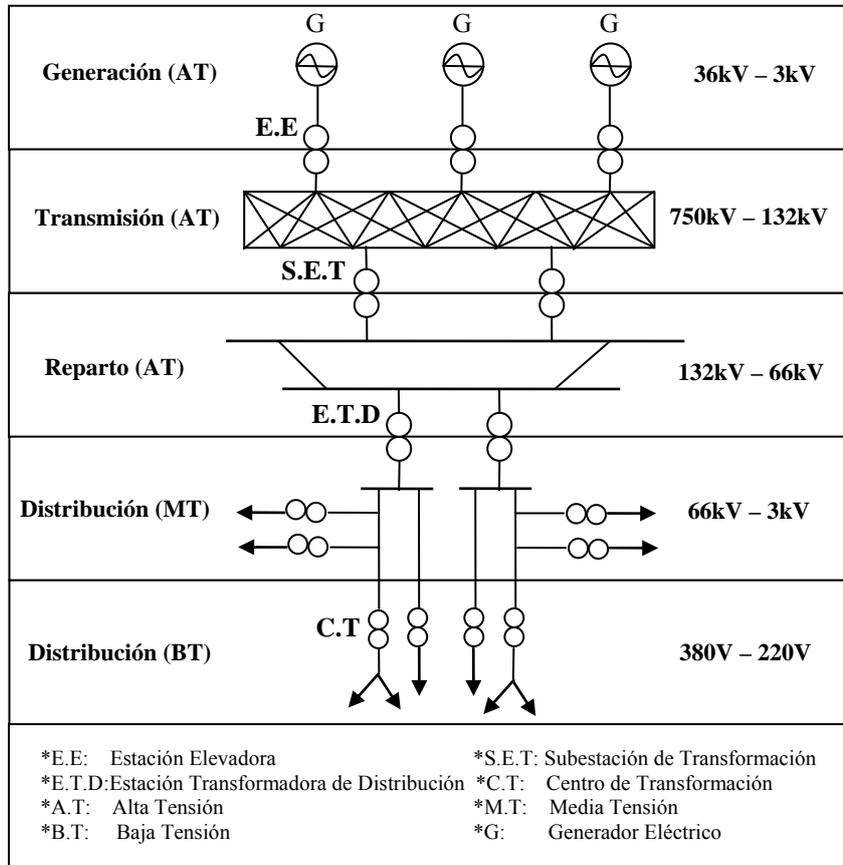
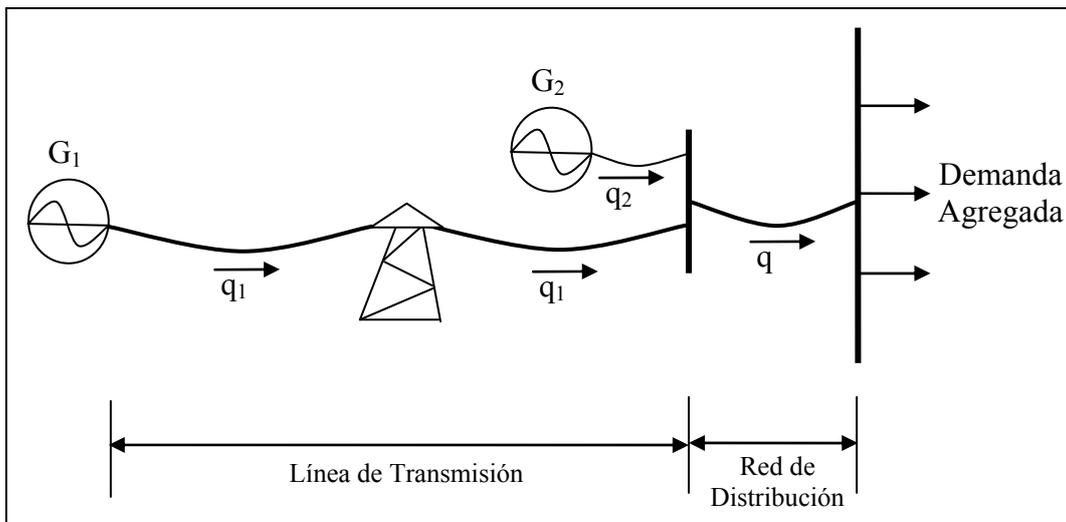


Figura 2. Esquema del sistema eléctrico modelado



Bibliografía

- APERC (2000). Electricity Sector Deregulation in the APEC Region. Asia Pacific Energy Research Centre. Institute of Energy Economics, Japan. Obtenida el 20 de agosto de 2003, de http://www.apec.info/asia/00_ewg_elecdereg.pdf
- Bacon, R. (1995). Privatisation and Reform in the Global Electricity Supply Industry. *Annual Reviews Energy & the Environment*, 20, 119-143.
- Bacon, R. y Besant-Jones, J. (2001). Global Electric Power Reform, Privatisation and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries. *Annual Reviews Energy & the Environment*, 26, 331-359.
- Bishop, M. y Thompson, D. (1992). Regulatory Reform and Productivity Growth in the UK's Public Utilities. *Applied Economics*, 24 (11), 1181-1190.
- Borenstein, S. y Bushnell, J. (2000). Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?. *The Cato Review of Business and Government: Regulation*. 23 (2).
- Bortolotti, B., Fantini, M. y Siniscalco, D. (1998). *Regulation and Privatisation: the Case of Electricity* (Working Paper). Department of Economics and Finance, University of Turin.
- Burns, P. y Weyman-Jones, T. (1994). *Productive Efficiency and the Regulatory Review of Regional Electricity Companies in the UK* (Discussion Paper N°1). Regulatory Policy Research Centre.
- Czamanski, D. (1999). *Privatisation and Restructuring of Electricity Provision*. Westport, Conn.: Praeger.
- Delmas, M. y Tokat, Y. (2002). *Deregulation, Restructuring and Productivity: the U.S. Electric Utility Sector*, mimeo, MIT.
- Fehr, N.H. von der y Harbord, D. (1998). *Competition in Electricity Spot Markets: Economic Theory and International Experience*, mimeo, Department of Economics, University of Oslo.
- Fernández, M. (2000). *La Competencia*. Madrid: Alianza Editorial.
- Galal, A., Jones, L., Tandon, P. y Volgelsang, I. (1994). *Welfare Consequences of Selling Public Enterprises – An Empirical Analysis*. Oxford: Oxford University Press.
- Gilbert, R.J. y Khan, E.P. (1996). *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Haskel, J. y Szymansky, S. (1992). *The Effects of Privatisation, Restructuring and Competition on Productivity Growth in the UK Public Corporations* (Working Paper N° 286). Queen Mary and Westfield Department of Economics.
- Hjalmarsson, L. (1996). *From Club-Regulation to Market Competition in the Scandinavian Electricity Supply Industry*, en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press, pp. 126-178.
- Hope, E., Rud, L. y Singh, B. (1993). *Market for electricity: Economic Reform of the Norwegian Electricity Industry* (Working Paper N°12). SNF, Oslo.
- Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983). *Markets of Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge: The MIT Press.
- Joskow, P. (1994). *Competition in the U.S. Electric Power Sector. Some Recent Developments* (Inform Working Paper). MIT.
- Joskow, P. (1997). Restructuring Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector. *Journal of Economic Perspectives*, 11(3), 119-138.

- Kühn, K-U. y Regibeau, P. (1998). *¿Ha Llegado la Competencia? Un Análisis Económico de la Reforma en el Sector Eléctrico en España* (Documento de Trabajo). Instituto de análisis Económico, CSI, Barcelona.
- Lasheras Merino, M. (1999). *La Regulación Económica de los Servicios Públicos*. Barcelona: Editorial Ariel S.A.
- López Millá, J (1999). *La Liberalización del Sector Eléctrico Español: Una Reflexión a la Luz de la Experiencia de Inglaterra y Gales*, Tesis Doctoral, Universidad de Alicante.
- Newbery, D. y Pollit, M. (1997). The Restructuring and Privatisation of Britain's CEBG – Was it Worth it? *Journal of Industrial Economics*, 45(3), 269-303.
- OECD/IEA (1999). *Electricity Market Reform*. An IEA Handbook. Paris: OECD.
- Pérez Arriaga, J. (1998). *Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica*, (Documento de Trabajo N° 004). Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
- Pollit, M. (1997a). The Impact of the Liberalization of the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Survey. *Journal of Energy Literature*, 3, (2) 3-31.
- Pollit, M. (1997b). *The Restructuring and Privatisation of the Electricity Industry in Northern Ireland: Will it be Worth it?*, (Working Paper N° 9701). University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Ramos Real, F. (2000). *Economías de Integración y Productividad en el Sector Eléctrico Español en el Periodo 1983-1996. Un enfoque Multiproductivo*, Tesis Doctoral, Universidad de La Laguna.
- Rodríguez Pardina, M. (2001). *Mecanismos de Governance de Mercados Eléctricos en Latinoamérica: Una Asignatura Pendiente*, Institute of the Americas Program on Effective Institutions for Efficient Markets. Temas Críticos.
- Rubio, F. J. (1999). *Metodología de Asignación de Costos de la Red de Transporte en Un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia*, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Spiller, P. y Viana, L. (1996). *How should it be done? Electricity Regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile*, en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press, pp. 82-125.
- Steiner, F. (2000). *Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry*, (Working Paper N° 238). Economics Department. Paris: OECD.
- Stern, J. y Holder, S. (1999). Regulatory Governance: Criteria for Assessing the Performance of Regulatory Systems: An application to Infrastructure Industries in the Developing Countries of Asia. *Utilities Policy*, 8, 33-50.
- Weyman-Jones, T. (1995). *Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution*, in Mathew Bishop, John Kay y Colin Mayer (eds.), *The Regulatory Challenge*. New York. Oxford University Press, pp. 423-443.
- World Energy Council (1998). *The Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalisation*, Vol.1. London: World Energy Council.
- Yarrow, G.K. (1992): "British Electricity Prices Since Privatisation", Oxford: Regulatory Policy Institute.
- Yin-Fang Z. y Kirkpatrick, C. (2002). *Electricity Sector Reform in Developing Countries: An Econometric Assessment of the Effects of Privatisation, Competition and Regulation*, (Working Paper N° 31). University of Manchester and David Parker Aston University.

FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS

DOCUMENTOS DE TRABAJO

Últimos números publicados

- 159/2000 Participación privada en la construcción y explotación de carreteras de peaje
Ginés de Rus, Manuel Romero y Lourdes Trujillo
- 160/2000 Errores y posibles soluciones en la aplicación del *Value at Risk*
Mariano González Sánchez
- 161/2000 Tax neutrality on saving assets. The spanish case before and after the tax reform
Cristina Ruza y de Paz-Curbera
- 162/2000 Private rates of return to human capital in Spain: new evidence
F. Barceinas, J. Oliver-Alonso, J.L. Raymond y J.L. Roig-Sabaté
- 163/2000 El control interno del riesgo. Una propuesta de sistema de límites
riesgo neutral
Mariano González Sánchez
- 164/2001 La evolución de las políticas de gasto de las Administraciones Públicas en los años 90
Alfonso Utrilla de la Hoz y Carmen Pérez Esparrells
- 165/2001 Bank cost efficiency and output specification
Emili Tortosa-Ausina
- 166/2001 Recent trends in Spanish income distribution: A robust picture of falling income inequality
Josep Oliver-Alonso, Xavier Ramos y José Luis Raymond-Bara
- 167/2001 Efectos redistributivos y sobre el bienestar social del tratamiento de las cargas familiares en
el nuevo IRPF
Nuria Badenes Plá, Julio López Laborda, Jorge Onrubia Fernández
- 168/2001 The Effects of Bank Debt on Financial Structure of Small and Medium Firms in some Euro-
pean Countries
Mónica Melle-Hernández
- 169/2001 La política de cohesión de la UE ampliada: la perspectiva de España
Ismael Sanz Labrador
- 170/2002 Riesgo de liquidez de Mercado
Mariano González Sánchez
- 171/2002 Los costes de administración para el afiliado en los sistemas de pensiones basados en cuentas
de capitalización individual: medida y comparación internacional.
José Enrique Devesa Carpio, Rosa Rodríguez Barrera, Carlos Vidal Meliá
- 172/2002 La encuesta continua de presupuestos familiares (1985-1996): descripción, representatividad
y propuestas de metodología para la explotación de la información de los ingresos y el gasto.
Llorenç Pou, Joaquín Alegre
- 173/2002 Modelos paramétricos y no paramétricos en problemas de concesión de tarjetas de credito.
Rosa Puertas, María Bonilla, Ignacio Olmeda

- 174/2002 Mercado único, comercio intra-industrial y costes de ajuste en las manufacturas españolas.
José Vicente Blanes Cristóbal
- 175/2003 La Administración tributaria en España. Un análisis de la gestión a través de los ingresos y de los gastos.
Juan de Dios Jiménez Aguilera, Pedro Enrique Barrilao González
- 176/2003 The Falling Share of Cash Payments in Spain.
Santiago Carbó Valverde, Rafael López del Paso, David B. Humphrey
Publicado en "Moneda y Crédito" nº 217, pags. 167-189.
- 177/2003 Effects of ATMs and Electronic Payments on Banking Costs: The Spanish Case.
Santiago Carbó Valverde, Rafael López del Paso, David B. Humphrey
- 178/2003 Factors explaining the interest margin in the banking sectors of the European Union.
Joaquín Maudos y Juan Fernández Guevara
- 179/2003 Los planes de stock options para directivos y consejeros y su valoración por el mercado de valores en España.
Mónica Melle Hernández
- 180/2003 Ownership and Performance in Europe and US Banking – A comparison of Commercial, Co-operative & Savings Banks.
Yener Altunbas, Santiago Carbó y Phil Molyneux
- 181/2003 The Euro effect on the integration of the European stock markets.
Mónica Melle Hernández
- 182/2004 In search of complementarity in the innovation strategy: international R&D and external knowledge acquisition.
Bruno Cassiman, Reinhilde Veugelers
- 183/2004 Fijación de precios en el sector público: una aplicación para el servicio municipal de suministro de agua.
M^a Ángeles García Valiñas
- 184/2004 Estimación de la economía sumergida en España: un modelo estructural de variables latentes.
Ángel Alañón Pardo, Miguel Gómez de Antonio
- 185/2004 Causas políticas y consecuencias sociales de la corrupción.
Joan Oriol Prats Cabrera
- 186/2004 Loan bankers' decisions and sensitivity to the audit report using the belief revision model.
Andrés Guiral Contreras and José A. Gonzalo Angulo
- 187/2004 El modelo de Black, Derman y Toy en la práctica. Aplicación al mercado español.
Marta Tolentino García-Abadillo y Antonio Díaz Pérez
- 188/2004 Does market competition make banks perform well?.
Mónica Melle
- 189/2004 Efficiency differences among banks: external, technical, internal, and managerial
Santiago Carbó Valverde, David B. Humphrey y Rafael López del Paso

- 190/2004 Una aproximación al análisis de los costes de la esquizofrenia en España: los modelos jerárquicos bayesianos
F. J. Vázquez-Polo, M. A. Negrín, J. M. Cavasés, E. Sánchez y grupo RIRAG
- 191/2004 Environmental proactivity and business performance: an empirical analysis
Javier González-Benito y Óscar González-Benito
- 192/2004 Economic risk to beneficiaries in notional defined contribution accounts (NDCs)
Carlos Vidal-Meliá, Inmaculada Domínguez-Fabian y José Enrique Devesa-Carpio
- 193/2004 Sources of efficiency gains in port reform: non parametric malmquist decomposition tfp index for Mexico
Antonio Estache, Beatriz Tovar de la Fé y Lourdes Trujillo
- 194/2004 Persistencia de resultados en los fondos de inversión españoles
Alfredo Ciriaco Fernández y Rafael Santamaría Aquilué
- 195/2005 El modelo de revisión de creencias como aproximación psicológica a la formación del juicio del auditor sobre la gestión continuada
Andrés Guiral Contreras y Francisco Esteso Sánchez
- 196/2005 La nueva financiación sanitaria en España: descentralización y prospectiva
David Cantarero Prieto
- 197/2005 A cointegration analysis of the Long-Run supply response of Spanish agriculture to the common agricultural policy
José A. Mendez, Ricardo Mora y Carlos San Juan
- 198/2005 ¿Refleja la estructura temporal de los tipos de interés del mercado español preferencia por la liquidez?
Magdalena Massot Perelló y Juan M. Nave
- 199/2005 Análisis de impacto de los Fondos Estructurales Europeos recibidos por una economía regional: Un enfoque a través de Matrices de Contabilidad Social
M. Carmen Lima y M. Alejandro Cardenete
- 200/2005 Does the development of non-cash payments affect monetary policy transmission?
Santiago Carbó Valverde y Rafael López del Paso
- 201/2005 Firm and time varying technical and allocative efficiency: an application for port cargo handling firms
Ana Rodríguez-Álvarez, Beatriz Tovar de la Fe y Lourdes Trujillo
- 202/2005 Contractual complexity in strategic alliances
Jeffrey J. Reuer y Africa Ariño
- 203/2005 Factores determinantes de la evolución del empleo en las empresas adquiridas por opa
Nuria Alcalde Fradejas y Inés Pérez-Soba Aguilar
- 204/2005 Nonlinear Forecasting in Economics: a comparison between Comprehension Approach versus Learning Approach. An Application to Spanish Time Series
Elena Olmedo, Juan M. Valderas, Ricardo Gimeno and Lorenzo Escot

- 205/2005 Precio de la tierra con presión urbana: un modelo para España
Esther Decimavilla, Carlos San Juan y Stefan Sperlich
- 206/2005 Interregional migration in Spain: a semiparametric analysis
Adolfo Maza y José Villaverde
- 207/2005 Productivity growth in European banking
Carmen Murillo-Melchor, José Manuel Pastor y Emili Tortosa-Ausina
- 208/2005 Explaining Bank Cost Efficiency in Europe: Environmental and Productivity Influences.
Santiago Carbó Valverde, David B. Humphrey y Rafael López del Paso
- 209/2005 La elasticidad de sustitución intertemporal con preferencias no separables intratemporalmente: los casos de Alemania, España y Francia.
Elena Márquez de la Cruz, Ana R. Martínez Cañete y Inés Pérez-Soba Aguilar
- 210/2005 Contribución de los efectos tamaño, book-to-market y momentum a la valoración de activos: el caso español.
Begoña Font-Belaire y Alfredo Juan Grau-Grau
- 211/2005 Permanent income, convergence and inequality among countries
José M. Pastor and Lorenzo Serrano
- 212/2005 The Latin Model of Welfare: Do 'Insertion Contracts' Reduce Long-Term Dependence?
Luis Ayala and Magdalena Rodríguez
- 213/2005 The effect of geographic expansion on the productivity of Spanish savings banks
Manuel Illueca, José M. Pastor and Emili Tortosa-Ausina
- 214/2005 Dynamic network interconnection under consumer switching costs
Ángel Luis López Rodríguez
- 215/2005 La influencia del entorno socioeconómico en la realización de estudios universitarios: una aproximación al caso español en la década de los noventa
Marta Rahona López
- 216/2005 The valuation of spanish ipos: efficiency analysis
Susana Álvarez Otero
- 217/2005 On the generation of a regular multi-input multi-output technology using parametric output distance functions
Sergio Perelman and Daniel Santin
- 218/2005 La gobernanza de los procesos parlamentarios: la organización industrial del congreso de los diputados en España
Gonzalo Caballero Miguez
- 219/2005 Determinants of bank market structure: Efficiency and political economy variables
Francisco González
- 220/2005 Agresividad de las órdenes introducidas en el mercado español: estrategias, determinantes y medidas de performance
David Abad Díaz

- 221/2005 Tendencia post-anuncio de resultados contables: evidencia para el mercado español
Carlos Forner Rodríguez, Joaquín Marhuenda Fructuoso y Sonia Sanabria García
- 222/2005 Human capital accumulation and geography: empirical evidence in the European Union
Jesús López-Rodríguez, J. Andrés Faña y Jose Lopez Rodríguez
- 223/2005 Auditors' Forecasting in Going Concern Decisions: Framing, Confidence and Information Processing
Waymond Rodgers and Andrés Guiral
- 224/2005 The effect of Structural Fund spending on the Galician region: an assessment of the 1994-1999 and 2000-2006 Galician CSFs
José Ramón Cancelo de la Torre, J. Andrés Faña and Jesús López-Rodríguez
- 225/2005 The effects of ownership structure and board composition on the audit committee activity: Spanish evidence
Carlos Fernández Méndez and Rubén Arrondo García
- 226/2005 Cross-country determinants of bank income smoothing by managing loan loss provisions
Ana Rosa Fonseca and Francisco González
- 227/2005 Incumplimiento fiscal en el irpf (1993-2000): un análisis de sus factores determinantes
Alejandro Estellér Moré
- 228/2005 Region versus Industry effects: volatility transmission
Pilar Soriano Felipe and Francisco J. Climent Diranzo
- 229/2005 Concurrent Engineering: The Moderating Effect Of Uncertainty On New Product Development Success
Daniel Vázquez-Bustelo and Sandra Valle
- 230/2005 On zero lower bound traps: a framework for the analysis of monetary policy in the 'age' of central banks
Alfonso Palacio-Vera
- 231/2005 Reconciling Sustainability and Discounting in Cost Benefit Analysis: a methodological proposal
M. Carmen Almansa Sáez and Javier Calatrava Requena
- 232/2005 Can The Excess Of Liquidity Affect The Effectiveness Of The European Monetary Policy?
Santiago Carbó Valverde and Rafael López del Paso
- 233/2005 Inheritance Taxes In The Eu Fiscal Systems: The Present Situation And Future Perspectives.
Miguel Angel Barberán Lahuerta
- 234/2006 Bank Ownership And Informativeness Of Earnings.
V́ctor M. González
- 235/2006 Developing A Predictive Method: A Comparative Study Of The Partial Least Squares Vs Maximum Likelihood Techniques.
Waymond Rodgers, Paul Pavlou and Andres Guiral.
- 236/2006 Using Compromise Programming for Macroeconomic Policy Making in a General Equilibrium Framework: Theory and Application to the Spanish Economy.
Francisco J. André, M. Alejandro Cardenete y Carlos Romero.

- 237/2006 Bank Market Power And Sme Financing Constraints.
Santiago Carbó-Valverde, Francisco Rodríguez-Fernández y Gregory F. Udell.
- 238/2006 Trade Effects Of Monetary Agreements: Evidence For Oecd Countries.
Salvador Gil-Pareja, Rafael Llorca-Vivero y José Antonio Martínez-Serrano.
- 239/2006 The Quality Of Institutions: A Genetic Programming Approach.
Marcos Álvarez-Díaz y Gonzalo Caballero Miguez.
- 240/2006 La interacción entre el éxito competitivo y las condiciones del mercado doméstico como determinantes de la decisión de exportación en las Pymes.
Francisco García Pérez.
- 241/2006 Una estimación de la depreciación del capital humano por sectores, por ocupación y en el tiempo.
Inés P. Murillo.
- 242/2006 Consumption And Leisure Externalities, Economic Growth And Equilibrium Efficiency.
Manuel A. Gómez.
- 243/2006 Measuring efficiency in education: an analysis of different approaches for incorporating non-discretionary inputs.
Jose Manuel Cordero-Ferrera, Francisco Pedraja-Chaparro y Javier Salinas-Jiménez
- 244/2006 Did The European Exchange-Rate Mechanism Contribute To The Integration Of Peripheral Countries?.
Salvador Gil-Pareja, Rafael Llorca-Vivero y José Antonio Martínez-Serrano
- 245/2006 Intergenerational Health Mobility: An Empirical Approach Based On The Echp.
Marta Pascual and David Cantarero
- 246/2006 Measurement and analysis of the Spanish Stock Exchange using the Lyapunov exponent with digital technology.
Salvador Rojí Ferrari and Ana Gonzalez Marcos
- 247/2006 Testing For Structural Breaks In Variance With additive Outliers And Measurement Errors.
Paulo M.M. Rodrigues and Antonio Rubia
- 248/2006 The Cost Of Market Power In Banking: Social Welfare Loss Vs. Cost Inefficiency.
Joaquín Maudos and Juan Fernández de Guevara
- 249/2006 Elasticidades de largo plazo de la demanda de vivienda: evidencia para España (1885-2000).
Desiderio Romero Jordán, José Félix Sanz Sanz y César Pérez López
- 250/2006 Regional Income Disparities in Europe: What role for location?.
Jesús López-Rodríguez and J. Andrés Faña
- 251/2006 Funciones abreviadas de bienestar social: Una forma sencilla de simultaneizar la medición de la eficiencia y la equidad de las políticas de gasto público.
Nuria Badenes Plá y Daniel Santín González
- 252/2006 "The momentum effect in the Spanish stock market: Omitted risk factors or investor behaviour?".
Luis Muga and Rafael Santamaría
- 253/2006 Dinámica de precios en el mercado español de gasolina: un equilibrio de colusión tácita.
Jordi Perdiguero García

- 254/2006 Desigualdad regional en España: renta permanente versus renta corriente.
José M.Pastor, Empar Pons y Lorenzo Serrano
- 255/2006 Environmental implications of organic food preferences: an application of the impure public goods model.
Ana Maria Aldanondo-Ochoa y Carmen Almansa-Sáez
- 256/2006 Family tax credits versus family allowances when labour supply matters: Evidence for Spain.
José Felix Sanz-Sanz, Desiderio Romero-Jordán y Santiago Álvarez-García
- 257/2006 La internacionalización de la empresa manufacturera española: efectos del capital humano genérico y específico.
José López Rodríguez
- 258/2006 Evaluación de las migraciones interregionales en España, 1996-2004.
María Martínez Torres
- 259/2006 Efficiency and market power in Spanish banking.
Rolf Färe, Shawna Grosskopf y Emili Tortosa-Ausina.
- 260/2006 Asimetrías en volatilidad, beta y contagios entre las empresas grandes y pequeñas cotizadas en la bolsa española.
Helena Chuliá y Hipòlit Torró.
- 261/2006 Birth Replacement Ratios: New Measures of Period Population Replacement.
José Antonio Ortega.
- 262/2006 Accidentes de tráfico, víctimas mortales y consumo de alcohol.
José M^a Arranz y Ana I. Gil.
- 263/2006 Análisis de la Presencia de la Mujer en los Consejos de Administración de las Mil Mayores Empresas Españolas.
Ruth Mateos de Cabo, Lorenzo Escot Mangas y Ricardo Gimeno Nogués.
- 264/2006 Crisis y Reforma del Pacto de Estabilidad y Crecimiento. Las Limitaciones de la Política Económica en Europa.
Ignacio Álvarez Peralta.
- 265/2006 Have Child Tax Allowances Affected Family Size? A Microdata Study For Spain (1996-2000).
Jaime Vallés-Giménez y Anabel Zárata-Marco.
- 266/2006 Health Human Capital And The Shift From Foraging To Farming.
Paolo Rungo.
- 267/2006 Financiación Autonómica y Política de la Competencia: El Mercado de Gasolina en Canarias.
Juan Luis Jiménez y Jordi Perdiguero.
- 268/2006 El cumplimiento del Protocolo de Kyoto para los hogares españoles: el papel de la imposición sobre la energía.
Desiderio Romero-Jordán y José Félix Sanz-Sanz.
- 269/2006 Banking competition, financial dependence and economic growth
Joaquín Maudos y Juan Fernández de Guevara
- 270/2006 Efficiency, subsidies and environmental adaptation of animal farming under CAP
Werner Kleinhanß, Carmen Murillo, Carlos San Juan y Stefan Sperlich

- 271/2006 Interest Groups, Incentives to Cooperation and Decision-Making Process in the European Union
A. Garcia-Lorenzo y Jesús López-Rodríguez
- 272/2006 Riesgo asimétrico y estrategias de momentum en el mercado de valores español
Luis Muga y Rafael Santamaría
- 273/2006 Valoración de capital-riesgo en proyectos de base tecnológica e innovadora a través de la teoría de opciones reales
Gracia Rubio Martín
- 274/2006 Capital stock and unemployment: searching for the missing link
Ana Rosa Martínez-Cañete, Elena Márquez de la Cruz, Alfonso Palacio-Vera and Inés Pérez-Soba Aguilar
- 275/2006 Study of the influence of the voters' political culture on vote decision through the simulation of a political competition problem in Spain
Sagrario Lantarón, Isabel Lillo, M^a Dolores López and Javier Rodrigo
- 276/2006 Investment and growth in Europe during the Golden Age
Antonio Cubel and M^a Teresa Sanchis
- 277/2006 Efectos de vincular la pensión pública a la inversión en cantidad y calidad de hijos en un modelo de equilibrio general
Robert Meneu Gaya
- 278/2006 El consumo y la valoración de activos
Elena Márquez y Belén Nieto
- 279/2006 Economic growth and currency crisis: A real exchange rate entropic approach
David Matesanz Gómez y Guillermo J. Ortega
- 280/2006 Three measures of returns to education: An illustration for the case of Spain
María Arrazola y José de Hevia
- 281/2006 Composition of Firms versus Composition of Jobs
Antoni Cunyat
- 282/2006 La vocación internacional de un holding tranviario belga: la Compagnie Mutuelle de Tramsways, 1895-1918
Alberte Martínez López
- 283/2006 Una visión panorámica de las entidades de crédito en España en la última década.
Constantino García Ramos
- 284/2006 Foreign Capital and Business Strategies: a comparative analysis of urban transport in Madrid and Barcelona, 1871-1925
Alberte Martínez López
- 285/2006 Los intereses belgas en la red ferroviaria catalana, 1890-1936
Alberte Martínez López
- 286/2006 The Governance of Quality: The Case of the Agrifood Brand Names
Marta Fernández Barcala, Manuel González-Díaz y Emmanuel Raynaud
- 287/2006 Modelling the role of health status in the transition out of malthusian equilibrium
Paolo Rungo, Luis Currais and Berta Rivera
- 288/2006 Industrial Effects of Climate Change Policies through the EU Emissions Trading Scheme
Xavier Labandeira and Miguel Rodríguez

- 289/2006 Globalisation and the Composition of Government Spending: An analysis for OECD countries
Norman Gemmell, Richard Kneller and Ismael Sanz
- 290/2006 La producción de energía eléctrica en España: Análisis económico de la actividad tras la liberalización del Sector Eléctrico
Fernando Hernández Martínez
- 291/2006 Further considerations on the link between adjustment costs and the productivity of R&D investment: evidence for Spain
Desiderio Romero-Jordán, José Félix Sanz-Sanz and Inmaculada Álvarez-Ayuso
- 292/2006 Una teoría sobre la contribución de la función de compras al rendimiento empresarial
Javier González Benito
- 293/2006 Agility drivers, enablers and outcomes: empirical test of an integrated agile manufacturing model
Daniel Vázquez-Bustelo, Lucía Avella and Esteban Fernández
- 294/2006 Testing the parametric vs the semiparametric generalized mixed effects models
María José Lombardía and Stefan Sperlich
- 295/2006 Nonlinear dynamics in energy futures
Mariano Matilla-García
- 296/2006 Estimating Spatial Models By Generalized Maximum Entropy Or How To Get Rid Of W
Esteban Fernández Vázquez, Matías Mayor Fernández and Jorge Rodríguez-Valez
- 297/2006 Optimización fiscal en las transmisiones lucrativas: análisis metodológico
Félix Domínguez Barrero
- 298/2006 La situación actual de la banca online en España
Francisco José Climent Diranzo y Alexandre Momparler Pechuán
- 299/2006 Estrategia competitiva y rendimiento del negocio: el papel mediador de la estrategia y las capacidades productivas
Javier González Benito y Isabel Suárez González
- 300/2006 A Parametric Model to Estimate Risk in a Fixed Income Portfolio
Pilar Abad and Sonia Benito
- 301/2007 Análisis Empírico de las Preferencias Sociales Respecto del Gasto en Obra Social de las Cajas de Ahorros
Alejandro Esteller-Moré, Jonathan Jorba Jiménez y Albert Solé-Ollé
- 302/2007 Assessing the enlargement and deepening of regional trading blocs: The European Union case
Salvador Gil-Pareja, Rafael Llorca-Vivero y José Antonio Martínez-Serrano
- 303/2007 ¿Es la Franquicia un Medio de Financiación?: Evidencia para el Caso Español
Vanessa Solís Rodríguez y Manuel González Díaz
- 304/2007 On the Finite-Sample Biases in Nonparametric Testing for Variance Constancy
Paulo M.M. Rodrigues and Antonio Rubia
- 305/2007 Spain is Different: Relative Wages 1989-98
José Antonio Carrasco Gallego

- 306/2007 Poverty reduction and SAM multipliers: An evaluation of public policies in a regional framework
Francisco Javier De Miguel-Vélez y Jesús Pérez-Mayo
- 307/2007 La Eficiencia en la Gestión del Riesgo de Crédito en las Cajas de Ahorro
Marcelino Martínez Cabrera
- 308/2007 Optimal environmental policy in transport: unintended effects on consumers' generalized price
M. Pilar Socorro and Ofelia Betancor
- 309/2007 Agricultural Productivity in the European Regions: Trends and Explanatory Factors
Roberto Ezcurra, Belen Iraizoz, Pedro Pascual and Manuel Rapún
- 310/2007 Long-run Regional Population Divergence and Modern Economic Growth in Europe: a Case Study of Spain
María Isabel Ayuda, Fernando Collantes and Vicente Pinilla
- 311/2007 Financial Information effects on the measurement of Commercial Banks' Efficiency
Borja Amor, María T. Tascón and José L. Fanjul
- 312/2007 Neutralidad e incentivos de las inversiones financieras en el nuevo IRPF
Félix Domínguez Barrero
- 313/2007 The Effects of Corporate Social Responsibility Perceptions on The Valuation of Common Stock
Waymond Rodgers , Helen Choy and Andres Guiral-Contreras
- 314/2007 Country Creditor Rights, Information Sharing and Commercial Banks' Profitability Persistence across the world
Borja Amor, María T. Tascón and José L. Fanjul
- 315/2007 ¿Es Relevante el Déficit Corriente en una Unión Monetaria? El Caso Español
Javier Blanco González y Ignacio del Rosal Fernández
- 316/2007 The Impact of Credit Rating Announcements on Spanish Corporate Fixed Income Performance: Returns, Yields and Liquidity
Pilar Abad, Antonio Díaz and M. Dolores Robles
- 317/2007 Indicadores de Lealtad al Establecimiento y Formato Comercial Basados en la Distribución del Presupuesto
Cesar Augusto Bustos Reyes y Óscar González Benito
- 318/2007 Migrants and Market Potential in Spain over The XXth Century: A Test Of The New Economic Geography
Daniel A. Tirado, Jordi Pons, Elisenda Paluzie and Javier Silvestre
- 319/2007 El Impacto del Coste de Oportunidad de la Actividad Emprendedora en la Intención de los Ciudadanos Europeos de Crear Empresas
Luis Miguel Zapico Aldeano
- 320/2007 Los belgas y los ferrocarriles de vía estrecha en España, 1887-1936
Alberte Martínez López
- 321/2007 Competición política bipartidista. Estudio geométrico del equilibrio en un caso ponderado
Isabel Lillo, M^a Dolores López y Javier Rodrigo
- 322/2007 Human resource management and environment management systems: an empirical study
M^a Concepción López Fernández, Ana M^a Serrano Bedía and Gema García Piqueres

- 323/2007 Wood and industrialization. evidence and hypotheses from the case of Spain, 1860-1935.
Iñaki Iriarte-Goñi and María Isabel Ayuda Bosque
- 324/2007 New evidence on long-run monetary neutrality.
J. Cunado, L.A. Gil-Alana and F. Perez de Gracia
- 325/2007 Monetary policy and structural changes in the volatility of us interest rates.
Juncal Cuñado, Javier Gomez Biscarri and Fernando Perez de Gracia
- 326/2007 The productivity effects of intrafirm diffusion.
Lucio Fuentelsaz, Jaime Gómez and Sergio Palomas
- 327/2007 Unemployment duration, layoffs and competing risks.
J.M. Arranz, C. García-Serrano and L. Toharia
- 328/2007 El grado de cobertura del gasto público en España respecto a la UE-15
Nuria Rueda, Begoña Barruso, Carmen Calderón y M^a del Mar Herrador
- 329/2007 The Impact of Direct Subsidies in Spain before and after the CAP'92 Reform
Carmen Murillo, Carlos San Juan and Stefan Sperlich
- 330/2007 Determinants of post-privatisation performance of Spanish divested firms
Laura Cabeza García and Silvia Gómez Ansón
- 331/2007 ¿Por qué deciden diversificar las empresas españolas? Razones oportunistas versus razones económicas
Almudena Martínez Campillo
- 332/2007 Dynamical Hierarchical Tree in Currency Markets
Juan Gabriel Brida, David Matesanz Gómez and Wiston Adrián Risso
- 333/2007 Los determinantes sociodemográficos del gasto sanitario. Análisis con microdatos individuales
Ana María Angulo, Ramón Barberán, Pilar Egea y Jesús Mur
- 334/2007 Why do companies go private? The Spanish case
Inés Pérez-Soba Aguilar
- 335/2007 The use of gis to study transport for disabled people
Verónica Cañal Fernández
- 336/2007 The long run consequences of M&A: An empirical application
Cristina Bernad, Lucio Fuentelsaz and Jaime Gómez
- 337/2007 Las clasificaciones de materias en economía: principios para el desarrollo de una nueva clasificación
Valentín Edo Hernández
- 338/2007 Reforming Taxes and Improving Health: A Revenue-Neutral Tax Reform to Eliminate Medical and Pharmaceutical VAT
Santiago Álvarez-García, Carlos Pestana Barros y Juan Prieto-Rodríguez
- 339/2007 Impacts of an iron and steel plant on residential property values
Celia Bilbao-Terol
- 340/2007 Firm size and capital structure: Evidence using dynamic panel data
Víctor M. González and Francisco González

- 341/2007 ¿Cómo organizar una cadena hotelera? La elección de la forma de gobierno
Marta Fernández Barcala y Manuel González Díaz
- 342/2007 Análisis de los efectos de la decisión de diversificar: un contraste del marco teórico “Agencia-Stewardship”
Almudena Martínez Campillo y Roberto Fernández Gago
- 343/2007 Selecting portfolios given multiple eurostoxx-based uncertainty scenarios: a stochastic goal programming approach from fuzzy betas
Enrique Ballester, Blanca Pérez-Gladish, Mar Arenas-Parra and Amelia Bilbao-Terol
- 344/2007 “El bienestar de los inmigrantes y los factores implicados en la decisión de emigrar”
Anastasia Hernández Alemán y Carmelo J. León
- 345/2007 Governance Decisions in the R&D Process: An Integrative Framework Based on TCT and Knowledge View of The Firm.
Andrea Martínez-Noya and Esteban García-Canal
- 346/2007 Diferencias salariales entre empresas públicas y privadas. El caso español
Begoña Cueto y Nuria Sánchez- Sánchez
- 347/2007 Effects of Fiscal Treatments of Second Home Ownership on Renting Supply
Celia Bilbao Terol and Juan Prieto Rodríguez
- 348/2007 Auditors’ ethical dilemmas in the going concern evaluation
Andres Guiral, Waymond Rodgers, Emiliano Ruiz and Jose A. Gonzalo
- 349/2007 Convergencia en capital humano en España. Un análisis regional para el periodo 1970-2004
Susana Morales Sequera y Carmen Pérez Esparrells
- 350/2007 Socially responsible investment: mutual funds portfolio selection using fuzzy multiobjective programming
Blanca M^a Pérez-Gladish, Mar Arenas-Parra , Amelia Bilbao-Terol and M^a Victoria Rodríguez-Uría
- 351/2007 Persistencia del resultado contable y sus componentes: implicaciones de la medida de ajustes por devengo
Raúl Iñiguez Sánchez y Francisco Poveda Fuentes
- 352/2007 Wage Inequality and Globalisation: What can we Learn from the Past? A General Equilibrium Approach
Concha Betrán, Javier Ferri and Maria A. Pons
- 353/2007 Eficacia de los incentivos fiscales a la inversión en I+D en España en los años noventa
Desiderio Romero Jordán y José Félix Sanz Sanz
- 354/2007 Convergencia regional en renta y bienestar en España
Robert Meneu Gaya
- 355/2007 Tributación ambiental: Estado de la Cuestión y Experiencia en España
Ana Carrera Poncela
- 356/2007 Salient features of dependence in daily us stock market indices
Luis A. Gil-Alana, Juncal Cuñado and Fernando Pérez de Gracia
- 357/2007 La educación superior: ¿un gasto o una inversión rentable para el sector público?
Inés P. Murillo y Francisco Pedraja

- 358/2007 Effects of a reduction of working hours on a model with job creation and job destruction
Emilio Domínguez, Miren Ullibarri y Idoya Zabaleta
- 359/2007 Stock split size, signaling and earnings management: Evidence from the Spanish market
José Yagüe, J. Carlos Gómez-Sala and Francisco Poveda-Fuentes
- 360/2007 Modelización de las expectativas y estrategias de inversión en mercados de derivados
Begoña Font-Belaire
- 361/2008 Trade in capital goods during the golden age, 1953-1973
M^a Teresa Sanchis and Antonio Cubel
- 362/2008 El capital económico por riesgo operacional: una aplicación del modelo de distribución de pérdidas
Enrique José Jiménez Rodríguez y José Manuel Fera Domínguez
- 363/2008 The drivers of effectiveness in competition policy
Joan-Ramon Borrell and Juan-Luis Jiménez
- 364/2008 Corporate governance structure and board of directors remuneration policies: evidence from Spain
Carlos Fernández Méndez, Rubén Arrondo García and Enrique Fernández Rodríguez
- 365/2008 Beyond the disciplinary role of governance: how boards and donors add value to Spanish foundations
Pablo De Andrés Alonso, Valentín Azofra Palenzuela y M. Elena Romero Merino
- 366/2008 Complejidad y perfeccionamiento contractual para la contención del oportunismo en los acuerdos de franquicia
Vanessa Solís Rodríguez y Manuel González Díaz
- 367/2008 Inestabilidad y convergencia entre las regiones europeas
Jesús Mur, Fernando López y Ana Angulo
- 368/2008 Análisis espacial del cierre de explotaciones agrarias
Ana Aldanondo Ochoa, Carmen Almansa Sáez y Valero Casanovas Oliva
- 369/2008 Cross-Country Efficiency Comparison between Italian and Spanish Public Universities in the period 2000-2005
Tommaso Agasisti and Carmen Pérez Esparrells
- 370/2008 El desarrollo de la sociedad de la información en España: un análisis por comunidades autónomas
María Concepción García Jiménez y José Luis Gómez Barroso
- 371/2008 El medioambiente y los objetivos de fabricación: un análisis de los modelos estratégicos para su consecución
Lucía Avella Camarero, Esteban Fernández Sánchez y Daniel Vázquez-Bustelo
- 372/2008 Influence of bank concentration and institutions on capital structure: New international evidence
Víctor M. González and Francisco González
- 373/2008 Generalización del concepto de equilibrio en juegos de competición política
M^a Dolores López González y Javier Rodrigo Hitos
- 374/2008 Smooth Transition from Fixed Effects to Mixed Effects Models in Multi-level regression Models
María José Lombardía and Stefan Sperlich

- 375/2008 A Revenue-Neutral Tax Reform to Increase Demand for Public Transport Services
Carlos Pestana Barros and Juan Prieto-Rodriguez
- 376/2008 Measurement of intra-distribution dynamics: An application of different approaches to the European regions
Adolfo Maza, María Hierro and José Villaverde
- 377/2008 Migración interna de extranjeros y ¿nueva fase en la convergencia?
María Hierro y Adolfo Maza
- 378/2008 Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico: Modelización Teórica y Experiencia Internacional
Ciro Eduardo Bazán Navarro