



Universidad de Oviedo

FACULTAD DE ECONOMÍA Y EMPRESA

TRABAJO FIN DE MÁSTER EN ECONOMÍA:
INSTRUMENTOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Autor

Dña. Beatriz Delgado Santamaría

Tutor

D. Luis Orea Sánchez

Oviedo, Septiembre de 2014



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

ÍNDICE



ÍNDICE DE CONTENIDOS:

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	6
1.1. RESUMEN.....	7
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
CAPÍTULO 2: PODER DE MERCADO. INVESTIGACIONES PREVIAS.....	10
2.1. EL PODER DE MERCADO EN EL MERCADO ESPAÑOL.....	12
CAPÍTULO 3: EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	21
3.1. EL PROCESO DE DESREGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	22
3.2. LA ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	23
3.3. EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	24
3.4. EL MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD (MIBEL).....	25
CAPÍTULO 4: MODELO EMPÍRICO	28
4.1. ECUACIÓN DE PRECIOS.....	30
4.2. ELASTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA.....	33
4.3. ESTIMACIÓN DEL PARÁMETRO DE CONDUCTA.....	35
CAPÍTULO 5: DATOS.....	37
CAPÍTULO 6: RESULTADOS	41
6.1. ESTIMACIÓN DE LA ELASTICIDAD-PRECIO DE LA FRANJA COMPETITIVA.....	42
6.2. MEDIDAS DEL PARÁMETRO DE CONDUCTA.....	45
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES.....	52
7.1. LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURAS.....	54



*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

BIBLIOGRAFÍA	55
ANEXOS	59
ANEXO I: LEGISLACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	60
ANEXO II: PODER DE MERCADO: MODELO ESTÁTICO.	70
ANEXO III: DATOS EMPLEADOS.....	78

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: CARACTERÍSTICAS DE LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL ESCENARIO A.....	43
TABLA 2: CARACTERÍSTICAS DE LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL ESCENARIO B.....	43
TABLA 3: PARÁMETROS ESTIMADOS DE LA OFERTA COMPETITIVA PARA LA HORA 20.....	44
TABLA 4: ESTIMACIONES ELASTICIDAD-PRECIO DE LA DEMANDA. ...	45
TABLA 5: CARACTERÍSTICAS DE LAS VARIABLES EMPLEADAS EN LAS DIVERSAS ESPECIFICACIONES DEL MODELO GENERAL	46
TABLA 6: ESTIMACIONES DEL MODELO GENERAL DEL PARÁMETRO DE CONDUCTA EN LA HORA 20.	47
TABLA 7: ESTIMACIONES DE LA 1ª ESPECIFICACIÓN EN LA HORA 20.	50
TABLA 8: ESTIMACIONES DE LA 2ª ESPECIFICACIÓN EN LA HORA 20.	50
TABLA 9: ESTIMACIONES DE LA 3ª ESPECIFICACIÓN EN LA HORA 20.	51
TABLA 10: COSTE MARGINAL POR TECNOLOGÍA.....	83



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN



1.1. RESUMEN.

El presente trabajo analiza el grado de poder de mercado del Mercado Eléctrico Español durante el año 2007, cuando se inició el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Para ello se utilizan datos reales del mercado spot de energía, esencialmente del llamado mercado diario donde se realizan la mayor parte de las transacciones.

El trabajo se fundamenta en la estimación de un modelo clásico de la literatura de la Nueva Organización Industrial Empírica (NEIO) según el cual el grado de poder de mercado de los oferentes del sistema eléctrico es uno de los parámetros a estimar del modelo.

Los resultados presentan altos niveles de márgenes precio-coste. Sin embargo, en todos los casos se presenta un limitado ejercicio de poder de mercado unilateral. Las mediciones son consistentes a una competencia de “Cournot” de un gran número de empresas oferentes, lejos de mostrar niveles cercanos al duopolio o colusión. Esto sugiere que el poder de mercado efectivamente ha decaído con el inicio del MIBEL.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Los principales mercados eléctricos a nivel mundial han sido objeto de diferentes reformas en torno a la participación de los diversos agentes de mercado en la producción y comercialización de la energía durante las últimas décadas del siglo XX. Estos mercados han visto surgir diferentes reformas en su sector, terminando por liberalizar parcialmente cada área de la actividad donde es posible ejercer competencia y generar una mayor eficiencia en la operación técnica y económica del sistema. Países como



Inglaterra, Estados Unidos, Noruega, España y Chile son pioneros en este tipo de reformas, creando diferentes mercados (con diferentes características) con el fin de obtener mejores niveles de precio, calidad y eficiencia. La liberalización y desregulación del sector, aunque pretende fomentar la libre competencia, a veces también incrementa el incentivo de las empresas que dominan cada sector a ejercer poder de mercado, en especial en el sector de generación. Debido a la baja elasticidad de la demanda del sistema, las empresas generadoras que, especialmente en los primeros años de liberalización del mercado, mantienen un nivel de concentración elevado, pueden retirar parte de su capacidad para hacer subir los precios de manera injustificada. Sumado a esto, la demanda de un sistema eléctrico enfrenta situaciones de demanda pico en determinados períodos y con cierta estacionalidad, por lo que parte de la capacidad se torna imprescindible, dejando a algunos generadores con la ventaja para elevar sus precios sobre sus costes marginales.

Ello ocasiona diversas pérdidas en los niveles de eficiencia del mercado. Bazán (2004) identifica dos pérdidas de eficiencia importantes en el ejercicio del poder de mercado: la eficiencia asignativa, generada por los excesivos márgenes de ganancia que perciben las empresas generadoras, y la eficiencia productiva, debido a que el retiro de capacidad hace que el despacho de energía no se realice al mínimo coste.

El siguiente estudio pretende medir la competencia del mercado español de energía del año 2007, fragmentando el periodo analizado en función del inicio del Mercado Ibérico de la Electricidad el 1 de julio de 2007. Para ello se emplean datos horarios del mercado eléctrico, seleccionando una hora pico de demanda. En base a la modelación estática del mercado diario de energía, mediante herramientas presentadas por la Nueva Organización Industrial Empírica (NEIO), se pretende determinar el tipo de poder de



mercado y la existencia o no de cierto nivel de colusión implícita; comparando los resultados obtenidos en los dos periodos de 2007, antes y después de la creación del mercado ibérico. El modelo se estima en dos etapas. En la primera, se calcula la elasticidad-precio de la oferta de un conjunto de oferentes no estratégicos con el fin de conocer la elasticidad de la demanda de los oferentes estratégicos del mercado eléctrico español. El comportamiento más o menos competitivo de dichos oferentes es analizado posteriormente a través de la estimación de una ecuación de precios. La hipótesis de partida de este trabajo es que la ampliación del mercado de electricidad en Julio de 2007 ha tenido que reducir el poder de mercado de los oferentes españoles, a pesar de las restricciones de conectividad que aún existían en esos momentos entre España y Portugal.

En el Capítulo 2 se describen los estudios previos sobre la competencia del mercado eléctrico español y en el Capítulo 3 la estructura del mercado. El modelo empírico empleado se detalla en el Capítulo 4. Los datos se describen en el Capítulo 5. En el Capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos y en el Capítulo 7 las conclusiones realizadas y las futuras líneas de investigación.

Finalmente, el documento presenta un anexo con información relevante del estudio. El Anexo I incluye las normas de funcionamiento del mercado español de energía. En el Anexo II se describen algunas consideraciones sobre el modelo utilizado para evaluar el poder de mercado. Respecto a los datos empleados, se detallan en el Anexo III.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

CAPÍTULO 2: PODER DE MERCADO. INVESTIGACIONES PREVIAS.



Desde un punto de vista empírico, existen múltiples definiciones de poder de mercado. Dado que en un mercado perfectamente competitivo, el precio debe ser igual al coste marginal del sistema, el grado de poder de mercado en el lado de la oferta puede ser entendido como la capacidad para elevar los precios sobre los costes marginales, obteniendo márgenes precio-coste positivos. Sin embargo, esa definición debe ser utilizada con precaución en los mercados de la electricidad en el control de los efectos del precio, costes de oportunidad, etc. Otros objetivos del estudio, o modelar un problema diferente, pueden beneficiarse de una definición alternativa (Rajamaram y Alvarado (2002)).

Los sistemas de energía eléctrica están sujetos en ocasiones a ejercer el poder de mercado de algunas empresas, principalmente debido a la influencia de los diversos factores. En esta sección se da una breve descripción del mercado español después de la desregulación del mercado mayorista. Los detalles del mercado junto con una descripción del mismo en el año 2007 se indican a continuación:

- La imposibilidad económica de almacenar energía.
- Las restricciones de capacidad de oferta en términos de corto plazo, es decir, los proyectos de inversión requieren un tiempo considerable para ser implementados, por lo que la oferta es inelástica en hora punta.
- La demanda de electricidad es inelástica en términos de corto plazo, porque una gran parte de los consumidores deben estar provistos de energía a un precio regulado independiente, independiente de su nivel de consumo.

En los mercados de electricidad, en el lado de la oferta, el precio se basa a menudo en su coste marginal de producción, y cuando no lo es, es difícil



identificar si es debido al poder de mercado o algún otro problema. Aunque, a veces los precios pueden ir más allá de los costes marginales de operación debido a consideraciones estratégicas, también hay otras razones para que las empresas estén pujando por encima de sus costes marginales de producción, principalmente relacionadas con las restricciones operativas (Rajamaran y Alvarado (2002)). Por otras razones, que se ocupan de la incertidumbre y de licitaciones en el mercado, se recomienda leer a Harvey y Hogan (2001). El control de estos problemas requiere adaptaciones de aplicaciones econométricas y lecturas cuidadosas de los resultados econométricos, considerando la robustez y los análisis de sensibilidad si se utilizan medidas estáticas de coste marginal.

2.1. EL PODER DE MERCADO EN EL MERCADO ESPAÑOL.

Existen pocos estudios sobre la competencia del mercado español basados en aproximaciones teóricas y empíricas de la conducta de los proveedores de energía específicos o de la industria en su conjunto. Estos estudios muestran diferentes grados de poder de mercado, aquí se mencionan algunos de ellos.

Ocaña y Romero (1998) utilizan un modelo oligopolístico de Cournot para medir de forma directa el poder de mercado en la industria eléctrica española a través de la estimación de los márgenes precio-coste y comparan los precios del pool eléctrico (modelo de Cournot) con los que resultarían de un modelo de competencia perfecta. Simulan el modelo para cuando la demanda es alta (noviembre a marzo) y para periodos de demanda baja (primavera- verano) haciendo la distinción entre “demanda en punta” y “demanda fuera de punta o demanda valle”. Estos autores



concluyen que el ejercicio de poder de mercado de las empresas generadoras en el mercado mayorista de generación se produce en todos los periodos debido a que en el mercado mayorista sólo compiten tres empresas (Endesa, Iberdrola, y Unión Fenosa) y a la diferencia de sus tamaños. Asimismo, se tocan temas como el tratamiento de la energía hidráulica, la valoración de los índices de concentración en el mercado eléctrico como estimadores del posible ejercicio de poder de mercado en el mismo, y se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados ante variaciones en la estructura de las empresas que operan en el sector.

Marín y García-Díaz (2000) desarrollan una técnica para analizar la competencia en el mercado diario de electricidad, en donde las empresas hacen pujas para cortos periodos de tiempo, y generalizan el modelo de subastas de múltiples unidades de Von Der Fehr y Harbord (1993) adaptándolo al caso de una demanda determinada. En el modelo se permite la presencia de diversas empresas asimétricas (con diferencias en costes, tamaño y tecnología) que poseen funciones de costes crecientes y donde los grandes consumidores y los comercializadores pueden presentar sus pujas mediante funciones de demanda decrecientes. Se obtiene una caracterización del equilibrio en estrategias puras para este modelo y encuentran que las diferencias en tamaño y tecnología entre las empresas afectan significativamente a los márgenes precio-coste. En particular y en concordancia con la teoría económica, se encuentra que las grandes asimetrías entre las empresas conducen a un único precio de equilibrio (que se corresponde con el del modelo líder-seguidor) con una empresa dominante que maximiza sus beneficios dada su demanda residual mientras que las demás empresas se comportan como precio-aceptantes (las empresas venderán toda su capacidad y percibirán el precio que ha fijado la empresa líder), mientras que en una estructura de mercado simétrica, por lo general, también se obtiene un precio de equilibrio único pero con márgenes



precio-coste en promedio más bajos. Por otro lado, se verifica que en condiciones intermedias de asimetría se obtienen precios de equilibrio múltiples ya que cualquiera de las distintas empresas puede adoptar el papel de líder y fijar el precio del mercado.

En particular, Marín y García-Díaz (2000) realizan simulaciones de su modelo para el pool eléctrico español que les permiten valorar el impacto de los cambios en la estructura de la generación ocasionados por la fusión de Endesa con las empresas Sevillana y FECSA en el año 1996. Estos autores realizaron la simulación para tres escenarios distintos: el primero estaba constituido por 6 empresas (Endesa, Sevillana, FECSA, Iberdrola, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Fenosa); el segundo tenía en cuenta la fusión de 1996 y estaba constituido por 4 empresas (Endesa, Iberdrola, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Fenosa); y el tercer escenario correspondía a una estructura de mercado duopolística constituida por Iberdrola y la hipotética fusión de Endesa, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico (cada empresa poseía aproximadamente el 50% de la capacidad del mercado). Asimismo, la simulación consideraba distintas medidas de la sensibilidad de la demanda a las variaciones en el precio que iban desde 0% (demanda perfectamente inelástica) hasta 40% (demanda muy elástica). Ellos encuentran que bajo el escenario 1, donde el mercado de generación se encuentra más fragmentado, se producen los márgenes precio-coste más bajos. No obstante, para casi todos los valores del parámetro de sensibilidad de la demanda a variaciones del precio, la estructura simulada en el escenario 3 produce márgenes precio-coste menores a los del escenario 2 a pesar de que en el escenario 3 el mercado de generación se encuentra más concentrado. Los autores justifican este resultado argumentando que en la estructura del escenario 2 por lo general se obtiene un único precio de equilibrio que es establecido por la empresa líder, mientras que la estructura



de mercado del escenario 3 es más simétrica (respecto a la del escenario 2) y por tanto conduce a una gran cantidad de equilibrios.

Fabra y Toro (2002) utilizan un modelo autorregresivo de Markov con probabilidades de cambio de estado dependientes del tiempo para analizar los precios de la electricidad durante el primer año de funcionamiento del mercado liberalizado. En este trabajo los autores intentan identificar y establecer los periodos en que la disminución en los precios de la electricidad no se puede explicar ni por las condiciones de la oferta ni por las condiciones de la demanda. Asimismo, bajo la hipótesis de que la caída en los precios se debe al comportamiento no cooperativo por parte de las empresas generadoras que operan en el sector, intentan identificar las variables que desencadenan el comienzo de una guerra de precios. Fabra y Toro (2002) explotan en su análisis dos ideas: primero, si verdaderamente las empresas generadoras compiten en precios, entonces los precios deberían ser iguales en periodos diferentes en los que las condiciones de la oferta y de la demanda coinciden. Segundo, si las empresas están alternando entre periodos de guerra de precios y periodos de colusión, entonces tan estrecha relación se rompe. Estos autores infieren la habilidad de las empresas generadoras para ejercer su poder de mercado en un contexto dinámico a partir de los cambios observados en la serie de precios del mercado eléctrico y en las cuotas de mercado de los generadores. Los resultados de este trabajo confirman la hipótesis de los autores de que dos niveles de precios claramente diferentes caracterizan la serie de precios del pool eléctrico español, y concluyen que los cambios en las cuotas de mercado de las empresas generadoras dominantes incrementan la probabilidad de iniciar un periodo de guerra de precios. Por último, indican que sus resultados muestran que el comportamiento de la fijación de precios por parte de las empresas generadoras ha sido altamente afectado por la



forma en que los Costes de Transición a la Competencia (CTC's) han sido calculados.

Kühn y Machado (2003) modelizan mediante funciones de oferta el comportamiento estratégico de las empresas, tal como anteriormente lo hicieron Green y Newbery (1992) al analizar la competencia en el pool de electricidad en Inglaterra. Kühn y Machado (2003) desarrollan un modelo dinámico del mercado eléctrico español que incorpora el equilibrio de la función de oferta en cada periodo así como los efectos del almacenamiento de los suministros hidroeléctricos. Gracias a los efectos estratégicos que obtienen de su modelo, estos autores contrastan el grado de poder de mercado de las dos principales empresas que operan en el pool eléctrico español (Endesa e Iberdrola) a través de variaciones exógenas en sus demandas, las cuales tienen diferentes impactos sobre el precio del pool. Además, Kühn y Machado (2003) analizan los resultados del pool eléctrico español y su potencial mejora debido a la reasignación de los activos de generación. En particular, se muestra que el alto grado de integración vertical en el mercado eléctrico español no conduce a una completa desinformación acerca de los precios del pool, y muestran en un ejemplo que la simetría entre las empresas conduciría a la eficiencia productiva mientras que la heterogeneidad en las posiciones de la demanda conduciría de forma ineficiente a precios bajos. La conclusión final que obtienen estos autores es que las dos principales empresas generadoras que operan en el pool eléctrico español ejercen poder de mercado.

Ciarreta y Paz (2003) investigan si las dos mayores empresas generadoras (Endesa e Iberdrola) que operan en el pool eléctrico español ejercen su poder de mercado y, de ser este el caso, hasta qué punto el poder de mercado incrementa los márgenes precio-coste. Por ello se estudia el comportamiento estratégico en la subasta eléctrica de las empresas con



elevadas cuotas de mercado comparándolas con las de las empresas pequeñas, modelizando los resultados del mercado diario como un equilibrio de la función de oferta y midiendo el impacto del poder de mercado sin hacer uso de estimación de costes de producción. Específicamente, se mide el poder de mercado comparando el comportamiento en el mercado que obtienen estos autores de las dos principales empresas generadoras que operan en el diario español de plantas que pertenecen a grandes generadores, con otras que pertenecen a empresas pequeñas y que tienen similares tecnologías, para lo cual comparan sus pujas durante el mismo día y el mismo periodo de manera que coincidan sus condiciones de coste y de demanda. Estos investigadores basan sus mediciones del poder de mercado en la diferencia entre las funciones de oferta (obtenidas mediante agregación de las ofertas de las plantas de generación) que pertenecen a las empresas más grandes y las que pertenecen a las más pequeñas que operan en el mercado diario de electricidad, de modo que cualquier diferencia en sus funciones de oferta pueda únicamente atribuirse al poder de mercado de los generadores más grandes. El principal resultado al que llegan estos autores es que Endesa e Iberdrola explotan su poder de mercado y que consistentemente presentan funciones de oferta caracterizadas por menor capacidad y precios más altos que los de la referencia competitiva.

Es importante tener en cuenta que todos estos estudios presentan resultados en los períodos en que la cuota de mercado de las dos principales empresas generadoras constituía casi todas las transacciones del mercado. Sin embargo, con posterioridad su cuota de mercado se reduce gradualmente. Este cambio en la concentración del mercado se produce por la entrada de un nuevo productor de energía, que se refleja principalmente en las nuevas inversiones en tecnología de gas de ciclo combinado.



Durante este período, mientras que la demanda aumenta gradualmente, los precios mantuvieron su nivel, incluso más bajos que los primeros años de desregulación, lo que sugiere que la competencia fue más intensa durante 2002 y 2003 debido a la entrada de nuevos agentes del mercado y otras tecnologías como la de ciclo combinado.

Fabra y Toro (2005)¹ analizan los precios en el mercado eléctrico español por medio de un modelo autoregresivo de Markov con probabilidades de cambio de estado dependientes del tiempo. La contabilización de los cambios en la demanda y las condiciones de costes (que reflejan los cambios en los costes de consumos, la disponibilidad de capacidad y de energía hidroeléctrica), muestra que la serie de precios se caracteriza por dos niveles de precios significativamente diferentes. Utilizando un modelo de Cournot entre empresas contratadas, caracterizan las desviaciones óptimas de las empresas a partir de un acuerdo colusorio, e identifican variables desencadenantes que podrían utilizarse para desalentar desviaciones. Al interpretar los efectos de los desencadenantes que afecta a la probabilidad de iniciar una guerra de precios, pueden inferir algunas de las propiedades de la estrategia colusoria que las empresas podrían haber seguido.

Crampes y Fabra (2005) describen el sector eléctrico español y su régimen normativo actual. Se presta especial atención a la descripción y discusión de los problemas de diseño de mercado (incluida la recuperación de costes hundidos), la evolución de la estructura del mercado, la inversión en capacidad de generación y actividades de la red. También proporcionan una evaluación crítica de la reforma de la regulación de 1997, que no tuvo éxito en la introducción de una competencia efectiva, pero conservó una regulación opaca que ha sido objeto de intervencionismo gubernamental

¹ El presente estudio, "Price wars and collusion in the Spanish electricity market", representa una versión actualizada de las investigaciones que realizaron Fabra y Toro en 2002.



continuo. Por otra parte, la aplicación del acuerdo de Kyoto podría demostrar la falta de solidez del régimen regulatorio.

Hubo numerosos cambios en la regulación de la actividad de generación durante estos años, entre ellos que los principales productores de energía se vieron obligados a vender parte de su capacidad. Este cambio en la regulación del mercado terminó con la entrada de nuevas reformas a principios de 2006, lo que obligó a las principales empresas de generación, Endesa e Iberdrola, a vender “virtualmente”² parte de su capacidad a los nuevos productores de energía. Pérez Arriaga (2005) señala que si el mercado español quiere trabajar como un mercado no concentrado, este tipo de venta de capacidad debe llegar al 30% de la capacidad total de estas dos empresas. A principios de 2006, las ventas virtuales llegaron al 10% lo que supuso un avance importante.

Agosti et al (2006) señala que la entrada de Gas Natural SDG en el mercado produjo una influencia importante en la reducción de la concentración del mercado, pasando del 2% en el año 2003 al 5% en 2006, en términos de capacidad instalada, pero aún más en la energía producida. Este aumento permite reducir el índice de Herfindahl ³ (HHI) de 2,817 a 2,253 puntos en el mercado de generación.

² Conocido como "subastas de capacidad virtual" o "Virtual Power Plants" (PPV). Éste es un mecanismo de venta de capacidad como una opción de compra, donde el comprador de este poder virtual obtiene el derecho a utilizar esa capacidad para un horizonte de tiempo y cantidad especificada antes de la subasta.

³ El Índice de de Herfindahl-Hirschman o HHI es una medida económica del tamaño de las empresas en relación con todo el mercado, que se utiliza a veces en las leyes de competencia y antimonopolio, como sustituto de la competencia entre las empresas. Debe su nombre a sus autores, Orris C. Herfindahl y Albert O. Hirschman, y es igual a la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado (en porcentaje) de cada empresa en una industria. El índice va de $1/N$ (N es igual al número de empresas) a 1 para los escenarios de monopolio (US Departamento de Comercio Federal y Comercio).



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

Federico, Vives y Fabra (2008) realizaron un primer informe de una serie de revisiones periódicas de los sectores regulados españoles del Centro de Investigación Sector Público-Privado de IESE. La serie de informes tiene la intención de contribuir al debate en curso entre los profesionales, responsables políticos y académicos sobre el mercado español y de forma ampliada, los mercados regulados europeos. El presente informe se publica conjuntamente con el Instituto Vasco de Competitividad (IVC). El objetivo es proporcionar una perspectiva sobre la situación de la regulación y la competencia en los mercados de gas y electricidad de España que se basa en la teoría económica de la organización industrial, la regulación y la defensa de la competencia, y, al mismo tiempo, revisar algunas de los más recientes acontecimientos en el sector.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

CAPÍTULO 3: EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL



En esta sección se realiza una breve descripción del mercado español después de la desregulación del mercado mayorista. Los detalles del mercado junto con una descripción del mismo en el año 2007 se indican a continuación.

3.1. EL PROCESO DE DESREGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO.

A finales de 1997, España comenzó el proceso de reforma de su sistema de electricidad, después de la aprobación del plan principal que incluía la separación vertical de las actividades en el sector eléctrico (generación, transmisión y distribución), que se había concentrado en dos empresas integradas verticalmente en manos del gobierno. A nivel mayorista, se creó un mercado competitivo para la generación de electricidad, generando oportunidades para nuevas inversiones privadas en este ámbito. Se abrió el acceso de transmisión y se creó la figura de comercializador, dando a los consumidores finales la libertad de elegir su proveedor de energía.

Con el objetivo de hacer funcionar el sistema de la forma más eficiente, el mercado adoptó un modelo de coordinación "Pool", en el que un operador, separando todas las demás actividades, estaba a cargo de las tareas administrativas, técnicas y económicas en el sistema. Esas obligaciones fueron entonces gestionadas por el Operador del Mercado Ibérico (OMEL) y el Operador del Sistema (REE), que trabajaban de forma conjunta en las operaciones del sistema.

El sistema eléctrico español permitió la acción coordinada de todos los agentes del sistema, satisfaciendo la demanda de energía en tiempo real en todos los puntos de la red en los sistemas continentales y extracontinentales. El mercado liberalizado inició sus operaciones el 1 de enero de 1998. Se



controlaron todas las transacciones de energía en el mercado, premiando a las empresas que generaban en base al precio marginal del sistema. Se creó el mercado al por mayor con el fin de reflejar todas las transacciones de compra-venta de energía y otros servicios auxiliares necesarios para el suministro de electricidad - OMEL (1999).

El mercado estaba compuesto por un mercado del día anterior, donde la mayoría de las transacciones se llevaban a cabo; un mercado intradiario para permitir ajustes de la demanda y la oferta después de que el mercado del día anterior se cerrase, y el contrato bilateral entre agentes. Además, se creó el mercado al por menor, para permitir los contratos entre consumidores cualificados y generador a través de minoristas.

3.2. LA ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.

El sistema eléctrico español se insertó en un mercado de la electricidad "desregulado", donde las transacciones económicas entre los agentes cualificados definen el precio final de la electricidad y las cantidades que se negocian.

Al principio, justo después de la desregulación en el año 1998, el mercado de la electricidad estaba dominado por dos empresas, Endesa e Iberdrola, que eran dueños de la mayor parte de la capacidad del mercado español. Sin embargo, a medida que pasaba el tiempo, la capacidad aumentó por cuatro empresas generadoras, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Enel Viesgo y Gas Natural SDG, además aparecieron un importante grupo de empresas independientes lo que supuso la disminución de la cuota de mercado de las dos empresas más dominantes. Esto se debió esencialmente a la entrada de una nueva tecnología (la tecnología de gas de ciclo combinado),



principalmente por el Gas Natural SDG, y el aumento de la capacidad de los generadores independientes. Durante el año 2001, las cuotas de mercado de la energía a partir de las cuatro empresas más importantes en el sistema (Endesa, Iberdrola, Hidrocantábrico y Unión Fenosa), alcanzaron el 94%. A principios de 2006, esta concentración llegó casi al 65%. El resto de las empresas, incluidos los generadores independientes, experimentaron un aumento importante.

3.3. EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO.

El mercado diario es el mercado más importante de energía en el sistema español, donde la mayoría de las transacciones se llevaban a cabo y que también produce el componente más importante del precio final pagado por los consumidores cualificados y las empresas de distribución.

En el mercado del día anterior, los agentes llevan a cabo la venta y la compra de las ofertas (por las empresas generadoras y consumidores cualificados, respectivamente) para todos los períodos del día siguiente.

Con todas las ofertas de bloques de energía de venta / compra, el Operador del Mercado construye una curva de oferta y demanda de cada uno de los 24 períodos del día siguiente. En el caso de la curva de oferta, las ofertas se colocan en orden creciente en función del nivel de precios. Las ofertas de demanda están ordenadas de la misma manera, pero en forma decreciente con el precio. El precio de equilibrio del mercado se encuentra como la intersección de las dos curvas, conocido como el "Precio Base de casación". La cantidad total de energía al envío para cada período es generado por todas las ofertas de venta colocados en el lado izquierdo del punto de equilibrio. Mientras que para la compra de las ofertas, todos los situados en



el lugar izquierdo del equilibrio son suministrados, pagando el precio marginal del sistema. Esto se conoce en la literatura como la "Oferta de precio uniforme" (todo el mundo tiene el mismo precio).

Después, los procesos del mercado intradiario se llevan a cabo, de forma similar al mercado del día anterior pero incluyendo un nivel mucho más bajo de las transacciones de energía. Los resultados se envían a los operadores del mercado y del sistema. Por último, los operadores presentan el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD). En este programa, el precio final del sistema marginal se calcula, con base en el día de antelación y el precio de mercado intradiario, los servicios auxiliares y el pago por garantía de potencia para la capacidad instalada - OMEL (1999).

3.4. EL MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD (MIBEL).

El Gobierno y el regulador del sector eléctrico tomaron varias iniciativas regulatorias en el periodo 2006-2007. Algunas de ellas fueron impulsadas por la necesidad de cumplir con la legislación europea, o por el deseo de mejorar el diseño del mercado. Otras fueron el resultado de presiones regulatorias surgidas por los defectos del sistema vigente, en particular por al aparición de un déficit tarifario en el sector eléctrico muy significativo en 2005 y 2006, y la necesidad de gestionar sus consecuencias⁴.

En el presente estudio, merece una mención especial la puesta en marcha del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). El lanzamiento del MIBEL el 1 de julio de 2007 constituyó una reforma importante en el diseño del

⁴ En el Anexo I se detalla la legislación del mercado eléctrico, así como las reformas regulatorias realizadas en 2006-2007.



mercado mayorista español (e ibérico). Los precios en MIBEL se determinan a través de un mecanismo de market-splitting. Es decir, cuando la capacidad de interconexión entre España y Portugal no está congestionada, se determina un único precio spot para los dos países en función de las ofertas hechas por los generadores de ambos países y la demanda total a nivel ibérico. Sin embargo, al inicio del MIBEL existían congestiones en las interconexiones entre ambos países, fijándose un precio spot en cada país en función de la oferta y la demanda en cada uno (incluyendo las importaciones/exportaciones a cada lado de la frontera).

En la práctica, dada la diferente estructura de costes de los mercados mayoristas de España y Portugal y la capacidad de interconexión (en promedio, 1,1GW de capacidad de exportación hacia Portugal en 2007), MIBEL experimentó la separación de mercados durante el 2º semestre de 2007. El precio del mercado spot entre Portugal y España difirió en aproximadamente un 80% de las horas durante el período julio-diciembre de 2007, y los precios spot medios de Portugal fueron casi un 25% superiores a los precios españoles en ese período. En general, durante todo 2007 la interconexión con Portugal estuvo congestionada en casi el 60% de las horas, y la utilización media de la interconexión fue de aproximadamente el 80%.

Por lo tanto, mientras que MIBEL estableció un mecanismo para la integración entre los mercados de España y de Portugal, en 2007 no se alcanzó una integración efectiva entre los dos mercados. Era necesaria una mayor capacidad de interconexión entre los dos sistemas para lograr una integración total. La expectativa era también que, con el paso del tiempo, la convergencia de los diseños de mercado entre los dos sistemas (por ejemplo, la armonización del diseño del mercado mayorista y de los mecanismos de pagos por capacidad) fuese también llevar a una



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

convergencia en las estructuras de mercado y en el mix de tecnologías, y permitir la creación de un único mercado ibérico definitivo.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

CAPÍTULO 4: MODELO EMPÍRICO



En este capítulo se presenta la base teórica para medir el grado de competencia en el mercado de la electricidad. Esto se realiza a través de la identificación del parámetro de conducta y las medidas del coste marginal. La presente metodología se basa en los avances de la Nueva Organización Industrial Empírica (NEIO), literatura bien documentada por Bresnahan (1989), y presentada en varios estudios, entre ellos Wolfram (1999) en el mercado eléctrico británico y Puller (2007) en el mercado de California, entre otros.

La demanda de electricidad en el mercado se modela de la siguiente manera:

$$D_t = D(P_t, X_t, e_t) \quad (1)$$

donde t representa un período de mercado, equivalente a una hora del día, P_t representa el precio al contado en el momento t , X_t es un vector de factores observables que desplazan la demanda y e_t representa el ruido aleatorio. La suposición aquí es que la cantidad de la demanda depende totalmente de los niveles de precios actuales. Como se explica en Wolfram (1999) un gran número de empresas compran energía directamente en el mercado al contado, otros consumidores (generalmente grandes consumidores) responden a los niveles de precios en varias formas; cuando los niveles de precios son demasiado altos (instalación de unidades de generación propias), reprograman sus procesos de producción para tomar ventajas en la variación de los precios durante el día, o mantienen la programación en períodos de precios altos.

En este estudio, la respuesta de la demanda a los precios actuales es más clara que en estudios anteriores, como los mercados de hoy en día tienen la demanda más activa que el británico en 1993 (demanda de licitación es en realidad en el lugar), y los períodos son dos veces más grandes aquí (una hora en comparación con media hora en el caso británico). Esto también

permite simplificar el modelo y hace que la formulación estática sea más atractiva⁵.

En general se puede suponer que los costes marginales de generación del generador i -ésimo tienen la siguiente forma:

$$MC_{it} = MC(q_{it}, Z_{it}, e_{sit}) \quad (2)$$

donde i representa un generador específico que suministra q_i , Z_{it} es un vector de factores que trasladan el coste marginal del generador i durante ese período y e_{sit} es el ruido aleatorio en dicho plazo⁶.

El problema de maximización de beneficios para el proveedor i está representado por $\text{Max. } \pi_{it}$:

$$\pi_{it} = P(Q_t, X_t, e_t)(q_{it}) - C(q_{it}, Z_{it}, e_{sit}) \quad (3)$$

donde $P(.)$ representa la función de demanda inversa y Q_t la demanda total del mercado para ese período.

4.1. ECUACIÓN DE PRECIOS.

Dentro del modelo estático, las empresas eligen sus variables estratégicas (cantidad, precio, etc.) para un solo periodo con el fin de maximizar sus ganancias, sin tener en cuenta la interacción en el tiempo de los efectos de

⁵ En el Anexo II se describen algunas consideraciones sobre el modelo utilizado para evaluar el poder de mercado, y más detalladamente el modelo estático, empleado en este estudio.

⁶ En el presente análisis se adoptarán valores dados como datos del coste marginal.



sus decisiones actuales⁷. La condición de primer orden del problema de maximización de beneficios puede ser escrita como:

$$P_t = MC_i(q_{it}, Z_{it}, e_{sit}) - (q_{it})\theta_{it} P'(Q_t, X_t, e_t) \quad (4)$$

donde P' es la derivada parcial de la función de demanda inversa con respecto a la cantidad, y θ_{it} caracteriza el comportamiento, competitivo o colusivo, de la empresa i en el período t , con respecto a la otra empresa en situaciones de oligopolio.

Tal como se presenta por Bresnahan (1989), Nevo (2001) y muchos otros, el parámetro θ puede adoptar un número limitado de valores para presentar una hipótesis consistente para la empresa i . Si $\theta_{it} = 0$, la ecuación presenta el mismo nivel de precios que los costos marginales de la empresa i , lo que sugiere una competencia perfecta. Si θ_{it} es superior a cero, pero menor que uno, la empresa i se comporta siguiendo el modelo de competencia imperfecta (véase, por ejemplo, el modelo de Cournot) que permite a las empresas tener cierto grado de poder de mercado, pero no absoluto. Finalmente, si $\theta_{it} = 1$, se obtendría la situación de máximo poder de mercado que resultaría de la maximización del beneficio conjunto de la industria. Para una discusión en un entorno dinámico ver Watts (2007).

Considerando la ecuación (4) para todas las empresas, los valores aportados del coste marginal, y la elección de un horizonte de estudio donde los contratos tienen poca influencia, la relación de suministro se puede escribir para el análisis del mercado a nivel agregado como:

$$P_t = MC(Q_t, Z_t, e_{st}) + (P_t/\eta_t)\theta_t \quad (5)$$

⁷ Puller (2006) y Kim (2005) realizan diversas propuestas para solucionar los problemas del modelo estático si el modelo real es dinámico.



donde $\eta_t = -(1/P') \cdot (P_t/Q_t)$ representa la elasticidad precio de la demanda en ese período. Ahora θ_t es un parámetro a estimar que recoge el grado de competencia o de poder de mercado promedio de todas las empresas (estratégicas) que operan en el mismo. Dicho parámetro de conducta de mercado se puede interpretar como un Índice Ajustado de Lerner:

$$\theta_t = ((P_t - MC(\cdot))/P_t) \cdot \eta_t = \text{Índice Ajustado de Lerner} \quad (6)$$

Al igual que en el caso empresa individual, si θ_t es igual a uno, las empresas de la industria están maximizando conjuntamente, conocido como colusión perfecta. Si el término está entre cero y uno, el parámetro sugiere "Cournot", la competencia entre $1/\theta_t$ empresas simétricas, y, finalmente, si el término es cero, las empresas se encuentran en competencia perfecta. Debido a los resultados de Cournot, $1/\theta_t$ es a veces interpretado como el número equivalente de empresas en la industria.

Así mismo, la ecuación (5) puede simplificarse de la siguiente forma para el análisis del mercado:

$$P_t = MC(Q_t, Z_t, e_{st}) - P'Q_t\theta_t \quad (7)$$

Hay algunos temas relacionados con la condición de primer orden para medir el poder de mercado que se desarrollan en detalle en Rajamaram y Alvarado (2002), Harvey y Hogan (2001) y Orans et Al (2003). Ellos se ocupan principalmente de costes de oportunidad de los recursos energéticos limitados, el efecto de los límites de precios, la congestión, etc. Otros están controlados mediante la selección apropiada del mercado y horizonte temporal.



4.2. ELASTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA.

El primer paso es estimar la función de demanda horaria de la energía eléctrica estratégica del mercado. Se asume que el mercado se enfrenta a una franja competitiva que suministra a su coste marginal. La demanda residual [$Q^D_{\text{strat}}(p)_t$] en horas es el total de la demanda del mercado ($Q^D_{\text{total}t}$) (perfectamente inelástica) sin considerar la oferta eólica ($Q^S_{\text{wind}t}$) (también inelástica)⁸, ni la oferta de la franja competitiva [$Q^S_{\text{fringe}}(p)_t$]:

$$Q^D_{\text{strat}}(p)_t = Q^D_{\text{total}t} - Q^S_{\text{wind}t} - Q^S_{\text{fringe}}(p)_t$$

La franja competitiva incluye la generación nuclear, producción hidroeléctrica, pequeños productores independientes y las importaciones de fuera de España. Se asume que estos proveedores no constituyen una oferta estratégica y se modelan como franja competitiva. Esta suposición parece razonable. Los productores independientes y la generación nuclear han sido objeto de acuerdos regulatorios, por lo que sus ingresos eran independientes del precio en el mercado de la energía. Los propietarios de los activos hidroeléctricos también eran compradores y había muchos incentivos para influir en el precio. Finalmente, las empresas importadoras de energía en España eran propensas a comportarse de forma competitiva, porque la mayoría debían servir primero su demanda nativa y luego simplemente exportaban⁹.

⁸ La oferta eólica se considera inelástica y no se incluye en la oferta de la franja competitiva porque su generación estaba sujeta a acuerdos regulatorios especiales e incentivada por una legislación que estimulaba fuertemente las investigaciones y las inversiones en este sector (Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo) mediante primas.

⁹ Borenstein y al. (2002) hacen supuestos similares sobre el comportamiento de las empresas nucleares, hidroeléctricas y las importadoras de energía eléctrica.



Se estima la función de oferta de todos los proveedores marginales para 8 p.m. de cada día. El suministro de la franja es una función de precios por hora, el clima y variabilidad estacional de la producción hidráulica y nuclear. Basado en una forma funcional asumida de la oferta marginal [$Q^S_{\text{fringe}}(p)_t$], se estima la función de oferta de la franja para cada hora. La elección de la forma funcional es crítica, y se elige un modelo de elasticidad-precio constante¹⁰. Se discute la robustez de dicha función específica a continuación.

Al incorporar la variación de los costes a través del tiempo, se incluye el mes y variables ficticias de los días de la semana para capturar los niveles de los embalses y cortes nucleares. Debido a que el suministro de la franja considera las importaciones de la generación excesiva de los países vecinos de España, se consideran las diferencias en las temperaturas diarias de dichos países de una temperatura de referencia que requiere poco calentamiento o enfriamiento (65 ° F). Por lo tanto, el modelo está dado por¹¹:

$$\ln Q^S_{\text{fringe}} = \beta_0 + \beta_1 \ln P_t + \beta_2 \ln \text{Diff65TempNeigh}_t + \beta_3 \text{DAYDUM}_t + \beta_5 \text{MONTHDUM}_t + v_t \quad (8)$$

¹⁰ Basándose en la eficiencia de generación, el suministro marginal debería ser casi fijo en muchos niveles de producción, ya que las unidades que utilizan combustibles fósiles tienen costes marginales similares. Además, gran parte de la franja es la energía hidroeléctrica, la cual tiene un coste marginal igual al coste de oportunidad de derramar el agua algunas horas más tarde. Debido a que el coste de oportunidad es el precio de horas futuras, el suministro de la franja debe aumentar gradualmente a un precio que se espera que ocurra en el futuro, incluyendo precios muy altos esperados durante las horas pico. Un modelo de elasticidad precio constante permite una función de este tipo.

¹¹ A diferencia del modelo presentado por Puller (2007) no se considera el precio del gas natural debido a que éste se fija indexado al precio del petróleo Brent y a que en el mercado eléctrico español las centrales de gas funcionan principalmente por restricciones.



La elasticidad precio β_1 se puede utilizar para calcular la pendiente de la franja de suministro, que tiene la misma magnitud pero de signo opuesto que la pendiente de la demanda residual.

4.3. ESTIMACIÓN DEL PARÁMETRO DE CONDUCTA.

En primer lugar con el fin de calcular la relación de alimentación (4) para el mercado eléctrico estratégico español, se necesitan mediciones de precio, coste marginal y demanda existente.

Se asume que el comportamiento del mercado es constante en el tiempo y el modelo de su relación de suministro como:

$$(P - MC)_t = - P' Q_t \theta + \varepsilon_t$$

Además, al tener como objeto calcular el parámetro de conducta del mercado estratégico, se considera $Q_t = Q_{\text{strat}}^D(p)_t$, demanda residual; y con el fin de relacionar la elasticidad de la oferta marginal estimada para la pendiente de la demanda estratégica, se emplea la definición de elasticidad $\beta_1 = P_t / (P' Q_{\text{fringet}}^S)$. Sustituyendo P' se obtiene:

$$(P - MC)_t = \theta (P_t Q_t) / (\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S) + \varepsilon_t \quad (9)$$

El parámetro θ es identificado sustituyendo una estimación consistente de β_1 desde el lado de la demanda.

Es importante destacar que las estimaciones del parámetro de conducta están condicionadas por la forma funcional asumida de la oferta marginal. La pendiente de la demanda residual es la pendiente negativa de la franja competitiva. Se elige una elasticidad constante porque coincide mejor con la función de coste marginal típica de la generación de electricidad.

Para la estimación del parámetro de conducta se proponen las siguientes especificaciones:

-1ª Especificación Econométrica:

Se identifica el parámetro de conducta considerando la información ingenieril sobre los costes marginales por tecnología y la tecnología que determina el precio marginal en cada franja horaria, información facilitada como dato.

Considerando la Ecuación (9) se estima el parámetro de conducta.

-2ª Especificación Econométrica:

A partir de la Ecuación (9), en esta especificación se considera:

$$P_t = \lambda MC_t + \theta (P_t Q_t) / (\beta_1 Q_{fringet}^S) + \varepsilon_t \quad (10)$$

De este modo, además de estimar el parámetro de conducta, permite verificar la información facilitada sobre los costes marginales por tecnología y la tecnología que determina el precio marginal en cada franja horaria.

-3ª Especificación Econométrica:

Se estima el parámetro de conducta de forma similar a la especificación anterior pero introduciendo variables ficticias del coste marginal de las tecnologías que determinan el precio. El modelo a analizar es:

$$P_t = \lambda_i TECDUM_t + \theta (P_t Q_t) / (\beta_1 Q_{fringet}^S) + \varepsilon_t \quad (11)$$



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

CAPÍTULO 5: DATOS



En el presente capítulo se describe cómo se ha elaborado la base de datos empleada en el presente estudio, utilizando datos sobre el precio de mercado por hora, así como la producción horaria por tecnología. A continuación se describe una visión general de los datos empleados, no obstante en el Anexo III se detalla esta información.

Los datos sobre la estructura de generación, donde se especifica la producción horaria por tecnología, son proporcionados por Red Eléctrica Española. Red Eléctrica de España publica en su web información en tiempo real de la demanda de electricidad peninsular, su estructura de generación y las emisiones de CO₂ asociadas al parque de generación peninsular español¹².

Los costes marginales por tecnología adoptados son facilitados por la Comisión Nacional de Energía en el “Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. PRECIOS Y COSTE DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD”, en el que emplean los costes marginales por tecnología reales del tercer trimestre de 2007. Por lo tanto, se adoptan dichos valores para todo el periodo de estudio.

El resto de los datos empleados:

-Contratación horaria del mercado diario (Energía España y Precio España).

¹² La ley 54/1997 del sector eléctrico confirmó el papel de Red Eléctrica como pieza clave en el funcionamiento del sistema y la ley 17/2007, que modificó esta legislación para adaptarla a la Directiva Europea 2003/54/CE, ratificó a Red Eléctrica como el transportista único y operador del sistema eléctrico español.

Como operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica establece las previsiones de la demanda de energía eléctrica y opera en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, logrando que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. Red Eléctrica ejerce sus funciones de operador tanto en el sistema peninsular como en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

- Capacidad y ocupación de importación y exportación después de las restricciones (Portugal, Francia y Marruecos).
- Tecnologías que marcan el precio marginal del mercado diario (España).

son compartidos como resultados del mercado por OMIE. OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE)¹³, como operador del mercado, es el responsable de la gestión económica del sistema, gestionando el mercado spot en la Península Ibérica.

El coste marginal de producir un megavatio-hora más de electricidad se define como el coste marginal de una unidad más, producida por una instalación en funcionamiento que tiene exceso de capacidad. No se puede determinar si las instalaciones productoras de energía tienen un exceso de capacidad por la falta de información horaria, ni medir el coste sombra de las restricciones intertemporales de ajuste en la tasa a la cual las instalaciones pueden aumentar o disminuir su producción. Por lo tanto, el presente estudio se centra en una hora de máxima demanda sostenida de 7 a 8 pm (hora 20) todos los días, cuando es poco probable que se unan esas limitaciones¹⁴.

¹³ OMIE inició su actividad para el mercado español en enero de 1998 y en julio de 2007 comenzó la operación conjunta para todo el Mercado Ibérico.

¹⁴ En un día normal, la demanda total presenta su pico mayor a las 20:00. En ese momento, las instalaciones generadoras han tenido tiempo suficiente para amplificar su producción sin dejar el tiempo necesario para que la demanda comience a caer. Por lo tanto, centrándose en la hora 20 se asume cualquier coste sombra de restricciones operativas igual a 0. Se ha de tener en cuenta que los márgenes precio-coste son mayores en horas de alta demanda que en las horas valle. Sin embargo, márgenes mayores no implican un comportamiento menos competitivo; incluso si la conducta fue la misma durante las horas valle se esperan márgenes menores debido a que la demanda residual es más elástica.

No obstante, cabe señalar que la demanda presenta dos picos diarios, a las 13:00 y a las 20:00, pero de distinta intensidad. El pico de las 13:00 presenta mayor intensidad en la época estival, sin embargo en el

Como referencia se ha considerado únicamente el mercado eléctrico español, a pesar de la incorporación al Mercado Ibérico de la Electricidad de Portugal el 1 de julio de 2007 porque en el último semestre de 2007 la integración no era completa. Esto se debía principalmente a limitaciones de capacidad en la interconexión entre ambos países, diferencias tecnológicas y a que Portugal presentaba una estructura de generación muy regulada.

En la siguiente sección se muestran los estadísticos descriptivos de las variables empleadas en la estimación de los parámetros.

resto del año esto ocurre en el de las 20:00. Por este motivo, se ha seleccionado la máxima demanda de 7 a 8 pm.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

CAPÍTULO 6: RESULTADOS



En esta sección se detalla, en primer lugar, el resultado obtenido de la elasticidad de los precios para el mercado español. Luego, utilizando esa medida se calculan los parámetros de conducta de todo el sistema considerando las tres especificaciones econométricas descritas en el Capítulo 4.

6.1. ESTIMACIÓN DE LA ELASTICIDAD-PRECIO DE LA FRANJA COMPETITIVA.

A partir del modelo de elasticidad-precio de la oferta de la franja competitiva (Ecuación 8) indicado en el Modelo Empírico (Capítulo 4) y considerando la hora 20 de máxima demanda durante todo el año 2007, se realizan dos estimaciones:

-Escenario A: Sin considerar el lanzamiento del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) el 1 de julio de 2007, lo que implica que durante todo el periodo de estudio se consideran las importaciones de Portugal dentro de la franja competitiva¹⁵.

-Escenario B: Considerando la puesta en marcha del MIBEL, por lo que únicamente están presentes las importaciones de Portugal en la franja competitiva hasta el 1 de julio.

En ambos casos la elasticidad-precio de la oferta competitiva en todo el periodo se considera constante y se introducen las diferencias en las temperaturas medias diarias de Paris, Lisboa y Rabat, capitales de los

¹⁵ Se plantea el Escenario A porque, aunque el MIBEL se inició el 1 de julio, en el último semestre de 2007 las importaciones de Portugal no son relevantes.



países vecinos, de una temperatura de referencia que requiere poco calentamiento o enfriamiento (65 ° F).

La elasticidad cambia de acuerdo a cada escenario de la oferta competitiva y tener para este estudio una elasticidad propia permite no pedir prestado otras elasticidades de mercados que, estimadas por otros autores, pueden tener diferentes marcos de tiempo, niveles de demanda, características de respuesta de la oferta, y disposiciones a pagar para la electricidad, que podrían limitar la validez del estudio.

Tabla 1: Características de las variables empleadas en el Escenario A.

VARIABLE	MEDIA	DESV. EST.	MÍNIMO	MÁXIMO
$\ln Q^S_{\text{fringe A}}$	9.0917	0.2612	8.0063	9.6027
$\ln(\text{Precio})$	3.7708	0.3325	3.1458	4.8675
$\ln(\text{Diff65TempFrancia})$	1.4157	1.2291	-3.4112	3.0508
$\ln(\text{Diff65TempPortugal})_A$	1.0066	1.1551	-3.4112	2.5597
$\ln(\text{Diff65TempMarruecos})$	1.0654	0.8166	-2.7030	2.3733

Tabla 2: Características de las variables empleadas en el Escenario B.

VARIABLE	MEDIA	DESV. EST.	MÍNIMO	MÁXIMO
$\ln Q^S_{\text{fringe B}}$	9.0915	0.2609	8.0063	9.6027
$\ln(\text{Precio})$	3.7708	0.3325	3.1458	4.8675
$\ln(\text{Diff65TempFrancia})$	1.4157	1.2291	-3.4112	3.0508
$\ln(\text{Diff65TempPortugal})_B$	0.5143	0.9913	-3.4112	2.5597
$\ln(\text{Diff65TempMarruecos})$	1.0654	0.8166	-2.7030	2.3733

Los estadísticos descriptivos de los datos empleados en la estimación del modelo en los escenarios descritos se indican en las tablas anteriores (Tabla 1 y Tabla 2). Cabe destacar que la principal diferencia entre ambos reside en la consideración del inicio del MIBEL o no, lo que conlleva no sólo a realizar diferencias en las observaciones de las importaciones de Portugal, sino también en las diferencias en las temperaturas medias de Lisboa de la temperatura de referencia.



Tabla 3: Parámetros estimados de la oferta competitiva para la hora 20.

Variable dependiente	ESCENARIO A	ESCENARIO B
	$\ln Q^S_{fringe A}$	$\ln Q^S_{fringe B}$
$\ln(\text{Precio}) \beta_1$	0.1239*** (4.140)	0.1215*** (3.941)
$\ln(\text{Diff65TempFrancia})$	0.0130* (1.671)	0.0125 (1.593)
$\ln(\text{Diff65TempPortugal})$	0.0032 (0.495)	-0.0076 (-1.358)
$\ln(\text{Diff65TempMarruecos})$	0.0106 (1.451)	0.0129* (1.806)
Constante	8.3019*** (62.883)	8.3289*** (62.383)
Obs.	365	365
R^2	0.8442	0.8439

La tabla muestra los coeficientes estimados del modelo y sus t-ratio correspondientes, corregidos por el efecto de la heterocedasticidad. El Coeficiente de Determinación R^2 es una indicación del poder explicativo del modelo. Los asteriscos indican el nivel de significación estadística a niveles del ***1%, **5% y *10% o superiores, respectivamente.

La Tabla 3 presenta los valores obtenidos en los dos escenarios indicados anteriormente, donde el coeficiente de $\ln(\text{Precio})$, β_1 , representa la elasticidad-precio de la oferta competitiva. Como se puede observar, los resultados son semejantes en ambos casos y presentan los signos esperados, aunque en el caso de las diferencias en las temperaturas diarias de los países vecinos de una temperatura de referencia no son significativos.

Respecto a las variables ficticias de los días de la semana y de los meses, muestran coeficientes similares en ambos escenarios, siendo no significativos los de los días de la semana.

Analizando las estimaciones realizadas (Tabla 3) y los resultados obtenidos por Puller (2007)¹⁶, los valores calculados en el presente estudio de la

¹⁶ Puller (2007) en el estudio del mercado eléctrico de California concluye que la franja de suministro es relativamente inelástica en los periodos analizados, obteniendo como valores de la elasticidad-precio 0.18 y 0.19.



elasticidad-precio de la oferta competitiva para el año 2007 son los esperados.

Tabla 4: Estimaciones elasticidad-precio de la demanda.

TRABAJO	TIPO DE DEMANDA	ALTA DEMANDA	BAJA DEMANDA	PROMEDIO
Green & Newbery (1992)	Mercado Spot Inglés	0.08	0.42	0.21
Wolfram (1999)	Mercado Spot Inglés	0.05	0.31	0.18
Bazan (2004)	Mercado Spot Español	0.10	0.50	0.40
Al Faris (2002)	Estados del GCC	0.04	0.18	
Filippini and Pachuari (2002)	Mercado Eléctrico Indio	0.16	0.39	
Mountain and Lawson (1992)	Ontario, Canadá	0.003	0.14	
Jones (1995)	Demanda Industrial, EEUU	0.05	0.28	

Además, dado que la demanda y la oferta por construcción tienen la misma pendiente, la elasticidad de la demanda (η) será $\eta = \beta_1 (Q^D_{strat}) / (Q^S_{fringet})$ y empleando los datos promedios se obtiene: $\eta = 0.087$. Comparando este valor con las estimaciones de la Tabla 4, se comprueba que los coeficientes estimados son adecuados.

En cálculos posteriores, se emplea como valor de la elasticidad-precio de la oferta competitiva $\beta_1 = 0.12$ de acuerdo con los coeficientes calculados y las comparaciones realizadas con otros mercados eléctricos.

6.2. MEDIDAS DEL PARÁMETRO DE CONDUCTA.

Dada la elasticidad-precio calculada anteriormente y las especificaciones indicadas en el Capítulo 4 (Ecuación 9, Ecuación 10 y Ecuación 11), se

divide la muestra en dos periodos, antes del lanzamiento del MIBEL (1^{er} semestre de 2007) y después (2^o semestre de 2007) y se introduce una constante¹⁷; resultando como Modelo General para la estimación del parámetro de conducta:

-1^a Especificación Econométrica:

$$(P - MC)_t = cte + \theta_{\text{antes}} \left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{antes}} + \theta_{\text{después}} \left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{después}} + \varepsilon_t$$

-2^a Especificación Econométrica:

$$P_t = cte + \lambda MC_t + \theta_{\text{antes}} \left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{antes}} + \theta_{\text{después}} \left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{después}} + \varepsilon_t$$

-3^a Especificación Econométrica:

$$P_t = cte + \lambda_i \text{TECDUM}_t + \theta_{\text{antes}} \left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{antes}} + \theta_{\text{después}} \left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{después}} + \varepsilon_t$$

Tabla 5: Características de las variables empleadas en las diversas especificaciones del Modelo General

VARIABLE	MEDIA	DESV. EST.	MÍNIMO	MÁXIMO
(P-MC)	3.7211	16.3277	-21.9300	83.0700
$\left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{antes}}$	176.872	215.058	0.0000	793.470
$\left(\frac{P_t Q_t}{\beta_1 Q_{\text{fringet}}^S} \right)_{\text{después}}$	391.707	449.339	0.0000	1930.97
P	46.3644	17.0936	23.2400	130.000
MC	42.6432	3.1361	39.0100	46.9300

En la tabla anterior (Tabla 5) se indican los estadísticos descriptivos de las variables empleadas en las tres especificaciones consideradas.

¹⁷ Se introduce una constante en cada una de las especificaciones con el fin de poder capturar información sobre los costes marginales facilitados como datos, pudiendo indicar costes marginales promedios sobreestimados.



Tabla 6: Estimaciones del Modelo General del parámetro de conducta en la hora 20.

Variable	1ª ESPEC.	2ª ESPEC.	3ª ESPEC.	
	P-MC	P	P	
MC	—	0.9903*** (4.240)	MC _{térmica}	-7.3372*** (-3.286)
			MC _{ciclo combinado}	-3.0815 (-1.530)
			MC _{hidráulica bombeo}	2.4902 (0.995)
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_{fringet}^S))_{antes}$	0.0462*** (9.775)	0.0463*** (9.579)	0.0458*** (9.471)	
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_{fringet}^S))_{después}$	0.0321*** (14.191)	0.0321*** (13.716)	0.0319*** (9.471)	
Constante	-17.0558*** (-9.757)	-16.6606* (-1.714)	28.5458*** (11.517)	
Obs.	334	334	334	
R ²	0.3787	0.4331	0.4366	

La tabla muestra los coeficientes estimados del modelo y sus t-ratio correspondientes. El Coeficiente de Determinación R² es una indicación del poder explicativo del modelo. Los asteriscos indican el nivel de significación estadística a niveles del ***1%, **5% y *10% o superiores, respectivamente.

En la Tabla 6 se indican los diversos coeficientes obtenidos para cada una de las especificaciones. En líneas generales presentan los signos esperados y son significativos, no obstante, cabe señalar que el número de observaciones es menor que el periodo estudiado debido a la falta de información respecto a algunas de las tecnologías que marcan el precio de mercado.

A continuación se detallan los resultados de cada uno de los coeficientes para los tres escenarios analizados:

-Los parámetros de conducta obtenidos en los periodos analizados son similares en las tres especificaciones, $\theta_{antes} \approx 0.046$ y $\theta_{después} \approx 0.032$. Aunque, es inferior después del lanzamiento del MIBEL como se esperaba¹⁸, siempre son relativamente bajos. Haciendo uso de la relación inversa entre el

¹⁸ El MIBEL consiste en la integración entre los mercados de España y de Portugal, lo que suscita junto con las políticas eléctricas vigentes, un parámetro de conducta menor.



parámetro de conducta y el número de empresas en un oligopolio de Cournot con simetría, se puede decir que antes del MIBEL el precio de mercado sería compatible con la existencia de un oligopolio con 21 empresas y después con un oligopolio de con 31 empresas simétricas. Indicar 21 o 31 empresas simétricas, es similar a la competencia perfecta en un escenario diferente (más elástico), pero los elevados márgenes de beneficio precio-coste se explican principalmente por la baja elasticidad de la demanda, no por el parámetro de conducta. El parámetro de conducta es relativamente bajo para tales niveles de empresas. Esto se debe principalmente a que en este tipo de mercado, con tal demanda inelástica, un pequeño cambio en la producción se asocia con grandes cambios en los precios, incluso con un gran número de empresas. Por lo tanto, cualquier cambio de comportamiento en la industria podría producir un precio significativo y el cambio del margen precio-coste.

- La constante añadida verifica que los datos aportados como costes marginales son costes marginales sobreestimados, presentando valores similares en la 1ª y 2ª Especificación. Sin embargo, en la 3ª Especificación la constante representa el valor del coste marginal cuando es la generación hidráulica la tecnología que determina el precio de mercado. Dados los resultados obtenidos se comprueba que la constante de la 3ª Especificación es igual a la suma del coste marginal de la generación hidráulica aportado como dato (46.93 €) y de la constante de la 1ª o 2ª Especificación.

-El coeficiente del coste marginal (MC) de la 2ª Especificación es significativo y estadísticamente indistinguible de la unidad, lo que verifica que los costes marginales adoptados como datos son correctos. Respecto a la 3ª Especificación, los valores resultantes para $MC_{\text{térmica}}$, $MC_{\text{ciclo combinado}}$ y $MC_{\text{hidráulica bombeo}}$ representan la diferencia respecto al coste marginal de generación hidráulica de las respectivas tecnologías. Aunque los costes

marginales adoptados como datos son sobreestimados¹⁹, los coeficientes estimados indican que se mantienen unas diferencias de costes marginales similares.

Además, se han realizado diversos estudios de las especificaciones enunciadas, ampliando el Modelo General:

-Modelo 1 (M1): Difiere del Modelo General en que se introduce la variable ficticia de día laboral, dadas las considerables diferencias de la estructura del mercado respecto a los fines de semana.

-Modelo 2 (M2): Se incorporan variables ficticias de los días de la semana para capturar las variaciones del mercado suscitadas por las características de cada día de la semana.

-Modelo 3 (M3): Considera los meses del año debido a las diferencias que presenta el sector eléctrico en función de los mismos.

-Modelo 4 (M4): Completa el Modelo General con las variables ficticias de los días de la semana y los meses.

¹⁹ En el Anexo III se especifican los valores adoptados como datos de costes marginales de las diversas tecnologías.



Tabla 7: Estimaciones de la 1ª Especificación en la hora 20.

Variable	1ª ESPECIFICACIÓN				
	(P-MC) _{M.GENERAL}	(P-MC) _{M1}	(P-MC) _{M2}	(P-MC) _{M3}	(P-MC) _{M4}
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_t^S \text{ fringet}))_{\text{antes}}$	0.0462*** (9.775)	0.0455*** (9.263)	0.0463*** (9.723)	0.0515*** (15.481)	0.0516*** (15.512)
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_t^S \text{ fringet}))_{\text{después}}$	0.0321*** (14.191)	0.0318*** (13.603)	0.0322*** (14.123)	0.0250*** (12.660)	0.0252*** (12.609)
Constante	-17.0558*** (-9.757)	-17.4206*** (-9.247)	-18.0895*** (-8.458)	-7.3560*** (-3.873)	-7.7198*** (-3.956)
Obs.	334	334	334	334	334
R ²	0.3787	0.3792	0.3814	0.9012	0.9034

La tabla muestra los coeficientes estimados del modelo y sus t-ratio correspondientes. El Coeficiente de Determinación R² es una indicación del poder explicativo del modelo. Los asteriscos indican el nivel de significación estadística a niveles del ***1%, **5% y *10% o superiores, respectivamente.

Tabla 8: Estimaciones de la 2ª Especificación en la hora 20.

Variable	2ª ESPECIFICACIÓN				
	P _{M.GENERAL}	P _{M1}	P _{M2}	P _{M3}	P _{M4}
MC	0.9903*** (4.240)	0.9713*** (4.107)	0.9869*** (4.188)	0.2071** (2.308)	0.2037** (2.276)
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_t^S \text{ fringet}))_{\text{antes}}$	0.0463*** (9.579)	0.0456*** (9.160)	0.0464*** (9.527)	0.0568*** (18.652)	0.0570*** (18.761)
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_t^S \text{ fringet}))_{\text{después}}$	0.0321*** (13.716)	0.0319*** (13.293)	0.0322*** (13.649)	0.0251*** (14.140)	0.0253*** (14.127)
Constante	-16.6606* (-1.714)	-16.2629* (-1.667)	-17.5547* (-1.778)	24.7395*** (6.163)	24.5815*** (6.102)
Obs.	334	334	334	334	334
R ²	0.4331	0.4336	0.4356	0.9276	0.9296

La tabla muestra los coeficientes estimados del modelo y sus t-ratio correspondientes. El Coeficiente de Determinación R² es una indicación del poder explicativo del modelo. Los asteriscos indican el nivel de significación estadística a niveles del ***1%, **5% y *10% o superiores, respectivamente.



Tabla 9: Estimaciones de la 3ª Especificación en la hora 20.

Variable	3ª ESPECIFICACIÓN				
	P _{M.GENERAL}	P _{M1}	P _{M2}	P _{M3}	P _{M4}
MC _{térmica}	-7.3372*** (-3.286)	-7.1583*** (-3.155)	-7.2927*** (-3.231)	-1.7745** (-2.037)	-1.7987** (-2.068)
MC _{ciclo combinado}	-3.0815 (-1.530)	-3.0297 (-1.500)	-2.9044 (-1.424)	-1.4068* (-1.869)	-1.3438* (-2.068)
MC _{hidráulica bombeo}	2.4902 (0.995)	2.5325 (1.010)	2.6286 (1.031)	-0.4364 (-0.466)	-0.4666 (-0.495)
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_t^S \text{ fringet}))_{\text{antes}}$	0.0458*** (9.471)	0.0453*** (9.075)	0.0459*** (9.417)	0.0570*** (18.411)	0.0572*** (18.488)
$((P_t Q_t)/(\beta_1 Q_t^S \text{ fringet}))_{\text{después}}$	0.0319*** (9.471)	0.0317*** (13.176)	0.0320*** (13.514)	0.0251*** (14.059)	0.0253*** (14.051)
Constante	28.5458*** (11.517)	28.1156*** (10.599)	27.2639*** (9.691)	34.6066*** (18.836)	34.3137*** (18.302)
Obs.	334	334	334	334	334
R ²	0.4366	0.4370	0.4395	0.9276	0.9297

La tabla muestra los coeficientes estimados del modelo y sus t-ratio correspondientes. El Coeficiente de Determinación R² es una indicación del poder explicativo del modelo. Los asteriscos indican el nivel de significación estadística a niveles del ***1%, **5% y *10% o superiores, respectivamente.

Como se puede comprobar en las tablas anteriores, en la mayoría de los modelos los resultados son similares a los obtenidos en el Modelo General, lo cual indica que los resultados obtenidos son muy robustos a la incorporación de variables explicativas adicionales.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES



Este estudio presenta las distintas medidas de la competitividad del mercado eléctrico español. El horizonte de estudio, en comparación con los de otras referencias, es mucho después de la desregulación de la generación y distribución de las actividades en marcha, con un mercado más maduro y un mayor número de actores relevantes. El periodo analizado coincide con el lanzamiento del MIBEL, 1 de julio de 2007, motivo por el cual se divide la muestra en dos semestres.

Este análisis se centra especialmente en el mercado diario y presenta tres especificaciones modeladas a través de un Modelo General, cuyos resultados se han verificado mediante ampliaciones del mismo. En la modelización empleada merece gran atención la influencia de la elasticidad precio de la demanda, que se ha calculado asumiendo que el mercado se enfrenta a una franja competitiva que suministra a su coste marginal, detallado en el Modelo Empírico (Capítulo 4).

Los resultados muestran aumentos de precio pero ocasionados más debido a la influencia de la elasticidad de la demanda que al poder de mercado ejercido, unilateral o conjuntamente, por las empresas más grandes del mercado.

Estos resultados no pretenden rechazar los estudios anteriores, pero muestran cómo la evolución de la competitividad del mercado se lleva a cabo, produciéndose una disminución progresiva del poder de mercado ejercido por las empresas de generación, promovido principalmente por la entrada de nuevos agentes en la producción y las continuas modificaciones en el organismo regulador, incluyendo limitaciones en los proveedores más grandes.

La diferencia existente en los resultados obtenidos antes del Mercado Ibérico de la Electricidad y después apoya la conclusión anterior, confirmando que el inicio del MIBEL, junto con diversas medidas reguladoras adoptadas,

contribuyó a la disminución del poder de mercado de las empresas generadoras.

7.1. LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURAS.

Analizando el presente estudio realizado, las recomendaciones y futuras líneas de investigación propuestas son:

- Controlar los posibles problemas de endogeneidad usando algún estimador de variables instrumentales o el método generalizado de momentos.
- Tratar de estimar un modelo que considere la posibilidad de colusión en un contexto de juegos repetidos.
- Estimar un modelo dinámico donde el parámetro de conducta esté en cierta forma autocorrelado en el tiempo siguiendo un modelo con cambios de régimen (Competencia vs. Cournot).
- Actualizar la base de datos hasta el presente con el fin de analizar otros fenómenos más recientes, como fue la anulación por parte del Gobierno de la subasta de diciembre de 2013.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA:

1. Bazan, C. (2004): "Análisis de la Competencia en un Mercado Mayorista de Electricidad: El Caso de España", Documento de trabajo, Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de la Laguna, Universidad de las Palmas de Gran Canaria.
2. Rajaraman, R. y Alvarado, F. L. (2002): "Disproving Marjet Power", PSERC.
3. Harvey, S. y Hogan, W. (2001): "Market Power and Withholding", Harvard.
4. Ocaña, C. y Romero, A. (1998): "Una Simulación del Funcionamiento del Pool de Energía Eléctrica en España", Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, España.
5. Fabra, N. y Toro, J. (2005): "Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market," Universidad Carlos III and CEPR.
6. Crampes, C. y Fabra, N. (2005): "The Spanish electricity industry".
7. Federico, G., Vives, X. y Fabra, N. (2008): "Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets".
8. Kuhn, K-U. y Machado, M. (2004): "Bilateral Market Power and Vertical Integration in The Spanish Electricity Spot Market," University of Michigan, CEPR y Universidad Carlos III de Madrid.
9. Green, E. y Porter, R. (1984): "Noncooperative Collusion Under Imperfect Price Information," *Econometrica*.
10. Green, R. y Newbery, R. (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market," *The Journal of Political Economy*, October.



11. Ciarreta, A. y Espinoza, M. (2003): "Market Power in the Spanish Wholesale Electricity Market," Instituto Valenciano de Investigación Económica.
12. Agosti, L., Padilla, J., y Requejo, A. (2007): "El Mercado de Generación Eléctrica en España: Estructura, Funcionamiento y Resultados," Economía Industrial.
13. Perez Arriaga, J. (2005): "Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España," Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, España.
14. Bresnahan, T. (1989): "Chapter 17: Empirical Studies of Industries with Market Power", Handbook of Industrial Organization.
15. Puller, S. (2006): "Estimation of Competitive Conduct when Firms are Efficiently Colluding: Addressing the Courts Critique," Department of Economics, Texas A&M University.
16. Puller, S. (2007): "Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market," Review of Economics and Statistics.
17. Wolfram, C. (1999): "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market," American Economy Review.
18. Nevo, A. (2001): "Measuring Market Power in the Ready-To-Eat Cereal Industry," Econometrica.
19. Operador del Mercado Electrico Español, OMEL (1999): "Funciones del Reglamento del Operador de Mercado Español",
20. www.omel.es/frames/en/index_eng.jsp
21. Red Electrica de España, REE, <http://www.ree.es>
22. Comisión Nacional de Energía: "Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

2008. PRECIOS Y COSTE DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD”, <http://www.cne.es>

23. OMIE. OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE): <http://www.omie.es>

24. Mercado Ibérico de la Electricidad: <http://www.mibel.com>



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

ANEXOS



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

ANEXO I: LEGISLACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.



ANEXO I: LEGISLACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

Las funciones que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extra-peninsulares, encomiendan al Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A., se pueden clasificar como sigue:

a) Sobre el funcionamiento de los mercados.

- Asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad.
- La recepción de las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los titulares de las unidades de producción de energía eléctrica, de los comercializadores o de los agentes vendedores que agrupan ofertas de unidades de régimen especial.
- La recepción y aceptación de las ofertas de adquisición de energía y las garantías que, en su caso, procedan.
- La casación de las ofertas de venta y de adquisición.
- La comunicación al operador del sistema de los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en los mercados diario e intradiario, la programación de entrada en la red derivada de la misma y el precio marginal de la energía; y a los agentes, la comunicación de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.
- Recibir del operador del sistema la información relativa a las modificaciones introducidas sobre la casación, en razón de



alteraciones técnicas o situaciones excepcionales en la red de transporte o, en su caso, de distribución.

- La determinación de los precios finales de la energía para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.
- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud del precio final de la energía resultante del sistema, del funcionamiento efectivo de las unidades de producción, de la disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación y de aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.
- Recibir la información relativa a los sujetos que se han dirigido al operador del sistema, a fin de que éste confirme las incidencias que justifiquen la excepción de ofertar.
- La definición, desarrollo y operación de los sistemas informáticos necesarios para garantizar el funcionamiento y la transparencia de las transacciones que se realicen en el mercado de producción de energía eléctrica.

b) Sobre los sistemas eléctricos insulares y extra-peninsulares (SEIE).

- Recibir del operador del sistema el coste horario, disponibilidad horaria y la energía horaria generada por cada grupo, así como las demandas horarias de los distribuidores y comercializadores consumidores en su caso.
- La determinación y publicación del precio final horario de generación en cada SEIE de la producción de la energía y la comunicación a todos los agentes implicados.



- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud del precio final de la energía resultante de cada sistema, del funcionamiento efectivo de las unidades de producción, de la disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación y de aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.
 - Informar públicamente sobre la evolución de los precios finales de generación en cada SEIE con la periodicidad que se determine.
 - Gestionar las garantías de los agentes que intervengan en cada SEIE por las compras y ventas de energía de acuerdo con lo establecido en la normativa.
- c) Sobre la información adicional o de otras transacciones que se precisa para efectuar la programación.
- Recibir de los productores en régimen especial, a través de los distribuidores, la información relativa a la producción prevista para cada período de programación.
 - Recibir la información relativa a las producciones previstas para cada unidad de producción (cuando incluya más de una unidad física) correspondiente a las ofertas casadas y los insumos que hayan de efectuarse en cada uno de los nudos de conexión a la red, para atender las demandas aceptadas.
- d) Sobre la información de otras transacciones liberalizadas.
- Recibir de los titulares de las unidades de producción que negocien su energía a través de contratos bilaterales físicos o de las Sociedades Gestoras de los mercados de contratación a plazo la información necesaria a fin de que dicha energía sea tomada en consideración para la determinación de los programas diarios y para

la práctica de las liquidaciones que sean competencia del Operador del Mercado.

- Recibir de los titulares de otros tipos de contratos los elementos de los mismos que reglamentariamente se determinen.

e) Sobre las Reglas del Mercado y el Contrato de Adhesión.

- Proponer al Ministerio de Industria para su aprobación las Reglas de Funcionamiento del Mercado.
- La presentación para su aprobación de las modificaciones de las Reglas y del Contrato de Adhesión a las mismas.
- La exigencia a los agentes del mercado de acreditar el cumplimiento de las condiciones reglamentarias para su actuación.

f) Sobre la información a los agentes del mercado.

- En relación con los resultados de la casación, la comunicación a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.
- En relación con el programa diario base de funcionamiento, la comunicación a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición y, a los distribuidores, de los datos correspondientes exclusivamente a su red de distribución agregados por cada uno de sus nudos eléctricos definidos y comunicados por el operador del sistema.
- En relación con el programa horario final derivado de cada sesión del mercado intradiario, la comunicación a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición y, a los distribuidores, de los datos correspondientes exclusivamente a



su red de distribución agregados por cada uno de sus nudos eléctricos definidos y comunicados por el operador del sistema.

- La comunicación a los agentes del mercado del precio marginal de la energía eléctrica, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario, así como de los precios finales de la energía eléctrica.
- La comunicación a los agentes de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud del precio final de la energía eléctrica.
- Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes del mercado, de acuerdo con las normas aplicables.

g) Sobre la información a terceros.

- La publicación de las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran, así como las modificaciones derivadas del proceso de solución de restricciones técnicas incorporando, en este caso, los contratos bilaterales afectados.
- La publicación de las capacidades comerciales e intercambios intracomunitarios e internacionales por frontera.
- La publicación de los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural del mercado de producción de energía eléctrica una vez transcurrido un mes desde el último día de aquél al que se refieran.
- La publicación mensual de las ofertas presentadas por los agentes en cada uno de los mercados diario e intradiario una vez transcurridos tres meses desde el final del mes al que se refieran.

- Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.
 - Publicar en medios de difusión nacional aquella información que, teniendo carácter público, se considere de interés general.
- h) Sobre los principios de independencia, transparencia y objetividad.
- Adoptar las medidas y acuerdos que sean necesarios para el efectivo cumplimiento de las limitaciones de participación directa o indirecta en el capital social de la Compañía, incluso mediante la compraventa, obligada para el partícipe interesado, de la participación determinante del incumplimiento de dicha disposición legal.
 - Elaborar y hacer público el código de conducta del operador del mercado.
 - Comunica a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo
- i) Sobre previsiones a corto y medio plazo.
- Prever a corto y medio plazo, en coordinación con el operador del sistema, la utilización del equipamiento de producción, en especial del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico y las distintas condiciones hidráulicas que pudieran presentarse dentro del período de previsión.
- j) Información prevista en el artículo 3.6 de la directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

- La transposición de esta directiva requiere, que en lo que respecta a la electricidad negociada a través del mercado organizado o importada a través de una empresa situada fuera de la Comunidad, se utilicen las cifras acumuladas referidas al año anterior y facilitadas por el operador del mercado correspondiente, con objeto de que en las facturas se indique la contribución de cada fuente energética al mix global de combustibles de la citada energía negociada.

REFORMA REGULATORIA DEL MERCADO ESPAÑOL DE LA ELECTRICIDAD, 2006-2007.

El Gobierno y el regulador del sector eléctrico tomaron varias iniciativas regulatorias en el periodo 2006-2007. Algunas de ellas fueron impulsadas por la necesidad de cumplir con la legislación europea, o por el deseo de mejorar el diseño del mercado. Otras fueron el resultado de presiones regulatorias surgidas por los defectos del sistema vigente, en particular por la aparición de un déficit tarifario en el sector eléctrico muy significativo en 2005 y 2006, y la necesidad de gestionar sus consecuencias.

En orden cronológico, los hitos regulatorios clave que se han producido en 2006 y 2007 son los siguientes:

- Precio administrativo sobre transacciones intragrupo en el mercado diario (Febrero 2006 (RDL 3/2006), junio 2007(RD 871/2007)): Se fijó un precio de 42,35 €/MWh para transacciones intragrupo en el mercado diario de electricidad (el precio final se fijó en 49,23 €/MWh). Ésta fue una medida temporal en anticipación al desarrollo



de un nuevo diseño de mercado para la contratación bilateral a plazo.

- Abolición de los CTC (Junio 2006 (RDL 7/2006)): Se eliminó el mecanismo de CTC. Se reconoció que los CTC distorsionan los resultados del mercado y que se basan en supuestos obsoletos.
- Desarrollo de mercados a plazo (OMIP/OMIClear) (Junio 2006 (Orden ITC/2129/2006), diciembre 2006 (Orden ITC/3990/2006), junio 2007 (Orden ITC/1865/2007)): Se fijaron volúmenes mínimos para la demanda de los distribuidores en el mercado ibérico de electricidad a plazo, incrementando progresivamente esta cantidad del 5% de la demanda total regulada hasta el 10%.
- Revisión tarifaria para el año 2007 (Diciembre 2006 (RD 1634/2006)): Se eliminaron los precios administrativos sobre transacciones intragrupo en el mercado diario eléctrico (como se menciona en el RDL 3/2006). Se reconoció ex-ante el déficit tarifario para 2007, a ser financiado a través de subastas de derechos futuros sobre las tarifas de acceso y las tarifas finales. Se introdujo una tarifa regulada “aditiva” para permitir un margen minorista suficiente (neto de costes de energía y de tarifas de acceso).
- EPE (Diciembre 2006 (RD 1634/2006)): Introdujo las subastas EPE para Endesa e Iberdrola. Desarrolló el marco para las subastas EPE y estableció las cantidades que serían subastadas en cada sesión.
- Subastas CESUR (Febrero 2007 (Orden ITC/400/2007) y abril 2007 (Resolución de la Secretaría General de Energía)): Estableció un marco legal para las subastas CESUR por parte de los

distribuidores, que comienzan en el segundo trimestre de 2007. Se desarrollaron reglas detalladas para la primera subasta.

- Adopción de las directivas de la UE (Julio 2007 (Ley 12/2007 y Ley 17/2007)): Se implementó la separación funcional de la red de distribución. Se fijó el calendario para la introducción de tarifas de último recurso.
- MIBEL (Julio 2007): Puesta en marcha de MIBEL.
- Reforma de los pagos por capacidad (Septiembre 2007 (Orden ITC/2794/2007)): Revisión del sistema de pagos por capacidad de generación.
- Deducción de los sobreingresos por el ETS (Noviembre 2007 (Orden ITC/3315/2007) y diciembre 2007 (RDL 11/2007)): Se establecieron los cálculos para el pago de los sobreingresos resultantes de la introducción del Emission Trading Scheme (ETS) durante el año 2006. Se establecieron que las deducciones también tendrían lugar durante el período 2008-2012.

Las reformas regulatorias descritas anteriormente se centran en tres aspectos fundamentales: medidas para gestionar el déficit tarifario, reformas en el diseño de mercado y liberación del mercado minorista.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

ANEXO II: PODER DE MERCADO: MODELO ESTÁTICO.



ANEXO II: PODER DE MERCADO: MODELO ESTÁTICO.

En la literatura existe una amplia gama de modelos oligopolísticos que han sido utilizados para aproximar el funcionamiento de diversas industrias (incluida la eléctrica) a nivel internacional. Un objetivo fundamental que se persigue en estos modelos es verificar y medir el ejercicio del poder de mercado de las empresas que operan en dichas industrias, estimando su conducta competitiva ya sea en un contexto estático o dinámico.

Bresnahan (1989 y 1997) revisa la amplia literatura que él denomina Nueva Organización Industrial Empírica (NOIE), la cual parte del hecho que los márgenes precio-coste marginal no se pueden observar a partir de datos contables, que persigue estimar la conducta competitiva de las empresas que operan en diversas industrias con poder de mercado mediante el diseño de nuevas metodologías. Estos trabajos modelizan la conducta de las empresas en función de variaciones conjeturales que son derivadas de modelos de optimización estática, es decir, en función de las expectativas que determinada empresa tiene acerca de la reacción de sus rivales. Se supone que las variaciones conjeturales son parámetros que pueden tomar un determinado rango de valores. Específicamente, se estima la conducta de las empresas mediante la parametrización de la condición estática de primer orden que iguala el ingreso marginal al coste marginal y que maximiza los beneficios de las empresas teniendo en cuenta las hipótesis de competencia perfecta (empresas precio-aceptantes), competencia a la Cournot, y el equilibrio de un monopolio.

No obstante, Corts (1998) muestra que las aproximaciones habituales para estimar la condición estática de primer orden pueden conducir a estimaciones inconsistentes del parámetro de conducta de las empresas, si el verdadero proceso de fondo no coincide en el límite con un juego de variaciones conjeturales. En particular, Corts muestra que si las empresas se



comprometen en una colusión inferior al nivel de colusión perfecta, la estimación del parámetro de conducta típicamente subestimará el poder de mercado. En el trabajo realizado por Wolfram (1999) se puede comprobar que las técnicas de la NOIE subestiman el poder de mercado en comparación con las medidas directas del parámetro de conducta de las empresas generadoras que operan en el pool eléctrico británico. La razón por la que el parámetro de conducta es subestimado se debe básicamente al hecho que si un grupo de empresas está implícitamente coludiendo, entonces se comete un error al estimar la condición de primer orden estática que maximiza el beneficio individual de cada empresa sujeta a restricciones de capacidad en lugar de la condición dinámica de primer orden que maximiza su beneficio sujeto a una restricción de compatibilidad de incentivos. Por tanto, si las empresas están comprometidas en una colusión por debajo de los niveles de colusión perfecta, la condición estática de primer orden está mal especificada y se obtienen estimaciones inconsistentes del parámetro de conducta de la empresa. Lo mejor que se puede conseguir con la estimación de los parámetros de la condición estática de primer orden es contrastar hipótesis separadas de: competencia perfecta, competencia a la Cournot y colusión perfecta (Nevo, 2001).

Como Armstrong et al. (1994) han señalado, la repetitiva interacción entre los generadores que puján diariamente en los mercados eléctricos, favorece la colusión implícita, la cual puede conducir a márgenes precio-coste mayores a los pronosticados por los modelos estáticos. La repetitiva interacción diaria favorece la colusión implícita, debido a que disminuye la probabilidad de deserción, ya que ésta podría ser detectada sin mayor dilación. Además de esto, existen otros factores que facilitan la colusión implícita entre las empresas generadoras que operan en los mercados mayoristas de electricidad: el acceso a información actualizada (públicamente conocida) sobre los precios pujados y sobre las declaraciones



de capacidad de sus rivales, de manera que el desvío de la estrategia colusiva pueda ser detectado y castigado; común conocimiento sobre sus estructuras de costes, de modo que esto permita mejorar la vigilancia recíproca de sus acciones; un número típicamente pequeño de empresas generadoras con restricciones de capacidad, de modo tal que ninguna de las empresas pueda iniciar una guerra de precios con la intención de abastecer por sí sola la totalidad del mercado; un bajo grado de incertidumbre de la demanda; y barreras a la entrada, que eviten que los beneficios colusivos puedan ser mermados.

En un equilibrio colusivo, que resulta de una interacción dinámica repetitiva entre las empresas que operan en el mercado, cada una de ellas gana unos beneficios mayores a los que obtendría en un equilibrio de Nash, que resulta de un juego no cooperativo que se da en un único periodo, y aún cuando las empresas tuviesen incentivos a desviarse del acuerdo, el riesgo de ser castigadas mediante futuras conductas agresivas les desanimarían a romper el acuerdo tácito. Por tanto, mientras cada empresa no descuenta considerablemente sus beneficios futuros, el equilibrio colusivo podrá ser sostenido como un equilibrio de un juego repetido infinitamente.

Por otro lado, el mantenimiento del régimen colusivo dependerá del tipo de información de la que dispongan las empresas: perfecta (certidumbre) o imperfecta (existen fuentes exógenas de incertidumbre). Si la información es perfecta, la desviación de la colusión implícita es fácilmente detectada. No obstante, Green y Porter (1984) señalan que mientras exista un cierto grado de información imperfecta, el mantenimiento del acuerdo colusivo requerirá que periódicamente se retorne a algún comportamiento de corto plazo poco rentable.

Estos mismos autores muestran que si los impactos en la demanda no son perfectamente observables por las empresas, éstas pueden coludir



(mantener los precios por encima de los niveles de Cournot) durante los periodos de alta demanda, pero que siguiendo impactos negativos en la demanda pueden regresar a los precios de equilibrio estáticos (precios de Cournot) cuando los precios caen por debajo de un determinado nivel de referencia (trigger price); en tal caso la colusión es restablecida después de un periodo de guerra de precios. Sin embargo, Rotemberg y Saloner (1986) señalan que si los precios y la demanda son perfectamente observables, las empresas siempre pueden mantener la práctica colusiva pero el grado de colusión dependerá de la demanda actual y de la demanda futura esperada. Asimismo, señalan que si las fluctuaciones en la demanda pueden ser observadas perfectamente por las empresas, es probable que en periodos de demanda alta (en los que existen mayores incentivos a desviarse del acuerdo colusivo) los oligopolios con colusión implícita se comporten de manera más competitiva. Brock y Scheinkman (1985) añaden que si los precios y la demanda se observan ex post, el nivel de colusión también dependerá del hecho que las empresas presenten restricciones de capacidad.

En el modelo de Green y Porter (1984) las empresas conocen únicamente algún indicio correlacionado con la conducta rival tal como el precio del mercado o sus propias cuotas realizadas. Además, la demanda no es conocida por todos los agentes del mercado lo que impide a las empresas productoras distinguir si la caída de precios se debe a un impacto negativo en la demanda agregada de la industria o a que sus rivales se han desviado del acuerdo colusivo. Por otra parte, en el modelo de Rotemberg y Saloner (1986) las empresas pueden observar los precios cobrados por todas las otras empresas.

En España, el Operador del Mercado (OMEL) proporciona amplia información sobre los resultados del mercado eléctrico, entre otros: los



precios horarios del mercado diario; las curvas agregadas de oferta y demanda, la producción detallada de todas las empresas generadoras casadas en el mercado diario, y con tres meses de retraso las funciones de oferta (pujas) presentadas por los generadores en el pool. En consecuencia, gracias a que las empresas poseen sustancial información acerca del comportamiento de sus rivales, podría adoptarse un modelo similar al de Rotemberg y Saloner (1986) en donde se asume el hecho que si las empresas coluden, éstas siempre permanecerán en un régimen colusivo inferior al de colusión perfecta y nunca cambiarán a un “régimen de castigo” no cooperativo. Es decir, se está asumiendo que las empresas nunca cambian su comportamiento sobre el ciclo de negocio (siempre están coludiendo), sino que más bien realizan ajustes en sus cantidades (incrementan su producción) para disminuir el precio de equilibrio del mercado de modo que la colusión se pueda mantener estable a lo largo del tiempo. En este caso, al ser un modelo dinámico, la condición dinámica de primer orden puede capturar la disminución del precio de equilibrio, ocasionado por el incremento de la producción de las empresas, si se estima su parámetro de conducta como si fuese invariable en el tiempo con ajustes, respecto al nivel de colusión implícita perfecta.

MODELO ESTÁTICO

En los modelos estáticos, las empresas escogen en un único periodo sus variables estratégicas (cantidades producidas o precios) para maximizar sus beneficios sin considerar los efectos intertemporales de sus acciones actuales sobre el futuro entorno competitivo. El simple empleo de un modelo de competencia en precios (Modelo de Bertrand sin restricciones de capacidad) podría caracterizar el mercado eléctrico español si no se



consideran las restricciones de capacidad, que evitan que cualquier empresa generadora pueda abastecer al mercado completo mediante la venta de energía a un menor precio. No obstante, se puede considerar que la estrategia de una empresa generadora consiste en comprometerse a que sus unidades generadoras produzcan una determinada cantidad de energía en el mercado diario (con un día de antelación al despacho de energía) para luego realizar ajustes de su producción en el mercado intradiario (en tiempo real). Por tanto, un modelo de competencia en cantidades con un único periodo podría ser una razonable aproximación del mercado eléctrico español, donde los mercados secuenciales (diario e intradiario) pueden considerarse como un único mercado de energía en el que las empresas pujan para suministrar una determinada cantidad de energía eléctrica en el mercado diario y luego hacen pequeños ajustes en la producción de cada una de sus plantas en el mercado intradiario.

Es preciso señalar que haciendo uso de las verdaderas pujas realizadas por los generadores en el pool puede modelizarse el mercado eléctrico español mediante alguna forma restrictiva del modelo de la función de oferta propuesto por Klemplerer y Meyer (1989) para modelizar un oligopolio que encara una demanda incierta; o mediante un modelo de subastas con múltiples unidades generadoras propuesto por Von Der Fehr y Harbord (1993) donde las estrategias de cada unidad generadora son representadas por funciones escalonadas discretas (con un número finito de escalones), las empresas generadoras encaran una demanda inelástica, y costes marginales constantes hasta alcanzar su capacidad. Además, dado que Ciarreta y Paz (2003) y Marín y García-Díaz (2000) ya han aproximado el mercado diario de electricidad español a través de modelos de funciones de oferta y de subastas de múltiples unidades generadoras respectivamente, podría estimarse el funcionamiento y los resultados del mercado eléctrico



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

español mediante modelos de juegos en los que las empresas generadoras escogen las cantidades óptimas a producir.



Universidad de Oviedo

*ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA EN EL
MERCADO DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD*

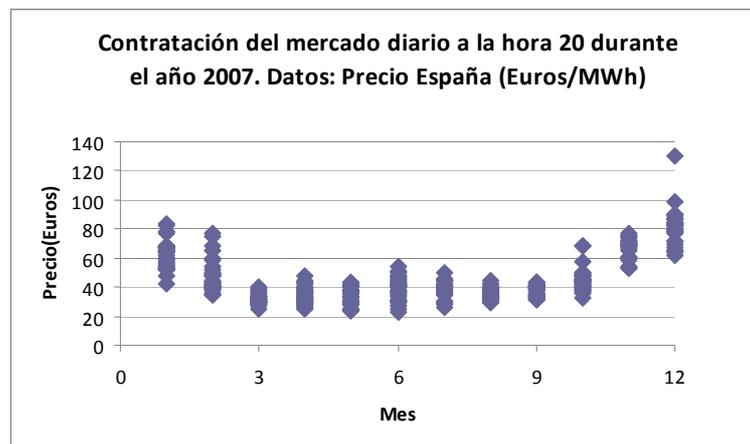
ANEXO III: DATOS EMPLEADOS.

ANEXO III: DATOS EMPLEADOS.

En el Capítulo 5 se detalla la elaboración de la base de datos utilizada, empleando datos sobre el precio de mercado y producción por tecnología a la hora 20, seleccionada como pico de demanda.

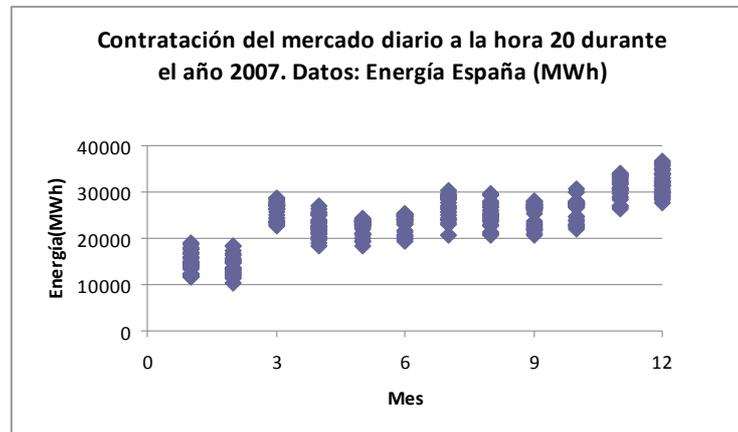
En los siguientes gráficos se representa la evolución de algunas de las principales variables del presente estudio a lo largo del año 2007:

- Precio:



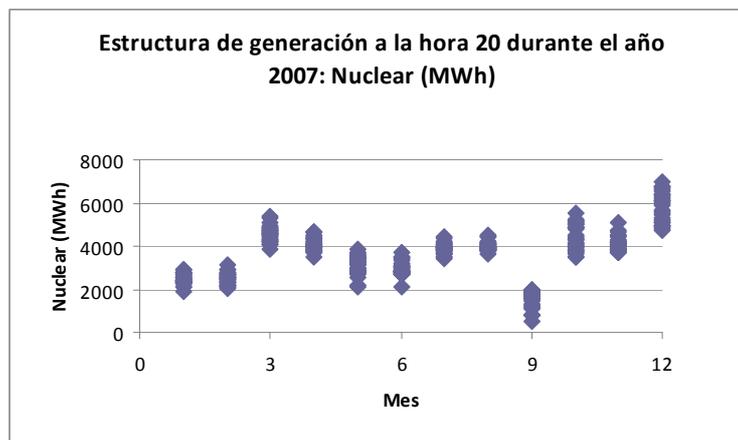
El gráfico muestra una distribución cóncava a lo largo del periodo analizado, alcanzando el valor máximo en su última fase.

- Energía Total:

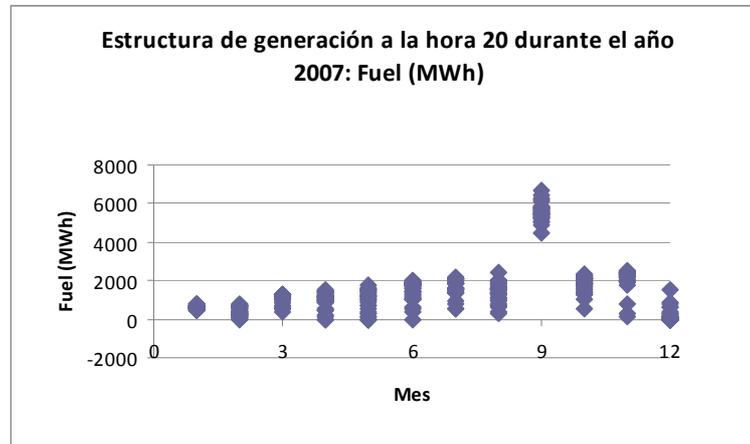


La energía demandada sufre un considerable ascenso el primer trimestre, aumentando de forma más moderada el resto del año.

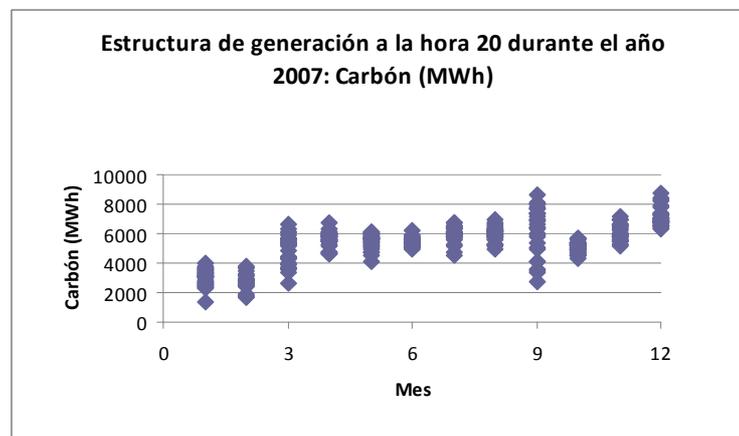
- Producción por tecnología:



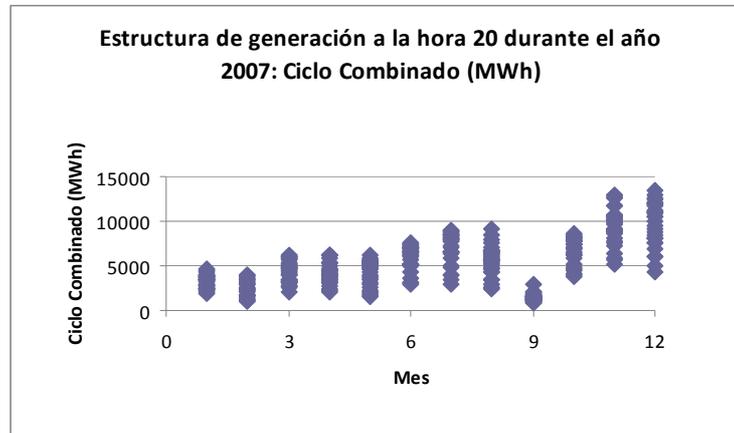
La generación de energía nuclear muestra importantes oscilaciones, con valores máximos en marzo, octubre y, en mayor medida, en diciembre; y alcanzando producciones mínimas en septiembre.



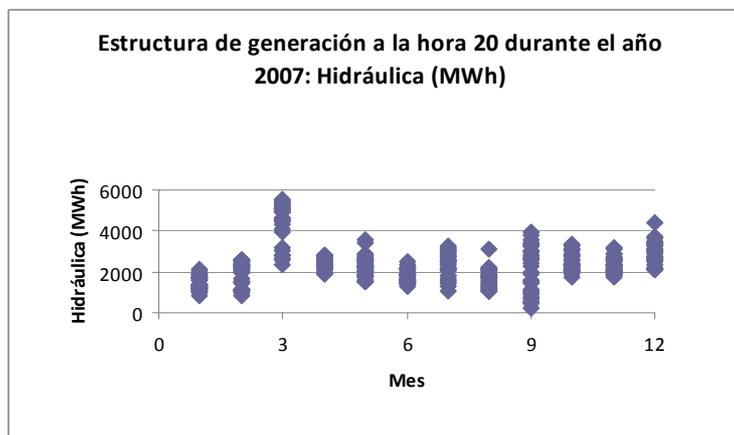
La producción de energía eléctrica a través del uso del fuel indica una ligera convexidad a lo largo del año, modificada por un aumento sustancial en la generación el mes de septiembre.



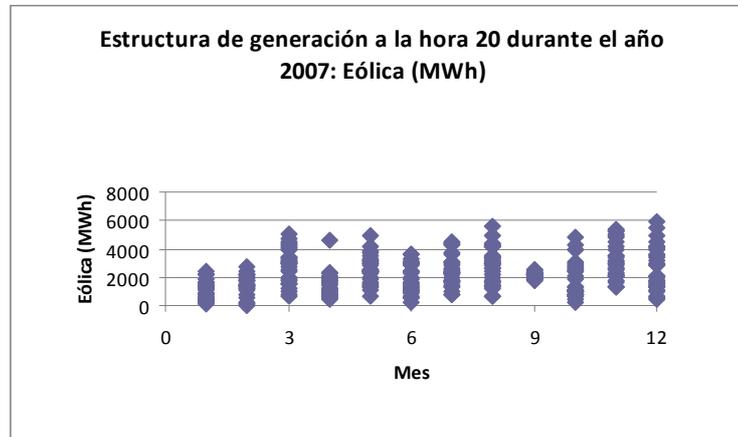
La generación mediante el empleo del carbón muestra un considerable ascenso el primer trimestre, aumentando moderadamente hasta octubre, cuando desciende; finalmente alcanza sus valores máximos en el último mes.



La energía eléctrica generada a través de la tecnología de ciclo combinado aumenta considerablemente a lo largo del año, aunque en el mes de septiembre sufre un descenso importante siendo los valores mínimos del año.



La producción hidráulica se caracteriza por un aumento importante en su primer trimestre, presentando los valores máximos del año; descendiendo posteriormente para mostrar un moderado incremento el resto del periodo estudiado.



La energía eólica, como la mayor parte de las tecnologías analizadas, se caracteriza por un gran crecimiento en el primer trimestre; posteriormente presenta una forma cóncava hasta el último trimestre, mostrando un considerable descenso en septiembre para de nuevo incrementarse hasta alcanzar sus valores máximos en diciembre.

Enunciada la evolución de cada tecnología, en la siguiente tabla se muestran los datos adoptados como costes marginales de las tecnologías que determinan el precio durante el año 2007:

Tabla 10: Coste marginal por tecnología.

COSTE MARGINAL	
Tecnología	€/MWh
Hidráulica*	46.93
Ciclo Combinado	41.55
Carbón	39.01
Nuclear	36.48

*La producción hidráulica excluye el bombeo.