



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANALISIS DE PODER DE MERCADO Y LA ELASTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA EN EL MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL

OSVALDO ANDRÉS LÓPEZ FLORES

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
DAVID WATTS CASIMIS

Santiago de Chile, (Julio, 2009)

© 2009, Osvaldo Andrés López Flores



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANALISIS DE PODER DE MERCADO Y LA ELASTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA EN EL MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL

OSVALDO ANDRÉS LÓPEZ FLORES

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS CASIMIS

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

YARELA FLORES ARÉVALO

RICARDO PAREDES MOLINA

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, (Julio, 2009)

A mi familia, mis amigos y en especial a mi padre por todo el apoyo.

AGRADECIMIENTOS

Para empezar, quisiera agradecer a la Universidad, al personal administrativo del departamento de Ingeniería Eléctrica y en especial a los profesores Hugh Rudnick y David Watts, por todo el conocimiento proporcionado y el apoyo para sacar adelante todo este trabajo.

Además, quisiera dar las gracias a todos mis amigos y gente conocida que durante todo el proceso me dieron muestras de apoyo, tanto de conocimientos como de ánimo. Agradecer además a un gran amigo, José Ignacio Olguín por ayudarme siempre en resolver algunos problemas de mi investigación cuando más lo necesitaba.

Quisiera agradecer a mis hermanas Paula y Beatriz y mis cuñados por la constante preocupación y el apoyo en los estudios. En este mismo contexto, quisiera agradecer a toda mi familia, en especial a mis tíos y primos, los cuales siempre me dieron muestras de ánimo en los momentos más difíciles.

Quisiera agradecer a mi madre por todo lo que me ha dado y me ha acompañado en este proceso y en general en toda mi educación. Sin esas herramientas no sería posible escribir estas líneas. Finalmente, agradecer y dedicar todo este trabajo a mi padre, que junto a Dios me cuida y me apoya en todo momento.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS.....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	ix
RESUMEN.....	x
ABSTRACT	xi
1. Reseña Inicial.....	1
1.1 Planteamiento del Problema.....	1
2. Introduction.....	5
3. The Spanish Electric Market.....	7
3.1 The Electricity Market Deregulation Process.....	7
3.2 The Structure of the Spanish Energy Market	8
3.3 The Operation of The Energy Market	9
4. Testing for Market Power	11
4.1 Market Power in the Spanish Market	12
5. Theoretical Framework.....	16
5.1 Static First Order Condition	18
5.2 Price Elasticity of Demand.....	20
6. Estimations of Price-Cost Markups and Conduct Parameters	24
6.1 Direct Measures of Price-Cost Markups and Conduct Parameter.....	24

6.2	Indirect Measures of Conduct Parameter	26
6.3	Using Nuclear Availability as Instrument for Price	28
7.	Results and Analysis	31
7.1	Measures of Price Elasticity of Demand	31
7.2	Direct Measures of Price-Cost Markups and Conduct Parameters	34
7.3	Indirect Measures of the Conduct Parameter	36
8.	Conclusions.....	39
	BIBLIOGRAFIA.....	41
	A N E X O S.....	44
9.	ANEXOS	45
9.1	Anexo 1. Balance de Potencia y Energía Eléctrica en España	45
9.2	Anexo 2. Funciones y Reglamento, Operador de Mercado Español.....	46
9.3	Anexo 3. Rutina de Obtención de Recta de Regresión	52
9.3.1	Precio y Cantidad de Equilibrio	52
9.3.2	Determinación de la Curva de demanda	53
9.3.3	Especificación del Punto de Equilibrio	53
9.3.4	Restricción 1	53
9.3.5	Restricción 2	54
9.3.6	Rectas de Regresión sobre un Periodo Determinado	55
9.3.7	Maximización del Punto de Equilibrio y Obtención de la Elasticidad.....	56
9.3.8	Ciclo de Rutinas	56
9.4	Anexo 4. Errores en la Estimación de la Recta de Regresión	57
9.5	Anexo 5. Código MATLAB de la Rutina de Rectas de Regresión	60
9.6	Anexo 6. Curva de Costos Marginales de Todos los Período Estipulados.....	66
9.6.1	Curva de Costos Generales del Sistema.....	66

9.6.2	Costos Marginales por Cada Empresa	71
9.7	Anexo 7. Estadísticas del Modelo Indirecto de Competencia	76
9.7.1	Comportamiento de Efectos Fijos en la Regresión	79
9.8	Anexo 8. Resultados Estudio Wolfram (1999) – Mercado Inglés.....	80
9.9	Anexo 9. Resultados Estudio Kim & Knittel (2006) – Comparative Static - Mercado Californiano	81
9.10	Anexo 10. Producción Mensual de Grandes Empresas Generadoras.....	82
9.11	Anexo 11. Cuotas de Mercado Modelo Dinámico de Oferta	83
9.12	Modelo de Oferta por Empresa	84

INDICE DE TABLAS

Tabla 5-1. Price Elasticity Estimations	21
Tabla 6-1. General Model's Statistics	28
Tabla 7-1. Slope Of Inverse Demand Curve	32
Tabla 7-2. Slope of Inverse Demand Curve, Peak & Non-Peak	32
Tabla 7-3. Price Elasticity, Peak & Non-Peak, Working Hours	33
Tabla 7-4. Markups Results.....	34
Tabla 7-5. Conduct Parameter, Direct Model	35
Tabla 7-6. Demand Curve Regression	37
Tabla 7-7. Supply Curve Regression.....	37
Tabla 9-1. Balance Potencia, Mercado Español.....	45
Tabla 9-2. Balance de Energía, Mercado Español	45
Tabla 9-3. Funciones de Costos Marginales para cada período	67
Tabla 9-4. Capacidad Instalada en Ciclo Combinado, 2003-2006.....	72
Tabla 9-5. Funciones de Costos Marginales por Empresa, Enero 2006.....	73
Tabla 9-6. Función de Costos Marginales, ENDESA	74
Tabla 9-7. Función de Costos Marginales, IBERDROLA	75
Tabla 9-8. Función de Costos Marginales, HIDROCANTABRICO	75
Tabla 9-9. Función de Costos Marginales, UNION FENOSA	75
Tabla 9-10. Instrumentación Price con Previsión de Demanda (Etapa 1 – 2sls)	76
Tabla 9-11. Curva de Demanda (Etapa 2 – 2sls).....	78
Tabla 9-12. Curva de Oferta – Resultados Finales.....	78
Tabla 9-13. Resultados Estudio Wolfram para Modelo “Comparative Static”	80
Tabla 9-14. Resultados Estudio Kim & Knittel para Modelo “Comparative Static”	81
Tabla 9-15. Porcentaje de Producción de Empresas Generadoras	82
Tabla 9-16. Cuota de Mercado Mensual Por Empresa 2003-2006	83
Tabla 9-17. Comparación Modelo Empresa Con otros Resultados	84

Tabla 9-18. Regresiones Por Empresa – Verano 2003.....	85
Tabla 9-19. Comparación Por Empresa – Verano 2004.....	86
Tabla 9-20. Comparación Por Empresa – Verano 2005.....	87
Tabla 9-21. Comparación Por Empresa – Invierno 2003	88
Tabla 9-22. Comparación Por Empresa – Invierno 2004.....	89
Tabla 9-23. Comparación Por Empresa – Invierno 2006.....	90

INDICE DE FIGURAS

Figura 3-1. Main Generation Firm's Production Shares	9
Figura 4-1. Monthly Energy Traded and Average Price, 2001-2006.....	14
Figura 5-1. Points Identification around Equilibrium	22
Figura 5-2. Regression Line around Equilibrium.....	23
Figura 6-1. Marginal Cost Curve, Winter 2006	25
Figura 6-2. Nuclear Availability and Equilibrium Price – June 2003	29
Figura 9-1. Error en la Obtención de la Recta de Regresión.....	57
Figura 9-2. Alternativas a la Generación de la Recta de Regresión.....	58
Figura 9-3. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – verano 2003.....	68
Figura 9-4. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – invierno 2004	68
Figura 9-5. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – verano 2004.....	69
Figura 9-6. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – invierno 2005	69
Figura 9-7. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – verano 2005.....	70
Figura 9-8. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – invierno 2006	70
Figura 9-9. Variación de los Costos Marginales por Tecnología.....	71
Figura 9-10. Mix de Tecnología de Generación por Empresa	73
Figura 9-11. Costos Marginales de las principales firmas productoras	74
Figura 9-12. Gráfico Efectos Fijos por Temporada.....	79

RESUMEN

El presente trabajo analiza el grado de poder de mercado de las principales empresas oferentes dentro del Mercado Eléctrico Español, utilizando datos reales del mercado spot de energía, esencialmente del llamado mercado diario donde se transan la mayor parte de las transacciones. El trabajo se basa en dos diferentes modelos de medición de la conducta de las empresas oferentes en el sistema eléctrico, a través de mediciones directas e indirectas del grado de poder de mercado ejercido por estas empresas.

Las mediciones directas del poder de mercado utilizan datos reales de los costos marginales del mercado y estimaciones del comportamiento de la demanda, a través de la elasticidad precio de ésta. Este último parámetro está basado en la disposición a pagar por parte de las empresas demandantes del sistema, reflejado en las ofertas de compra de energía presentadas para cada período a través de bloques de demanda.

El modelo indirecto de medición de la conducta se basa en literatura presentada en la Nueva Organización Industrial Empírica (NEIO por sus siglas en inglés). Nuestro trabajo toma como base los estudios de Wolfgram (1999) para el mercado eléctrico inglés, mejorando algunos aspectos importantes dentro del método econométrico utilizado, como por ejemplo la instrumentación del precio en la curva de demanda.

Los resultados presentan altos niveles de márgenes precio-costo percibidos por las empresas oferentes, especialmente en períodos de demanda “peak”. Sin embargo, en todos los casos se presenta un limitado ejercicio de poder de mercado unilateral. Las mediciones son consistentes a una competencia “a la 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 paso del tiempo.

ABSTRACT

This work analyzes the degree of market power of the main energy suppliers in the Spanish Electricity Market using day-ahead market data, where most transactions take place. We use two different models to estimate conduct parameters, presenting direct and indirect measures of market power.

Our direct measures use marginal cost data and elasticity estimations for the same market. We contribute here by computing elasticity measures from the demand willingness-to-pay embedded in bid-blocks of the aggregated demand.

The second method does not rely on marginal cost data and comes from the New Empirical Industrial Organization (NEIO) literature, building over Wolfram's (1999) work in the old British Electricity Market, but using better instruments for prices, among others improvements in the econometric model.

Using these models, we present direct and indirect approximations of the suppliers' conduct parameter, finding important price-cost mark-ups, especially at peak time, but with limited exercise of unilateral market power. Our measures are consistent with Cournot-like competition, but among multiple suppliers, far from duopoly or joint profit maximization as proposed earlier in the literature. This suggests that market power exercise has been effectively decreasing over the years.

Keywords: Market Power, Generating Firm's Conduct, Cournot Competition.

1. RESEÑA INICIAL

1.1 Planteamiento del Problema

Durante las últimas décadas del siglo XX, los principales mercados eléctricos a nivel mundial han sido objeto de diferentes reformas en torno a la participación de los diferentes agentes de mercado en la producción y comercialización de la energía. Estos mercados que, en gran medida se encontraban en manos del ente estatal respectivo, 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.

Estas medidas, si bien han traído muchas ventajas al sector eléctrico, también han traído diversos problemas a las autoridades pertinentes. 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, al menos en el corto plazo, las empresas generadoras que en general, y más aun durante 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 ciertas situaciones de demanda "peak" en ciertos 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 por sobre sus costos marginales.

Todo esto trae consigo 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 costo.

El siguiente estudio pretende medir la competencia del mercado español de energía de los años 2003 al 2006 (cinco años después de la liberalización del sector), en base a la modelación estática y dinámica del mercado diario de energía, mediante herramientas presentadas por la Nueva Organización Industrial Empírica (NEIO, por sus siglas en inglés) y estudios similares en mercados eléctricos a nivel mundial, post-desregulación. Se pretende determinar el tipo de poder de mercado que están ejerciendo las empresas generadoras del sistema y determinar la existencia o no de cierto nivel de colusión implícita entre estas empresas. Se pretende además comparar los resultados obtenidos con otros estudios similares, principalmente en investigaciones realizadas Wolfram (1999) en el mercado inglés de energía, Puller (2002) y Kim & Knittel (2006) para el mercado californiano y Bazán (2004) para el mismo mercado español, durante el año 2001. Además, se pretende dar énfasis al comportamiento de la demanda del mercado en base a la estimación de la sensibilidad de la demanda frente a la variación en el precio y la necesidad de energía, reflejada en su elasticidad-precio. La estimación de este término es introducido en algunos de los modelos que se presentan a continuación.

El siguiente documento presenta toda la investigación mencionada, ordenada, a través de un documento de trabajo llamado “Market Power Analysis and Influence of Price Elasticity on Demand in Spanish Electric Market” (Análisis de poder de Mercado y la influencia de la elasticidad precio de la demanda en el mercado eléctrico español) el cual presenta diferentes mediciones de la conducta de las empresas oferentes del mercado y el nivel de poder de mercado, comparando los resultados con los estudios presentados en el párrafo anterior. Posterior a la presentación del

documento se entrega una lista detallada de toda la bibliografía utilizada en la investigación. Debido a que la investigación se ha trabajado desde un principio en el formato de la revista IEEE Transaction on Power Systems, los siguientes capítulos se han extraído directamente de la última versión del paper, por lo que están escritos en inglés.

Finalmente, el documento presenta un anexo con información relevante del estudio, no incluida en el documento presentado. Los anexos 1 y 2 incluyen las normas de funcionamiento del Mercado Español de Energía, detallando el funcionamiento del mercado diario a través del operador de mercador, OMEL, al cual se han agregado los balances de energía y potencia de los años considerados en el estudio. El anexo 3 presenta la explicación del procedimiento realizado para determinar las curvas de demanda de cada período, las cuales son utilizadas para determinar la elasticidad precio de la demanda, en todas las formas funcionales utilizadas. Complementando la explicación del algoritmo presentado, el anexo 4 entrega la explicación asociada a una de las dificultades en la estimación de la elasticidad y su respectiva solución, y el anexo 5 presenta el código Matlab realizado.

Como información directa de la estructura de costos marginales del sistema para los años 2003-2006, el anexo 6 entrega los costos marginales generales del sistema de cada período utilizado (entendiéndose como valores diferentes para cada estación de cada año). Agrega además información de los costos marginales para las principales firmas generadoras y otras estadísticas importantes.

El anexo 7 entrega los resultados y principales estadísticas del modelo de conducta general del sistema. Se detallan los resultados de cada coeficiente de regresión de la primera y segunda etapa en la regresión de demanda de mínimos cuadrados por dos etapas (2SLS, por sus siglas en inglés) y la construcción de la curva de oferta (condición monopólica del sistema), finalizando con el análisis gráfico del comportamiento de los efectos fijos horarios para cada temporada. Acompañado de estos resultados, el anexo 8 y 9 entregan los resultados obtenidos en las respectivas

sistema de regresiones realizadas por Wolfram (1999) para el mercado inglés y Kim & Knittel (2006) para el mercado californiano.

Para la resolución del modelo estático y dinámico de conducta por empresa, el anexo 10 presenta las principales características de producción de las mayores firmas generadoras del sistema, acompañada de las cuotas de mercado que ha alcanzado cada empresa en todos los períodos estipulados para el anexo 11.

Finalmente, el anexo 12 presenta algunos resultados preliminares del modelo dinámico por firma generadora para los distintos períodos del horizonte de análisis. Esto es parte de otras investigaciones que son actualmente dirigidas por el profesor Watts con otros alumnos que continúan esta línea de trabajo. Ellos perciben lograr robustez de los resultados ante la crítica de Corts (1998), cosa que no logra Bazán (2004).

2. INTRODUCTION

During the last decades of the XX century, the main electricity markets around the world have been part of different reforms. The traditionally regulated electricity area commanded by the government has been replaced for some form of competition in the generating and sometimes in the distributing activities, promoting the competition as tool for technological and economical efficiency. Electricity markets like those from Chile, England, Norway, Spain, the old Californian market, among others, are pioneers in their reforms (Watts et Al (2002)), creating different markets, looking for welfare enhancing levels of prices, quality and quantities in the different electricity products.

The experience shows many advantages in the development of these markets. However, the deregulation of the electric power system has presented sometimes incentives for dominant firms to exercise certain degree of market power, especially in the generating activity and at peak time. In this context, market power can be defined as the ability to profitably raise prices above competitive levels (Watts & Alvarado(2003)).

Due to the relatively low elasticity of demand for electricity, especially in the short-term, some generating firms with important degrees of market concentration (either localized or system-wide) could withhold part of their generation capacity, raising prices, producing unfair transfers of wealth and efficiencies losses (Watts et Al (2002)). The later are due to both a suboptimal allocation, generated for the excessive price-cost margins perceived by the generating firms and the productive efficiency loss, produced by the increase in the cost of energy dispatch. Electricity demand is quite stational and seasonal, it shifts up considerably during the day and decays at night, that's why at peak demand, part of the capacity is nearly essential for the system, giving more chances of raising prices over competitive levels to some generating firms.

This work aims measuring competition in the Spanish electricity market based on static (one-shot) models of the day-ahead energy market, using methods presented in the New Empirical Industrial Organization (NEIO) literature by Bresnahan (1989) and similar electricity studies post-deregulation. The study covers parts of 2003 to 2006. This starts five years after the deregulation of this activity took place, in 1998. This paper seeks measuring the degree of market power exercised by generating firms. Results are compared with similar studies, including Wolfram (1999), the first NEIO application in the electricity market literature, in the old British electricity market. This work emphasizes the relevance of the behavior of demand for energy at the wholesale market, computing measures of the sensibility of demand to price variations and inferring measures of price-elasticity of demand (Kirschen et Al (2006)).

This document is divided in seven chapters, including this introduction. Chapter 3 presents a description of Spanish market after deregulation with emphasis on the day-ahead market. Chapter 4 deals with market power and the most relevant work on the subject. Chapter 5 explains the theoretical framework of the models used here and the base for our studies and results. In Chapter 6 details of the empirical estimation are given, explaining the measures of elasticity and how models presented earlier can be used to measure or test for market power. Chapter 7 presents our results and preliminary conclusions from the different models, including the comparison with other similar studies. Finally, Chapter 8 presents implications and summarizes conclusions.

3. THE SPANISH ELECTRIC MARKET

In this section a brief description of Spanish market after deregulation of the wholesale market is given. Details of the main electricity suppliers and their position in the market, along with a description of the day-ahead market are given after that.

3.1 The Electricity Market Deregulation Process

At the end of 1997, Spain started the reform process of its electricity system, after the approval of the main plan that includes the vertical separation of the activities in the electric sector (generation, transmission and distribution), which it had been concentrated in two vertically integrated firms in hands of the government. At the wholesale level, a competitive market for electricity generation was created, opening opportunities for new private investments in this area. Transmission access was opened and the commercialization figure was created, giving to final consumers freedom to choose their energy provider.

Aiming to operate the system in the most efficient way, the market adopted a “Pool” coordination model, in which an operator, separated from all other activities is in charge of the administrative, technical and economical tasks in the system. Those duties are now managed by the Iberic Market Operator (OMEL) and the System Operator (REE), who works jointly in the system operations.

The Spanish electricity system allows for the coordinated action of all system’s agents, satisfying the real-time demand for energy in all points of the grid in the continental and extra-continental systems. The deregulated market started operations on January 1st of 1998. The market controls all energy transactions, rewarding generating firms based on the marginal price of the system, which is set by the bid of the most expensive energy unit allowing meeting the total demand. The wholesale

market is created to realize all buy-sell transactions of energy and other ancillary services required for electricity supply – OMEL (1999).

The market is composed by a day-ahead market, where most of the transactions take place; an intradaily market to allow for adjustments of demand and supply after the day-ahead market closes, and bilateral contract between agents. Also, a retail market is created, to allow for contracts between qualified consumers and generator through retailers.

3.2 The Structure of the Spanish Energy Market

The Spanish electric power system is, since a decade ago, inserted into a “deregulated” electricity market, where economic transactions among qualified agents define the final price of electricity and quantities to be traded.

At the beginning, right after deregulation in year 1998, the electricity market was dominated by two firms, Endesa and Iberdrola, who owned most of the capacity of the Spanish Market. However, as time passed, the capacity increases by four generating firms, Unión Fenosa, Hidrocantabrico, Enel Viesgo and Gas Natural SDG, plus an important group of independent firms, decreased the market share of the two more dominant firms. The main reasons of that are the entrance of a new technology (combined-cycle gas technology) mainly by the Gas Natural SDG, and the increase of capacity by independent generators. During year 2001, the energy market shares from the four most important firms in the system (Endesa, Iberdrola, Hidrocantabrico and Unión Fenosa), reached 94%. At beginning of 2006, this concentration felt down importantly, reaching almost 65%, as observed in Figure 3-1. The rest of firms, including independent generators, increased importantly during these years.

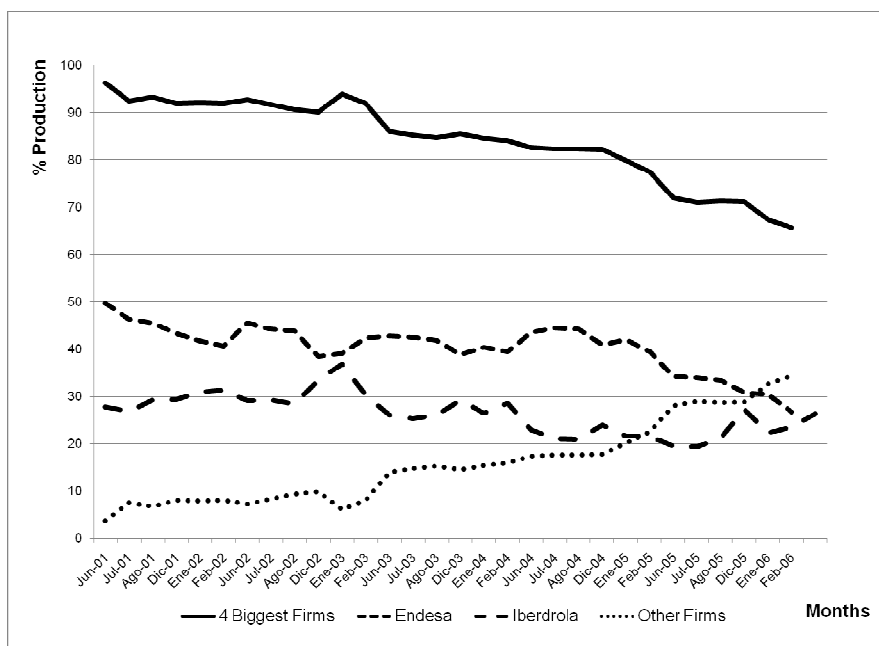


Figura 3-1. Main Generation Firm's Production Shares

3.3 The Operation of The Energy Market

The day-ahead market is the most important energy market in the Spanish system, where most transactions take place and it also produces the most important component of the final price paid by qualified consumers and distribution companies¹.

In the day-ahead market, agents carry out selling and buying offers (by generating firms and qualified consumers respectively) for all periods for the next day. Each period consists in an hour of the day, in which all generating units present offers for their energy blocks with certain quantity of energy to sell, associated with a minimum selling price. Similarly, qualified consumers present buying offers for their blocks of energy, declaring pairs of quantity of energy to buy and the maximum price they are willing to pay for each block of energy.

¹ More than 90% of the total price for January 2006.

With all selling/buying energy block bids, the Market Operator builds a supply and demand curve for each of the 24 periods for next day. In the case of the supply curve, the offers are placed on increasing order in function of the price level. The demand offers are sorted in the same way, but in decreasingly with price. The market clearing price is found as the intersection of both curves, setting the day-ahead market price, known as the “Precio Base de Casacion”. The total quantity of energy to dispatch for each period is generated by all selling offers placed at the left side of the equilibrium point. While for buying bids, all those located at the left place of the equilibrium are finally supplied, paying the marginal system price. This is known in the literature as the “uniform price bid” (everyone gets the same price).

After this process, the intradaily market processes take place, similar to the day-ahead market but including a much lower level of energy transactions. Results are sent to the market and system operators, including the hydraulic dispatcher’s programs and the bilateral contracts. The operators analyses the technical feasibility of the program, and includes the ancillary services. Finally, the operators present the Definitive Viable Daily Program (PDVD in Spanish abbreviation). In this program the final marginal system price is calculated, based on the day-ahead and intraday-ahead market price, the ancillary services and the payment for power guaranteed for the installed capacity – OMEL (1999). For instance, in January 2006, the day-ahead market accounted for 90.2% of the final average price, while costs associated with technical constraints and other markets accounted for only 9.8% of it.

In the day-ahead market most energy transactions of the wholesale market takes place. According to System Operator monthly reports and Bazan (2004), during June of 2003 it comprised the 83.4% of the transactions, while a 2% of the energy was traded at the intra-daily market. The system operation (generation plants consumption and losses) reaches 2%, the special regime (including renewable energy) reaches the 12% and the bilateral contract hardly reaches 1% (including an unavailability deduction of 0.4%).

4. TESTING FOR MARKET POWER

From an empirical point of view, there are multiples definitions for market power. Since in a perfectly competitive market, price should match the marginal cost of the system, the degree of market power in the supply side can be understood as the capacity to raise prices over marginal costs, obtaining positive price-cost markups. However, that definition must be used with care in electricity markets to control for price caps effects, opportunity costs, etc. Other study objectives, or modeling a different problem, may benefit from an alternative definition (Rajamaraman & Alvarado (2002)).

Electric power systems are sometimes subject to market power exercise by some firms, mainly because of the influence of the following factors:

- The impossibility to economically store energy.
- The restrictions of the supply capacity in short-time terms, i.e. investments projects take a long time to be implemented, making supply inelastic at peak time.
- The electricity demand is inelastic in short-time terms, because a large share of consumers must be provided with energy at an independent regulated-price, independent of their consumption level.

In electricity markets, at the supply side, price is often based on their marginal cost of production, and when it is not, it is hard to identify whether it is due to market power or some other issue. Although, sometimes prices may go beyond operation marginal costs due to strategic considerations, there are also other reasons for having firms bidding above their production marginal costs, mainly related to operational constraints (Rajamaraman & Alvarado (2002)). For other reasons, dealing with uncertainty and multiple-market bidding, read Harvey & Hogan (2001). Controlling for these issues requires tailored econometric applications and careful readings from

econometric results and performing robustness and sensitivity analysis from static marginal cost measures if they are used.

4.1 Market Power in the Spanish Market

There are few studies on the competition of the Spanish market based on theoretical and empirical approximations of the conduct of specific energy suppliers or the industry as a whole. These studies show different degrees of market power, here we mention a few of them.

Ocaña and Romero (1998) perform an interesting simulation of market prices based on a standard model of oligopolistic competition, using Cournot model and estimations of marginal cost curves for the main firms. Their results shows price-cost markups closed to 40%, suggesting an important degree of market power if firms were to bid freely in the spot market.

Fabra and Toro (2005) apply a model similar to Green and Porter (1984) where there is switching between cooperative and punishment regimes. Price wars here are used to enforce collusive outcomes. They study year 1998, right after deregulation, with a Cournot duopoly, and static first order condition, testing later the conjecture of tacit agreement among suppliers, estimating a Markov Switching Model.

Kuhn and Machado (2004) worked with the Spanish spot market for year 2001, after the beginning of the new deregulated market, developing a pseudo-dynamic² model of supply-function-equilibria (SFE) in each period. They try analyzing and identifying the degree of market power of suppliers with vertical integration in generating and distributing activities, and the implicit collusion of the two most important firms. They conclude that there is certain degree of market power by the two

² Water usage decision in hydroelectricity is modeled as dynamic but firm decision making is made using a static (one-shot) model.

largest energy suppliers. Despite the high degree of concentration, vertical integration limited the impact of market power on prices, but still leads to important efficiency losses due to misallocation of generation assets.

Using SFE as well, but without representation of vertical integration, Ciarreta and Paz (2003) simulate the Spanish market in year 2001 to verify whether the same two generating firms exercised market power and the increase of the price-cost markups. They compare bidding behavior of technologically-similar plants under ownership of larger suppliers with those from small suppliers. Systematic differences are attributed to market by larger firms. They find market power exercise by the two larger firms, realized through capacity withholding and higher selling prices with respect to competitive benchmarks.

It is important to consider that all these studies presents results in periods where the market share of the main two generating firms reach almost the whole market transactions. As shown in Figure 3-1, their market share reduces gradually during these years. This change in the market concentration is produced by the entrance of new power producer, principally reflected in new investment in combined-cycle gas technology.

During this period, while the demand increased gradually, prices maintained their level, even lower than the first years of deregulation, as it can be observed in Figure 4-1 (this suggest that competition was more intense during 2002 and 2003 because of the entrance the new market agents and other technologies like combined-cycle).

Agosti et Al (2006) points out that the entrance of Gas Natural SDG to the market produced important influence in the reduction of market concentration, rising from 2% in year 2003 to 5% in 2006, in installed capacity terms but even more en

energy production. This increase allows reducing the Herfindahl index³ (HHI) from 2,817 to 2,253 points in the generating market.

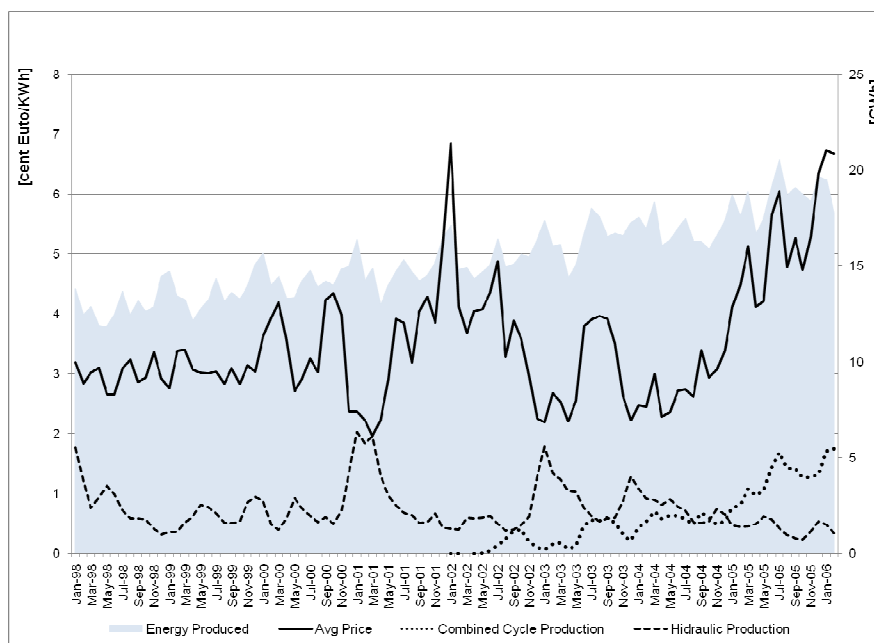


Figure 4-1. Monthly Energy Traded and Average Price, 2001-2006

There were numerous changes in the regulation of the generation activity during these years, including that main power producers were forced to sell part of their capacity. This change in the regulation of the market finished up with the entrance of new reforms at beginning of 2006, which forced the main generation firms, Endesa and

³ The Herfindahl-Hirschman Index or HHI is an economical measure of the size of firms relative to the whole market, sometimes used in competition and antitrust laws, as a proxy for the amount of competition among firms. It was named after their authors, Orris C. Herfindahl and Albert O. Hirschman, and is equal to the sum of the squares of the market shares (in percentage) of each firm in an industry. The index goes from $1/N$ (N equals to the numbers of firms) to 1 for monopoly scenarios (U.S. Department of Federal Trade and Commerce), but it is usually scaled up by 10.000.

Iberdrola, to “virtually”⁴ sell part of their capacity to new power producers. Perez Arriaga (2005) points out that if the Spanish market wants to work as an unconcentrated market, this kind of capacity sale must reach 30% of the total capacity of these two firms. At beginning of 2006, the virtual sales reach the 10% that implies an important advance.

⁴ Known as “Virtual Capacity Auctions” or “Virtual Power Plants” (VPP). This is a mechanism from selling capacity as a purchasing option, where the buyer of this virtual power gets the right to use that capacity for a time horizon and quantity specified before the auction.

5. THEORETICAL FRAMEWORK

This chapter presents the theoretical basis for measuring the degree of competition among suppliers in the electricity market. This is performed through the identification of firm's conduct parameter and direct and indirect measures of the price-cost markups. The present methodology is based on the developments by the New Empirical Industrial Organization (NEIO) literature, well documented by Bresnahan (1989), and presented in several studies, including Wolfram (1999) in the British electric market and Puller (2007) in the Californian market among others.

Electricity demand at wholesale market (at the operator level) is modeled as follows:

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

, where t represents a period of the market, equivalent to an hour of the day, P_t represents the spot price at time t , X_t is a vector of observable factors that shift demand and e_t represents random noise. The assumption here is that demand quantity depends totally on current price levels. Although this may be questionable for some specific situations or markets, in most cases (in aggregate), if the markets are thought as in equilibrium, this is very reasonable. As explained in Wolfram (1999) a big number of firms buy energy directly in the spot market, other consumers (generally large consumers) respond to the price levels in several ways; whether generating their own energy when price levels are too high (installation of own generating units), reprogramming their production processes to take advantages to the variation of prices during the day, or programming maintenance at periods of high prices.

In this study, demand response to current prices is clearer than in previous studies, as today's markets have more active demand than the British one in 1993 (demand bidding is actually in place), and periods are twice as large here (one hour

compared to half hour in the British case). This also allows us simplifying the model and makes the static formulation more appealing.

The marginal costs of generation has the following form:

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

, where i represents a particular generator that supplies q_i , Z_{it} is a vector of factors that shift the marginal cost of the generator i during that period and e_{sit} is the random noise term.

The profit maximization problem for supplier i is represented by $Max \pi_{it}$, subject to the capacity constraint of each firm.

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

, where $P(.)$ represents the inverse demand function and Q_t the total demand of market for that period. It is important to note that $Q_t = \text{sum}(q_{it})$ represents the energy produced by all generation units during period t . In addition, it is important to consider that the energy produced by the i th generator depends that the quantity of energy is generated for all the other units

This formulation differs from the one in Wolfram (1999) as we have included the representation of the contract market as in Puller (2007) and Allaz & Vila (1993), where firm i engage in forward agreements, selling through contracts with prices P_{it}^f an exogenous quantity of f_{it} . This is one of the most debated assumptions she has, as Wolfram neglected the impact of forward positions on firms.

5.1 Static First Order Condition

Inside the static model, firms choose their strategic variables (in this case quantity q_{it}) for only one period to maximize their profits, without considering the inter-temporal effects of their present decisions respect to the future competitive environment:

$$\frac{d\pi_{it}}{dq_{it}} = P(\cdot) - (q_{it} - f_{it}) \left(\frac{\partial P_t}{\partial Q_t} \cdot \frac{dQ_t}{dq_{it}} \right) - MC'(\cdot) = 0 \quad (4)$$

The Static First Order Condition (SFOC) of the profit maximization problem can be written as,

$$P_t = MC_i(q_{it}, Z_{it}, e_{sit}) - (q_{it} - f_{it}) \theta_{it} P_Q(Q_t, X_t, e_t) \quad (5)$$

, where P_Q is the partial derivative of the inverse demand function with respect to quantity, and θ_{it} characterize the behavior of the firm i in period t , with respect to other firm in an oligopolistic setting. This **conduct parameter** represents how each firm reacts to changes in production by the other firms.

$$\theta_{it} = \frac{\partial Q_t}{\partial q_{it}} = 1 + \sum_{j \neq i} \frac{\partial q_{jt}}{\partial q_{it}} \quad (6)$$

As presented by Bresnahan (1989), Nevo (2001) and many others, the conduct parameter θ_{it} , inside SFOC, can adopt a restricted number of values to

present a consistent hypothesis for firm i . If $\theta_{it} = 0$ the equation presents the same level of prices than the marginal costs of firm i , suggesting perfect competition. If θ_{it} is bigger than zero and lower or equal than one, firm i behaves *a la* “Cournot”, while unity lead to joint profit maximization. For a discussion in a dynamic setting see Watts (2007).

Taking the average of equation (5) over all firms and building a system marginal cost curve, and choosing a study horizon where contracts have small penetration, the supply relationship can be written as,

$$P_t = MC(Q_t, Z_t, e_{st}) + \frac{P_t}{\eta_t} \left(\sum_{i=1}^N k_{it} \frac{q_{it}}{Q_t} \theta_{it} \right) \quad (7)$$

, where $\eta_t = -(1/P_Q) * (P_t/Q_t)$ represents the price elasticity of the demand at that period, and k_i is the weight on each firm's marginal cost reflected in the industry marginal cost. Finally, the equation can be simplified in the following form,

$$P_t = MC(Q_t, Z_t, e_{st}) + \frac{P_t}{\eta_t} \theta_t \quad (8)$$

, where the conduct parameter satisfy the following relationship,

$$\theta_t = \frac{P_t - MC(\cdot)}{P_t} \cdot \eta_t = \text{Lerner Index}_{\text{Elasticity Adjusted}} \quad (9)$$

This aggregated conduct parameter θ_t represents the weighted average of the conduct from all generating firms in the industry, known as elasticity-adjusted price-

cost markups or elasticity-adjusted Lerner Index. Similarly to the individual firm case, if θ_i is equal to one, firms in the industry are jointly maximizing profits, known as perfect collusion. If the term is between zero and one, the parameter suggests “Cournot” competition among $1/\theta_i$ symmetric firms, and finally, if the term is zero, firms are producing as in perfect competition. Because of the Cournot results, $1/\theta_i$ is sometimes interpreted as the equivalent number of firms in the industry.

There is some issues dealing with static first order condition when measuring market power and they are developed in detail in Rajamaram & Alvarado (2002), Harvey & Hogan (2001) and Orans et Al (2003). They deal mainly with opportunity costs of energy limited resources, the effect of price caps, transmission congestion, etc. All those have been properly accounted for, leaving out periods when price caps were active, accounting for opportunity costs, etc. Others are controlled for by proper selection of the market and time horizon. Spanish market auction structure (as opposed to the now more common U.S. locational marginal pricing) and low contract penetration are key to select this market. For an in-depth treatment of this model, with exogenous and endogenous forward position, see Watts (2007).

5.2 Price Elasticity of Demand

The price elasticity of demand plays an important role in price setting models of electric markets. As shown by Kirschen et Al (2006), consumers can make many changes to reduce their demand levels or “flatten” their consumption levels during a period, in response to changes in price levels (price spikes). In most non-deregulated markets, the final consumer has not direct influence in the energy price levels, and demand can be considered like almost perfectly inelastic in the short run (there is almost no change in the quantity for a possible change in prices).

In deregulated electricity markets, several studies suggest a low elasticity of demand in the short run, but their value varies considerably from one study to the other.

As pointed out by Ocaña & Romero (1998) among others, in an imperfectly competitive environment, price elasticity and the structure of the supply side are key in price determination. That's why the changes in the elasticity levels for different demand scenarios must be factored in to analyze markets for "commodities".

Work	Demand's Type	High Demand	Low Demand	Average
Green & Newbery (1992)	English Spot Market	0.08	0.42	0.21
Wolfiam(1999)	English Spot Market	0.05	0.31	0.18
Bazan (2004)	Spanish Spot Market	0.10	0.50	0.40
Al Faris (2002)	CCC countries	0.04	0.18	
Filippini and Pachuari (2002)	Indian Electricity Market	0.16	0.39	
Mountain and Lawson (1992)	Ontario, Canada	0.003	0.14	
Jones (1995)	Industrial Demand, USA	0.05	0.28	

Tabla 5-1. Price Elasticity Estimations

In several studies it is possible to find a wide range of demand price elasticity of approximations. Lijesen (2004) among others, presents a review of several empirical studies about price elasticity in the short-run. Table 5-1 summarizes some short-run price elasticity being used mainly for market power studies

All these estimations show an inelastic behavior of electricity demand and elasticity moves to even lower values (closer to zero) for higher demand scenarios, compared with those from low demand periods. These results imply that while the demand shifts up, customers have lower opportunities to adjust their output in response to price changes, due to their strong need for using high levels of electricity.

Our price elasticity estimation (E_p) is based on a linearized local approximation to the demand curve around the equilibrium point, i.e. the marginal price and energy produced in the period. This is built using the willingness to pay for electricity given by the purchasing block-bids around that point. The final value of the price elasticity has the following form,

$$E_p = \left| \frac{1}{b} \cdot \frac{P}{Q} \right| \quad (10)$$

, where b represents the slope of the estimated inverse demand curve ($P = b \cdot Q + a$), with P and Q representing the equilibrium price and quantity.

The estimation of the best linear approximation is based on the identification of several points in the demand curve around the equilibrium point, and the construction of several regressions for each period, using a specific number of points for each line, for instance, 10 points around equilibrium, 9 points, 8, and so on. Figure 5-1 presents an example of this methodology for January 15, 2005, hour 9, where the equilibrium point has been identified and many several points around it.

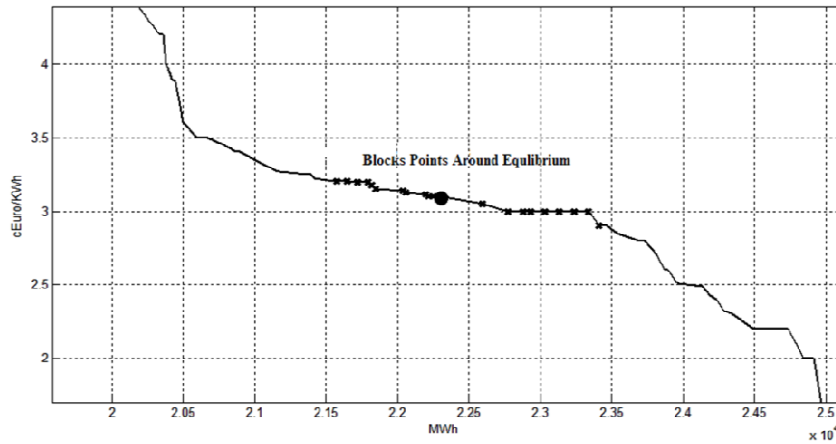


Figura 5-1. Points Identification around Equilibrium

The criterion used for the election of the best straight line aims identifying the best correlation coefficient from all proposed regressions. The algorithm includes many constraints to the best line election, based on different observed errors detected mainly in periods with important differences in price levels between demand blocks

close to the equilibrium point. Sometimes, those periods could be regarded as periods when different agents had divergent expectations on the market outcome. Figure 5-2 presents finally the regression line chosen for that period. The main hypothesis here is that for each period the expected price range is quite well known and willingness to pay far away from equilibrium has little to say on actual/observed demand behavior.

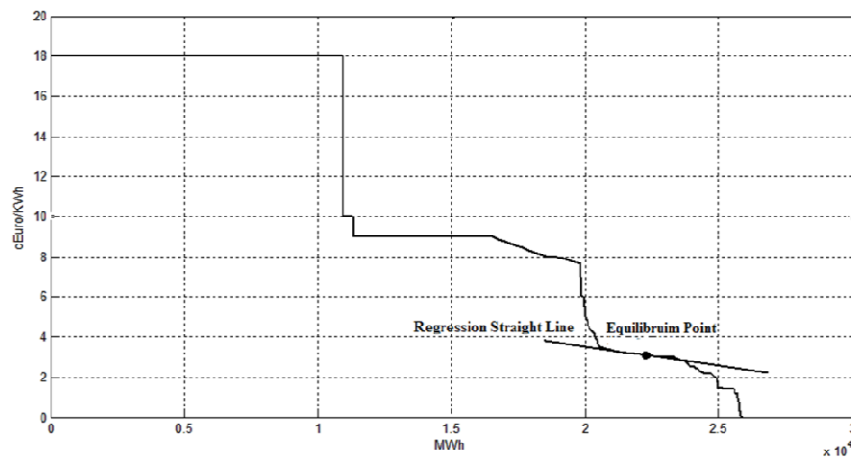


Figura 5-2. Regression Line around Equilibrium

6. ESTIMATIONS OF PRICE-COST MARKUPS AND CONDUCT PARAMETERS

In this section we analyze markups and elasticity-adjusted markups using two different methods. First, a direct measure requiring an estimate of marginal cost curve and, second, since marginal cost estimations are always subject to criticisms, we provide an alternative method, without the need of marginal cost data but relying on econometric techniques.

6.1 Direct Measures of Price-Cost Markups and Conduct Parameter

The direct model consist on measuring the price – marginal cost markups times the price elasticity of demand to compute the elasticity adjusted Lerner index. By doing this, it is possible obtaining system-average conduct parameter from equation (10) in the following form,

$$\theta_t = \frac{P_t - MC(\cdot)}{P_t} \cdot \left(\left| \frac{1}{b} \right| \cdot \frac{P_t}{Q_t} \right) \quad (11)$$

The direct measure is quite sensitive to the elasticity assumption, but since we now have measures of the demand slope, we don't need those exogenous assumptions about elasticity made by Wolfram or demand slope made by Green & Newbery (1992).

Our measures of price elasticity of demand require computing an average value of the slope of the inverse demand regression line obtained with the algorithm presented earlier and the day-ahead equilibrium price and quantity.

The marginal cost of the system is obtained by the construction of six marginal costs curves for winter and summer seasons from year 2003 to 2006 (starting from summer of 2003).

These curves have been based on the approximation of the marginal cost (MC) constructed for Agosti et Al (2007) for winter 2006, which is shown in Figure 6-1. This figure is also presenting equilibrium outcomes for this period and the MC curve when nameplate capacity is reduced by 20% (used later for robustness analysis). The MC curve of these authors presents average marginal costs for each technology, and the increasing marginal costs merit order for the whole system capacity, starting from the lowest marginal cost technology (run-on-river hydraulic units) up to highest one (Fuel-Gas) and peak-shaving dam hydraulics generators.

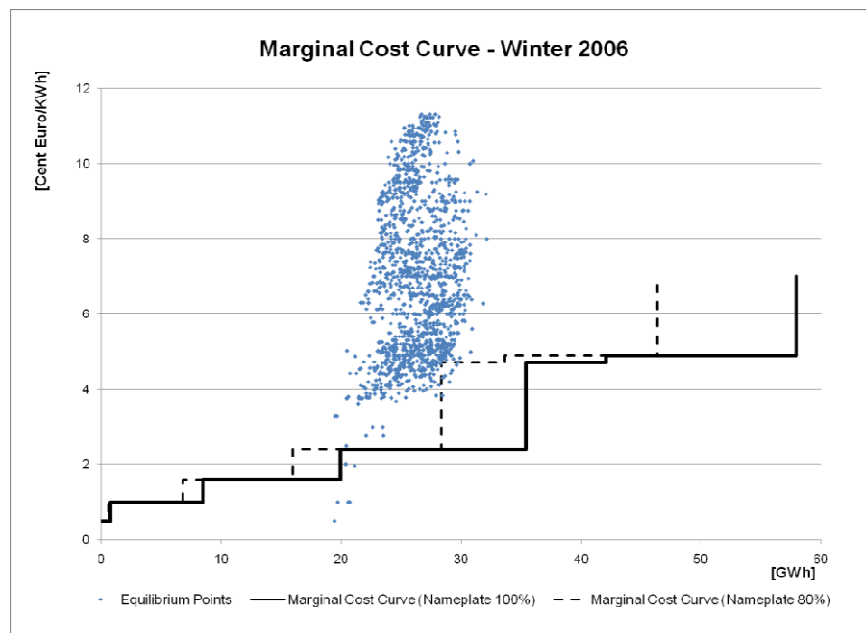


Figura 6-1. Marginal Cost Curve, Winter 2006

To reflect different level of marginal costs in the previous seasons (2003-2006), these curves are adjusted according to their variable costs (assuming the marginal cost is constructed only with fuel prices) and adjusting the capacity for each

technology, in each season, accounting for capacity growth. This method allows measuring with better precision the price-cost margins for each season.

6.2 Indirect Measures of Conduct Parameter

The indirect static model is based on the identification of the static market conduct parameter using the profit maximization first order condition of the whole supply side, equation (5). First, we estimate a linear version of the demand equation that allow us to identify changes in demand,

$$Q_t = X_t' \alpha - \sum P_t \cdot (SEASON) \cdot \beta_s + e_{dt} \quad (12)$$

, where P_t and Q_t represent the equilibrium price and quantity in period t period, X_t is the vector of demand instruments, and e_{dt} represents the error term. The vector α is composed by the coefficients of every demand instrument variable and $SEASON$ is a dummy representing winter and summer. This demand shifts up and down following the hourly, weekly and monthly stationalities modeled with fixed effects, omitted here only for clarity of the presentation.

The instruments of demand variables are composed by weather and environmental factors that have direct influence in the demand levels. These factors are: *SUMMER T°* and *WINTER T°* hourly for each season in the two most important industrial, commercial and residential cities in Spain: Barcelona and Madrid (average). Both variables represent the increase of energy consumption during more extreme conditions. In the case of winter days, *WINTER T°* is set to zero for periods with temperature above 10 degrees Celsius to avoid issues associated with temperatures in the comfort zone. The *WINDCHILL* index (only for winter periods), as implemented in the United States Department of Trade Commerce, presented for the National Oceanic and Atmospheric Administration, NOAA (www.noaa.gov), and based on the rate of

heat loss from exposed skin caused by wind and temperature present in the environment. Finally, *SUN* represent a “dummy” variable equal to 1 for daily hours and 0 nightly hours, according the solar schedule in Spain.

Demand regression is estimated using 2-Stage least square method (2SLS), due to the endogeneity bias in demand and offer curves (joint price and quantity determination). Initially we followed Wolfram method of estimation; price was instrumented using *NUCLEAR AVAILABILITY* variable (the same used in offer curve). The results show inadequate results in price instrumentation (see Appendix A.). Therefore was necessary look for other instruments. Finally, using Kim and Knittel (2006) approximation Kim & Knittel (2006), price was instrumented using *DEMAND FORECAST* realized by the System Operator (REE) of the Spanish system (Red Electrica de España, REE). At the next sub-chapter explain the effect and difficulties to use *NUCLEAR AVAILABILITY* as an instrument, in an electric system model.

Using the data and the regression coefficients obtained in demand estimation, it is possible to determine the ratio between the “constant” in the demand equation $X_t\alpha$, representing the intercept with y-axis (quantity-axis), and the slope of this equation (with respect to price) named β . These ratios lead to the conduct parameter θ . This intercept is not really constant as it changes hourly along with all demand stationalities.

The second part of the methodology is the construction of the supply relationship using direct information of the demand equation, estimated as,

$$P_t = Z_t'\gamma + Q_t\delta + \left(\frac{a_t}{b_t}\right) \cdot \frac{\theta}{1+\theta} + e_{st} \quad (13)$$

, where Z_t represents the vector of variables that shift marginal cost, represented by the *NUCLEAR AVAILABILITY* presented in the system for each hour and the *QUANTITY* of energy produced in t period, e_{st} is the error term and a_t/b_t is the ratio of the hourly intercept in the demand equation ($X_t\alpha$), divided by the derivative of the demand

equation (depending on the demand scenario), respect to price, presented as b_t . This also allows supply shifting up and down. The coefficient of this term contains the information about the conduct parameter theta, divided by $1 + \theta$.

DEMAND EQUATION	UNIT	AVERAGE	STDEV	MIN	MAX	#
<i>First Stage 2sls</i>						
DEMAND FORECAST	[GWh]	29.67	4.82	19.69	42.22	2,386
PRICE	[cent Euro / KWh]	3.64	1.37	1.23	7.07	2,386
<i>Second Stage 2sls</i>						
SUMMER price	[cent Euro / KWh]	3.58	1.30	1.40	6.57	1,464
WINTER price	[cent Euro / KWh]	3.70	1.45	1.23	7.07	1,202
SUMMER T°	[°C]	25.60	3.86	15.75	35.80	1,464
WINTER T°	[°C]	4.28	3.51	-3.25	9.95	1,202
Windchill	[°C]	5.30	4.31	-6.73	10.00	1,202
SUN	-	0.56	0.50	0	1	2,386
SUPPLY EQUATION	UNIT	AVERAGE	STDEV	MIN	MAX	#
NUCLEAR AVAILABILITY	[GWh]	7.19	0.50	5.34	7.54	2,386
QUANTITY	[GWh]	25.31	2.91	17.72	32.82	2,386

Tabla 6-1. General Model's Statistics

In the supply equation, *NUCLEAR AVAILABILITY* and *QUANTITY* of energy produced in each period along with all demand variables are used with ordinary least square estimation. The main statistics of each variable used in the previous model are presented in Table 6-1.

6.3 Using Nuclear Availability as Instrument for Price

Due to the correlation between price with the error term in demand and supply systems, it is necessary to find an instrument that allows to shape in a proper way the effect of the price on the demand, avoiding the problem of endogeneity of the system.

In order to instrument price, Wolfram (1999), who first applied this methodology to electricity markets, uses nuclear availability of every period as instrumental variable (corresponding to half an hour of the day of agreement to the

English energy market operation). Due to their low marginal costs characteristic and their limited regulation capabilities, in relation to other more expensive technologies, the whole available installed capacity operates during the day, and nuclear production diminishes if some plant goes out of service, permanently or temporarily for maintenance (both planned or forced) or any unforeseen failure.

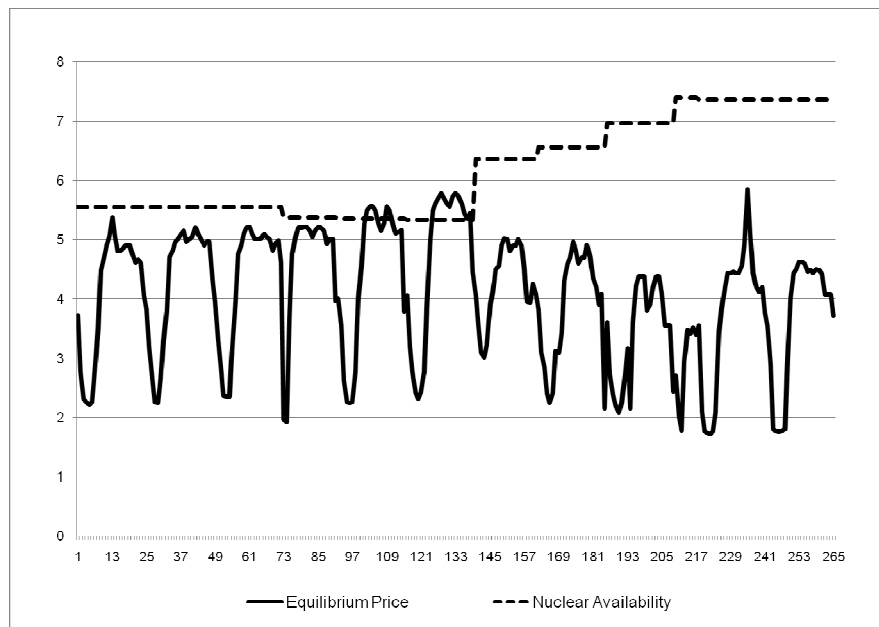


Figura 6-2. Nuclear Availability and Equilibrium Price – June 2003

Due to the low marginal cost of this technology, nuclear availability affects the level of prices strongly. For example, if part of the nuclear capacity is in maintenance, a larger number of thermal plants would have to generate energy instead, which causes larger marginal costs, and it would reflect in higher prices.

Following Wolfram (1999) we proceeded with the same instrumentation for the price on the Spanish energy market, using total nuclear power⁵ used in hourly periods (in agreement to the information obtained from the operator of Spanish market).

⁵ Correlation coefficient between price and nuclear availability is -0.130, while for price and demand forecast is 0.657.

We observed that nuclear incidents are not as frequent and do not reflect changes to hourly levels, unlike the levels of prices where there are strong fluctuations in the same day from one hour to the other. Figure 6-2 presents as example of a few days of June 2003 where it is possible to appreciate the evolution of price and nuclear availability and their seasonality, nuclear availability is much more stable than price.

Due to this problem we looked for instruments that were experiencing changes more frequently, with similar periodicity at all levels (schedule, daily, weekly, hourly, etc.), coming finally to the election of the Spanish demand forecast realized by the Spanish System Operator (REE), as used by Kim & Knittel (2006) on the Californian market.

7. RESULTS AND ANALYSIS

In this section we first present our measures of demand slope and price elasticity for the Spanish spot market. Then, using those measures we compute system-wide conduct parameters with direct measures of price-cost markups (relying in marginal cost data). Finally, we present our indirect estimation of the conduct parameter without relying on marginal cost data.

7.1 Measures of Price Elasticity of Demand

From a universe of 10.827 1-hour periods from winter and summer, from years 2003 (June, July, August and December), 2004 and 2005 (January, February, June, July, August and December) and 2006 (January and February), a total of 9.856 periods passed the “regularity” constraints necessary to fit a demand curve presented in chapter 5. The estimation of the slope of the inverse demand curve (b), for all the study period averages -2.8 cents €/TWhr and the standard deviation of -4.2 (Data on prices is on cents €/KWhr while energy is in GWhr).

Table 7-1 presents several measures of the slope of the inverse demand curve for different demand scenarios. Scenarios are divided into high, medium and low demand levels aiming to find certain tendency inside these groups. Some data points have been included in more than one demand level, as it is obvious, for instance, with hours 11, 12 and 13, and weekend days or weekdays. This increases importantly the standard deviation of the presented scenarios; however, this information aims to give just an idea for the movement of the slope of demand without any control.

SCENARIO	Q LEVEL	SLOPE AVERAGE	SLOPE STDEV	Q AVERAGE	Q STDEV	P AVERAGE	P STDEV	#
summer - week - working hour	High	-3.20	3.31	26.95	2.77	4.78	2.04	1,223
Hour 22 - 23	High	-4.60	5.59	25.92	2.15	4.55	1.90	796
Hour 11 - 12 - 13	High	-3.39	4.48	25.88	3.38	4.63	2.37	1,139
winter - week - working hour	High	-4.72	6.70	25.83	2.51	4.44	2.53	1,140
Hour PM	High	-3.61	4.71	25.70	3.03	4.41	2.13	4,654
winter - week - non working hour	Med	-3.20	4.76	25.15	3.35	3.98	2.11	2,156
summer - week - non working hour	Med	-2.08	2.72	23.75	3.11	3.49	1.58	2,360
winter - weekend - non working hour	Med	-2.55	4.53	23.54	3.47	3.76	1.92	1,143
Hour AM	Med	-2.11	3.60	23.04	3.18	3.31	1.61	5,202
winter - weekend - working hour	Low	-2.72	4.22	22.64	2.84	3.29	1.67	277
summer - weekend - working hour	Low	-2.72	3.23	22.06	2.46	3.32	1.27	253
Hour 3 - 4 - 5	Low	-0.91	1.08	21.80	2.76	2.76	1.10	1,348
summer - weekend - non working hour	Low	-1.78	2.39	21.60	2.34	3.09	1.18	1,304
TOTAL DATA		-2.82	4.23	24.30	3.38	3.83	1.95	9,856

Tabla 7-1. Slope Of Inverse Demand Curve

Lower levels of standard deviation requires more refined demand scenarios, as those presented next in Table 7-2, where there is a clear difference between peak and non-peak periods.

SCENARIO	Q LEVEL	Slope AVERAGE	Slope STDEV	Q AVERAGE	Q STDEV	P AVERAGE	P STDEV	#
Summer - Peak	High	-3.04	3.18	28.01	2.74	5.40	2.55	484
Winter - Peak	High	-4.79	4.93	28.08	2.31	5.69	2.82	219
Summer - Non Peak	Low	-0.96	1.03	21.41	1.66	2.60	0.96	300
Winter - Non Peak	Low	-0.78	0.89	23.05	3.30	3.10	1.47	276
TOTAL DATA		-2.93	4.17	25.31	3.21	4.26	2.30	4,139

Tabla 7-2. Slope of Inverse Demand Curve, Peak & Non-Peak

Here it is easy to see that equilibrium demand levels from the different demand scenarios are positively correlated with their day-ahead prices. Correlation coefficient between price and energy produced is around 0.671 for the whole data set.

As expected equilibrium price and energy demanded in a single period moves in the same direction.

As shown earlier, price elasticity of demand is obtained through the reciprocal of the linear demand's slope, and the ratio of the equilibrium price and quantity in the day-ahead market. Our results show an average elasticity with all data, close to 0.18, with a standard deviation of 0.19 for all periods.

Price elasticities obtained for the peak and non-peak consumption periods of winter and summer working days, from Tuesday to Thursday are shown in Table 7-3. Days from Tuesday to Thursday are better behaved than Monday and Friday because of the weekend influence, and we will focus on those days only for econometric estimation.

SCENARIO	Q	Ep		Q	Q	P	P	#
	LEVEL	AVERAGE	Ep STDEV	AVERAGE	STDEV	AVERAGE	STDEV	
Summer - Peak	High	0.129	0.16	28.01	2.74	5.40	2.55	484
Winter - Peak	High	0.107	0.14	28.08	2.31	5.69	2.82	219
Summer - Non Peak	Low	0.414	0.40	21.41	1.66	2.60	0.96	300
Winter - Non Peak	Low	0.448	0.41	23.05	3.30	3.10	1.47	276
TOTAL DATA MWJ		0.163	0.22	25.31	3.21	4.26	2.30	4,139
TOTAL DATA		0.177	0.18	24.30	3.38	3.83	1.95	9,856

Tabla 7-3. Price Elasticity, Peak & Non-Peak, Working Hours

Consistent with the literature, these scenarios suggest that periods with higher demands are characterized by more inelastic demands, e.g. elasticity levels during dusk hours (22 and 23) seem lower than those from dawn hours (3, 4 and 5), although standard deviations are quite high here, because no control for temperature, sunlight, season, month, hour, etc, has been introduced yet. The conclusions about the estimations of the price elasticity of demand are:

- The electricity demand in the wholesale spot market is fairly inelastic, turning even more insensitive to prices during high-demand scenarios.

- The value of the price elasticity varies considerably from one scenario to the other. It is possible to appreciate important differences between days of the week, especially between weekdays and weekend.
- There are important differences in elasticity for time periods even in the same day. It's important to differentiate working hours from the other hours, especially with the dawn hours.
- Differences across seasons, winter and summer, seem to be relevant, as price (inverse demand) is more sensitive to quantity changes in winter (when demand is larger). However, elasticity differences across seasons are smaller.

7.2 Direct Measures of Price-Cost Markups and Conduct Parameters

The results of the direct measures of the conduct parameter of the system are divided in two parts: direct measures of price-cost markups and estimation of conduct parameters for different demand scenarios (using the price elasticity of demand estimations). First, the markups present high positive results in the most part of the horizon of study, with an average of 0.39 over the marginal cost (Lerner Index) with a standard deviation of 0.25. This is 2.14 cent €/KWh, suggesting some level of market power from the energy producers. Table 7-4 presents different markups for the same scenarios shown previously. Results suggest different markups for different demand levels in weekdays, decreasing during periods of low demand.

SCENARIO	Q LEVEL	Lerner AVERAGE	Lerner STDEV	Q AVERAGE	Q STDEV	P AVERAGE	P STDEV	MG AVERAGE	#
Summer - Peak	High	0.471	0.19	28.01	2.74	5.40	2.55	2.89	484
Winter - Peak	High	0.498	0.24	28.08	2.31	5.69	2.82	0.66	219
Summer - Non Peak	Low	0.180	0.28	21.41	1.66	2.60	0.96	3.43	300
Winter - Non Peak	Low	0.268	0.21	23.05	3.30	3.10	1.47	1.10	276
TOTAL DATA MWJ		0.393	0.26	25.31	3.21	4.26	2.30	1.96	4,139
TOTAL DATA		0.386	0.25	24.30	3.38	4.01	2.14	2.14	9,856

Tabla 7-4. Markups Results

The estimation of conduct parameters, as an elasticity-adjusted price-cost markup, shows an average for the conduct parameter of 0.065 (with a standard deviation of 0.045). Table 7-5 presents estimations for the conduct parameter θ_i for different scenarios of demand. Although, they change from one scenario to the other, they are always relatively low. In average, they are consistent with those from a “Cournot” oligopoly of 15 symmetric firms. A 15-firm symmetric Cournot would be similar to perfect competition in different (more elastic) scenario, but the high price-cost markups are mainly explained by the low demand elasticity, not the conduct parameter.

The conduct parameter is relatively low for such important levels of markups. This is explained mainly because in this kind of market, with such highly inelastic demand, very little change in output is associated with large changes in prices, even with a large number of firms. So, any behavioral change on the industry could produce a significant price and price-cost markup change.

SCENARIO	YEAR	Theta AVERAGE	Theta STDEV	Q AVERAGE	Q STDEV	P AVERAGE	P STDEV	T-TEST	#
Summer - Peak	2003	0.094	0.012	27.56	1.44	4.98	0.58	***	168
Summer - Non Peak	2003	0.056	0.024	20.97	0.83	2.12	0.41	***	94
Winter - Peak	2004	0.047	0.033	28.30	2.46	3.19	1.07	**	92
Winter - Non Peak	2004	0.026	0.021	20.14	1.55	1.80	0.25		103
Summer - Peak	2004	0.050	0.031	26.01	1.61	3.27	0.85	**	187
Summer - Non Peak	2004	0.035	0.029	20.18	0.93	1.81	0.28		102
Winter - Peak	2005	0.100	0.015	28.91	2.13	5.61	1.01	***	66
Winter - Non Peak	2005	0.019	0.029	22.16	1.27	2.62	0.45		84
Summer - Peak	2005	0.108	0.018	31.50	1.83	9.04	1.69	***	129
Summer - Non Peak	2005	0.061	0.014	22.99	1.52	3.80	0.42	***	104
Winter - Peak	2006	0.128	0.007	26.84	1.71	9.55	1.15	***	61
Winter - Non Peak	2006	0.084	0.012	27.25	1.17	5.05	0.65	***	89
TOTALDATA MWJ		0.066	0.047	25.31	3.21	4.26	2.30	*	4,139
TOTALDATA		0.065	0.045	24.30	3.38	4.01	2.14	*	9,856

Tabla 7-5. Conduct Parameter, Direct Model

The conduct parameter estimated for different scenarios suggest higher levels of market power in high demands periods. Narrowing down scenarios as presented above reduced parameter variances. For periods with lower levels of

demands, the parameter is smaller, closer to perfect competition, and often they are not significantly different from zero, but still variances are quite high. For winter 2005-2006, we find the largest conduct parameter, suggesting conduct as in an 8-firms symmetric Cournot oligopoly, this is quite consistent with the high prices observed in the market, while in lower demand levels, it could go as low as 40 equivalent firms. The low price elasticity of demand allows for a large number of oligopolistic producers that are still capable of changing production little (small levels of unilateral market power) while still getting a significant price increase.

7.3 Indirect Measures of the Conduct Parameter

Previous direct measures are complemented here with indirect measures of firms' conduct parameter, where marginal cost need not to be known ahead of time. This model has been constructed based on the estimation of a demand and supply equation, including the variables presented in chapter 6, using 2.386 periods in week days (Tuesday, Wednesday and Thursday) for winter and summer seasons, starting in summer 2003 to winter 2005. February 2004 and August of 2003 and 2004 are excluded, because as pointed out in Valor et Al (2001) they later have a troublesome behavior due to the vacation period. This also produces inconveniences with the price instruments.

Standard errors are corrected using Newey and West (1987) serial correlation procedure with lag 3 (for Heterokedasticity and robustness of the model). Demand equation includes dummies to control for monthly, and daily and hourly changes in demand interacted with seasonal fixed effects (day-hours x *WINTER* and day-hours x *SUMMER*).

DEMAND CURVE			CONFIDENCE INTERVAL		
REGRESSOR	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	CORRECTED STANDARD ERROR	T	T TEST
SUMMER-PEAK price	-4.436	0.497	3.454	1.284	*
WINTER-PEAK price	-2.374	0.360	1.739	1.365	*
SUMMER T°	0.233	0.015	0.104	2.240	***
WINTER T°	0.008	0.012	0.050	0.15	
WINDCHILL	0.018	0.008	0.028	0.64	
SUN	-0.261	0.193	0.628	0.42	
Constant	39.914	1.877	8.985	4.44	***
Adjusted R-Squared = 0.901					
Number of Obs = 2,386					

Tabla 7-6. Demand Curve Regression

SUPPLY CURVE			CONFIDENCE INTERVAL		
REGRESSOR	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	CORRECTED STANDARD ERROR	T	T TEST
NUCLEAR AVAILABILITY	-0.769	0.034	0.045	17.21	***
QUANTITY	0.317	0.009	0.013	24.40	***
(AT/BI)	0.058	0.007	0.012	4.68	***
Constant	0.358	0.276	0.399	0.90	
Adjusted R-Squared = 0.6235					
Number of Obs = 2,386					

Tabla 7-7. Supply Curve Regression

Table 7-6 and 7-7 presents the results for both demand two-stage least square and supply ordinary least squares regression, including the coefficients from all regressors and the T-test with confidence interval for 90, 95 and 98%. The First stage of the regression in demand is included in Appendix.

The regression coefficients show appropriate sizes and signs. In the demand, the four dummy variables behave negatively while interacted with price. As expected, energy demanded, show less influence from price in *WINTER* periods, when demand is higher than in *SUMMER*. Results show important differences between these two scenarios. *NUCLEAR AVAILABILITY* moved in an inverse way that the price, because

this technology is one of the cheapest, and the increase of its available capacity move the marginal cost curve to the right, leading to lower levels of prices.

The conduct parameter, presented as the regression coefficient of the ratio (a_i/b_i) reaches a value of 0.062, which suggest competition “*a la Cournot*” but with multiple suppliers. This suggests the presence of unilateral, but very limited, market power. This is also in the range of the direct measure of the conduct parameter performed before.

8. CONCLUSIONS

This article presents different measures of the competitiveness of the Spanish electricity market. The horizon of study, as opposed to those from other references, is well after the deregulation of the generating and distributing activities started, with a more mature market and a larger number of relevant players. Due to this, the duopoly assumption, often used on earlier studies, is no longer valid.

This analysis is specially focused on the day-ahead market and presents two different approximations for estimating suppliers conduct parameter; one is a direct method relying on marginal cost data, while the second is an indirect method for estimating system-wide conduct parameter.

Our implementation of the direct method place great attention to the influence of price elasticity of demand at the wholesale level. We achieve this by using demand willingness to pay around equilibrium from demand bid blocks, right at the same spot market we are working with. This allows us making estimations of this extremely short-run elasticity, with results aligned with some of the studies summarized on chapter 5. This is a contribution to the market power literature as well, as other studies regarding demand elasticity use more advanced formulations, but not compatible with the static nature (or repeated game nature) of these market power studies.

Having our own demand elasticity has the advantage (over previous studies), of using elasticity changes according to each demand scenario and save us from borrowing other markets elasticities that may have quite different time frames, demand levels, demand response characteristics, and willingness to pay for electricity that limit the validity of the study.

The indirect method does not require marginal cost data, and has not been implemented in the Spanish market. On this model we incorporated different methodological advances such as better instrument for price, by using the operator demand forecast. This allows us, as opposed to Wolfram study, to get demand price slopes significantly different from zero at high confidence level.

Results show important mark-ups (sometimes close to 40%), but with more origin on the elasticity of demand than in market power exercised unilaterally for the biggest firms of the market. The behavior of consumers in the day-ahead market has been accounted for appropriately, allowing us obtaining better measures of market power than previous studies, especially for the Spanish market.

While previous studies in the Spanish market suggested certain levels of implicit collusion between energy producers, these results don't presents that kind of evidence. Not even at peak time. In our case we find static oligopolistic competition more plausible than a dynamic collusive one, because in all cases results show limited unilateral power market, presented as a Cournot-type of competition among multiple firms. Far away from the two-firm model proposed earlier.

Our results don't pretend to reject results from previous studies, but show how the evolution of the market's competitiveness is taking place, as the market matures, it shows the progressive decrease of market power exercised by the generating firms, mainly promoted by the entrance of new production agents and the continuous modifications in the regulatory body in place, including limitations on the largest suppliers.

BIBLIOGRAFIA

- Agosti, L., Padilla, J., and Requejo, A. (2007): "El Mercado de Generación Eléctrica en España: Estructura, Funcionamiento y Resultados," *Economía Industrial* n° 364, pp. 21-37.
- Allaz, B. and Vila, J. L. (1993): "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency," *Journal of Economic Theory*, 56, pp. 1-16.
- 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*.
- Bresnahan, T. (1989): "Chapter 17: Empirical Studies of Industries with Market Power," *Handbook of Industrial Organization*, 2, p. 1011.
- Ciarreta, A. and Espinoza, M. (2003): "Market Power in the Spanish Wholesale Electricity Market," *Instituto Valenciano de Investigación Económica*.
- Department of Justice and Federal Trade Commission Horizontal Merger Guidelines, U.S., "The Herfindahl-Hirschmann Index," Antitrust Division.
- Fabra, N. and Toro, J. (2005): "Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market," *Universidad Carlos III and CEPR*.
- Green, E. and Porter, R. (1984): "Noncooperative Collusion Under Imperfect Price Information," *Econometrica*, 52, pp. 87-100.
- Green, R. and Newbery, R. (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market," *The Journal of Political Economy*, pp. 929-953, October.
- Harvey, S. and Hogan, W. (2001): "Market Power and Withholding," *in Harvard*.
- Kim, D. and Knittel, C. (2006): "Biased in Static Oligopoly Models? Evidence from the California Electricity Market," *The Journal of Industrial Economics*.
- Kirschen, D., Strbac, G., Cumperavot, P. and Paiva Mendez, D. (2006): "Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices," *IEEE Transaction on Power Systems*.

- Kuhn, K-U. and Machado, M. (2004): "Bilateral Market Power and Vertical Integration in The Spanish Electricity Spot Market," *University of Michigan, CEPR and Universidad Carlos III de Madrid*.
- Lijesen, M. (2004): "The Real-Time Price Elasticity of Electricity," *Energy Economics*.
- Nevo, A. (2001): "Measuring Market Power in the Ready-To-Eat Cereal Industry," *Econometrica* , 69.
- Newey, W. and West, K. (1987): "A Simple, Semi-Definite, Heteroskedasticity and Autocorrelation Consistent Covariance Matrix," *Econometrica* , 55, 703-708.
- Ocaña, C. and Romero, A.(1998): "Una Simulación del Funcionamiento del Pool de Energía Eléctrica en España," *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*, España.
- Operador del Mercado Electrico Español, OMEL (1999): "Funciones del Reglamento del Operador de Mercado Español," www.omel.es/frames/en/index_eng.jsp.
- Orans. R., Olson, A. and Opatrny, C. (2003): "Market Power Mitigation and Energy-Limited Resources," *The Electricity Journal* , 16, 20-31.
- 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.
- Puller, S. (2006): "Estimation of Competitive Conduct when Firms are Efficiently Colluding: Addressing the Corts Critique," Department of Economics, Texas A&M University.
- Puller, S. (2007): "Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market," *Review of Economics and Statistics* , 75-87.
- Rajaraman, R. and Alvarado, F. L. (2002): "Disproving Marjet Power," *PSERC*.
- Red Electrica de España, REE, "Sistema de Información del Operador del Sistema e-sios," <http://www.esios.ree.es>
- Valor, E., Meneu, V. and Caselles, V. (2001): "Daily Air Temperature and Electricity Load in Spain," *American Meteorological Society*.
- Watts, D., Atienza, P. and Rudnick, H. (2002): "Second Generation Reforms in Chile, Power Exchange Model. The Solution?," EuroPES, *Second IASTED International Conference, Power and Energy Systems*, Greece.

- Watts, D. and Alvarado, F.L. (2003): "The Influence of Futures Markets on Real Time Price Stabilization in Electricity Markets," *proceeding of the Hawaii International Conference On System Sciences*, Hawaii.
- Watts, D. and Alvarado, F.L. (2004): "Futures Market Impacts on Electricity Prices," *8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems PMAPS*, Iowa.
- Watts, D. (2007): "Competition and Equilibria in Electricity Markets Based in Two-Settlement Systems: A Conjetural Variation Approach," *Department of Electrical Engineering, University of Wisconsin Madison*.
- Wolfram, C. (1999): "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market," *American Economy Review* , pp. 809-826.

ANEXOS

9. ANEXOS

9.1 Anexo 1. Balance de Potencia y Energía Eléctrica en España

Balance de Potencia (MW) 2003-2006 España				
Tecnología	2003	2004	2005	2006
Hidráulica	16.658	16.658	16.658	16.658
Nuclear	7.876	7.876	7.876	7.716
Carbón	12.075	12.075	11.934	11.934
Fuel-Gas	9.926	10.158	9.107	9.425
Ciclo Combinado	4.394	8.285	13.134	16.410
Total Régimen Ordinario	50.929	55.053	58.709	62.144
Hidráulica	1.496	1.600	1.758	1.809
Eólica	5.491	8.507	9.928	11.279
Otras Renovables	711	791	975	1.128
No Renovables	6.344	6.476	6.716	6.839
Total Régimen Especial	14.042	17.373	19.377	21.055
Total	64.971	72.426	78.086	83.199

Tabla 9-1. Balance Potencia, Mercado Español

Balance de Energía (GWh) 2003-2006 España				
Tecnología	2003	2004	2005	2006
Hidráulica	38.774	29.777	19.179	25.330
Nuclear	61.875	63.606	57.539	60.126
Carbón	75.796	80.097	80.911	69.326
Fuel-Gas	17.703	17.912	19.072	14.432
Ciclo Combinado	14.990	28.974	50.916	67.012
Total Régimen Ordinario	209.138	220.365	227.607	236.226
Consumos en Generación	- 8.886	- 9.550	- 9.939	- 9.770
Total Régimen Especial	40.491	46.059	51.087	50.883
Hidráulica	4.935	4.547	3.650	3.971
Eólica	12.140	15.916	20.706	22.924
Otras Renovables	3.353	3.466	4.153	4.184
No Renovables	20.063	22.130	22.578	19.804
Generación Neta	240.743	256.874	268.756	277.339
Consumos en Bombeo	- 4.678	- 4.605	- 6.709	- 5.261
Intercambios Internacionales	1.264	- 3.027	- 1.343	- 3.280
Total	237.329	249.242	260.704	268.799

Tabla 9-2. Balance de Energía, Mercado Español

9.2 Anexo 2. Funciones y Reglamento, Operador de Mercado 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.
- Comunicar 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.

9.3 Anexo 3. Rutina de Obtención de Recta de Regresión

Para realizar el algoritmo explicado anteriormente, se utilizó como base la herramienta computacional MATLAB. En este programa se cargan dos matrices que contienen la información de precios, cantidad de equilibrio, y las curvas de demanda de todos los períodos horarios presentes en un mes determinado (se construyeron estas curvas utilizando los datos de la página web del Operador de Mercado y se ordenaron por mes utilizando el programa Microsoft Access, con el fin de trabajar de manera más ordenada y amigable). La primera contiene todas las curvas de demanda de un mes determinado, el cual se ha asignado con el nombre “DEM-XXXXX”, (las letras equivalen al nombre del mes que se está trabajando). La segunda matriz contiene todos los precios de equilibrio del mes designado, el cual se ha llamado “PRECIOS-XXX” (las equis representan las tres primeras letras del mes señalado)

Las rutinas que contiene el algoritmo presentado son las siguientes:

9.3.1 Precio y Cantidad de Equilibrio

Se carga para la hora determinada para todos los días del mes el precio de equilibrio y la cantidad de energía casada en una variable PTOEQ (matriz con un número de filas correspondiente al número de días que tiene el mes, por 5 columnas). Esta rutina es llamada EQUILIBRIO-XXX.m (que representan las tres primeras letras del mes señalado). La matriz señalada se conforma de la siguiente manera:

$$\left[P_{eq} - Q_{eq} - Dia - Hora - DiaSemana \right]$$

9.3.2 Determinación de la Curva de demanda

El siguiente paso es correr la rutina R2TEND7-XXX.m. En una matriz llamada DIAHORA se guarda la curva de demanda de la primera del primer día de la hora señalada, obtenida de la matriz DEM-XXXX, especificando el precio y la demanda de cada bloque de energía. Estos bloques se ordenan en forma descendente de acuerdo al precio de cada bloque. La cantidad de bloques en cada período oscila entre 110 y 130.

9.3.3 Especificación del Punto de Equilibrio

La siguiente rutina consiste en obtener el número de datos que posee la curva de demanda hasta llegar al punto de equilibrio. Este valor se guarda en la variable ANTESEQ. Además de esta variable se procede a generar dos variables que definen 10 puntos hacia abajo del punto de equilibrio y 10 hacia arriba, los cuales son llamadas RANGOBAJO y RANGOALTO respectivamente. Finalmente se obtiene un total de 21 puntos.

9.3.4 Restricción 1

Al realizar pruebas gráficas se detectó un problema importante en la curva de demanda en torno al punto de equilibrio. Este problema consistía en que el punto de equilibrio coincidía con un escalón importante, lo que alteraba de manera importante el ajuste de la recta de regresión. Para evitar este problema la rutina omite todo el procedimiento que se entregara a continuación y entrega una recta formada por el punto anterior y posterior al punto de equilibrio (recta simple en torno al punto de equilibrio). En otras palabras, todo el proceso de rutinas de regresión y optimización por coeficiente de correlación es omitido.

Para certificar esta restricción el sistema chequea la diferencia entre todos los peldaños que se producen entre los puntos que entran entre los 21 elegidos anteriormente (cabe señalar que en algunos casos la diferencia entre un bloque y otro es de cero, por no variar el precio de demanda de cada bloque, pero se siguen tomando como dos puntos diferentes). Estas diferencias se guardan en una matriz “check0”, del cual se obtiene el promedio y la desviación estándar de las diferencias. El criterio utilizado arbitrariamente para pasar esta restricción es que la diferencia entre el punto de equilibrio y el punto anterior a éste, y el punto de equilibrio con el posterior a éste sea MENOR que el promedio de diferencias mas dos veces la desviación estándar. Si se cumple este criterio el proceso pasa al siguiente proceso, que también viene dado por una segunda restricción.

9.3.5 Restricción 2

Otro problema observado en el número en la elección de la recta de regresión era el problema del ajuste cuando se tomaban en cuenta muchos puntos. La caída en el precio de manera importante entre dos bloques seguidos se daba repetidamente. Si bien la maximización del coeficiente de correlación nos da un ajuste interesante para la recta de regresión, la utilización de una cantidad mayor de puntos puede aumentar el valor de este parámetro, sin que necesariamente entregue el ajuste adecuado a la recta en torno al equilibrio. En un principio se estaban utilizando 20 puntos anterior al punto de equilibrio y veinte puntos posterior a éste, por lo que para evitar errores en el ajuste se decidió acotar a 21 puntos (10 ante y 10 posterior al equilibrio), como puntos iniciales⁶. El procedimiento a procede tomar la matriz

⁶ Esto se debe a que la recta que se quiere obtener se mueve en torno al punto de equilibrio y no en torno a todos los puntos. Pensando en que la curva de demanda se compone entre 110 y 130 puntos, Se tiene una mejor aproximación se tomamos un menor número de puntos en torno al equilibrio. Arbitrariamente

CHECK0 obtenida en el punto anterior y maximizar las diferencias. Este valor es guardado como una variable TENDENCIA, el cual puede estar anterior o posterior al punto de equilibrio. El criterio a utilizar para definir los puntos a evaluar es el siguiente: “si la tendencia se encuentra bajo el punto de equilibrio se procede a tomar el punto bajo de la tendencia y todos los puntos siguientes, hasta el punto que coincide, sobre el punto de equilibrio, con la diferencia entre el primer punto y el equilibrio”. En el caso de que la tendencia esté sobre el punto de equilibrio se hace de manera similar tomando puntos bajo el equilibrio. Por ejemplo, si la mayor tendencia de una curva de demanda se produce entre los puntos 45 y 46, y el punto de equilibrio se encuentra en el número 65, el rango de puntos seleccionar para el siguiente paso en esta rutina se mueve entre el punto 46 y el punto 76 ($65-46=11$, $65+11=76$). Si la tendencia máxima se produjera entre el punto 76 y 77 el rango sería el mismo.

9.3.6 Rectas de Regresión sobre un Periodo Determinado

Al tener los bordes en el rango requerido se procede a realizar las rectas de regresión y a guardar los valores de la recta (pendiente y corte en el eje de las ordenadas) y el coeficiente de correlación obtenido para cada regresión. Se genera una matriz R2TOT que guarda cada una de las rectas de regresión y el parámetro r^2 . La rutina comienza con la primera regresión que incluye todos los puntos en el rango. Las siguientes regresiones se realizan eliminando cada punto de los bordes, uno a la vez y alternando, hasta realizar la ultima regresión que contiene el punto de equilibrio y el punto anterior y posterior a éste. El siguiente esquema explica de mejor manera lo realizado.

se decide acotar el número de puntos y dejarlo como punto de partido un número de puntos que cubre aproximadamente el 15% del total

9.3.7 Maximización del Punto de Equilibrio y Obtención de la Elasticidad

Luego de obtener la matriz señalada anteriormente se procede a maximizar el coeficiente de correlación entre las regresiones realizadas. El valor obtenido se ubica en la matriz y se guarda en una nueva matriz que incluirá parte de la información. La matriz es denominada “REGMEJOR”, que incluye los datos de la recta de regresión y la elasticidad precio de la demanda, y se forma de la siguiente manera:

$$\left[Dia - Hora - DiaSemana - r_{\max}^2 - b_{\max} - a_{\max} - \eta - Desvest - P_{eq} - Q_{eq} \right]$$

9.3.8 Ciclo de Rutinas

Terminando el punto anterior el sistema procede a borrar las matrices utilizadas en torno al proceso completo, a excepción de la matriz PTOEQ y REGMEJOR y comienza el proceso nuevamente, para el siguiente día (hay que recordar que la hora está predeterminada). La matriz REGMEJOR guarda la información en la siguiente fila, hasta completar el número de días del mes.

9.4 Anexo 4. Errores en la Estimación de la Recta de Regresión

El gráfico de la Figura 9-1 presenta el error que se repite en las rectas de regresión que poseen un escalón importante en los puntos cercanos al punto de equilibrio. La siguiente figura corresponde a una semana del mes de enero del año 2004, en períodos correspondientes a las 11 de la mañana (demanda media).

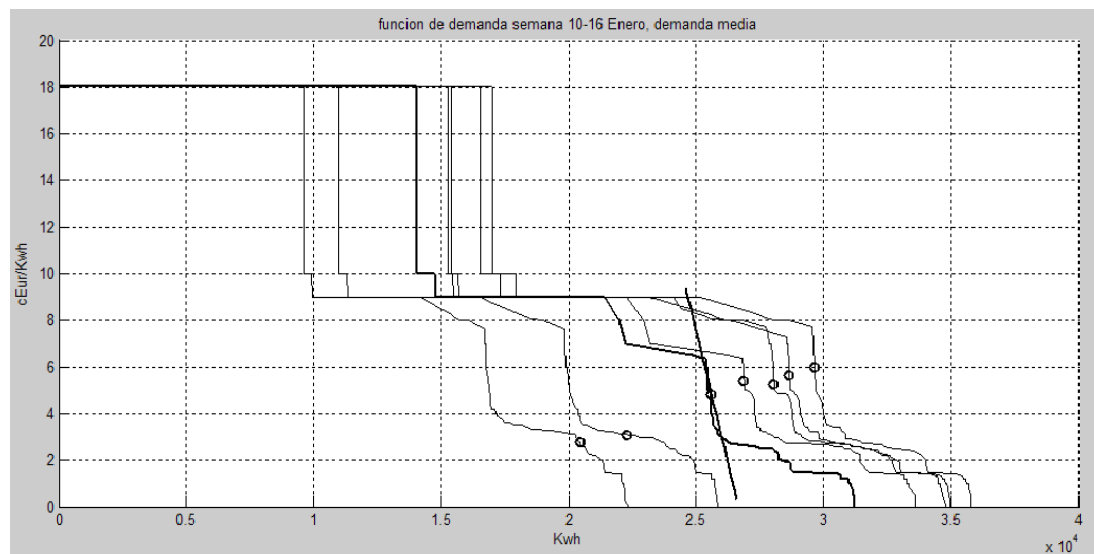


Figura 9-1. Error en la Obtención de la Recta de Regresión

La curva remarcada corresponde al día lunes de la semana, y se puede apreciar además la recta de regresión obtenida en el algoritmo, y que contiene la restricción señalada. Claramente se puede apreciar un escalón importante en torno al punto de equilibrio. La Figura 9-2 muestra de mejor manera la diferencia.

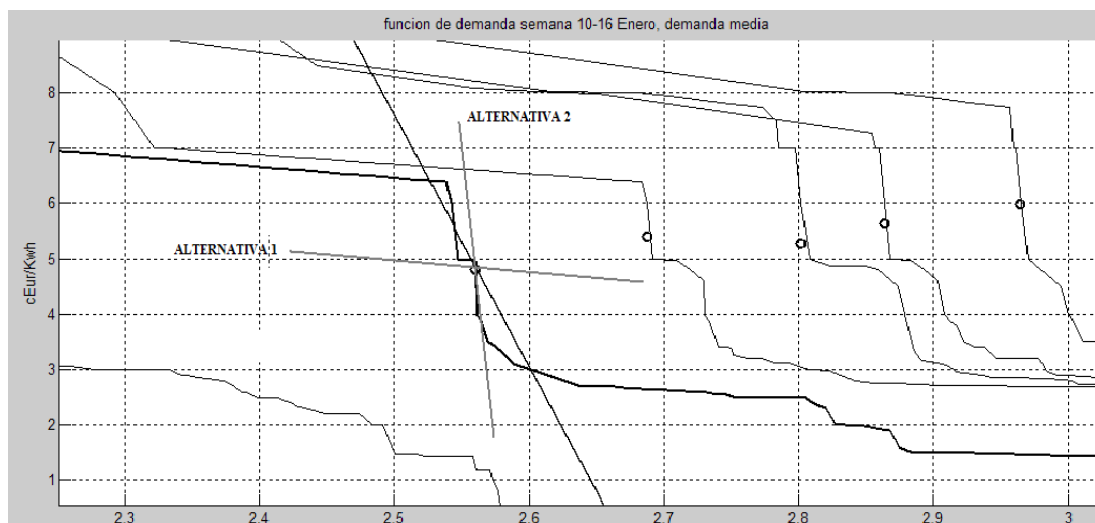


Figura 9-2. Alternativas a la Generación de la Recta de Regresión

Como dijimos anteriormente, la recta de regresión remarcada en negro representa el resultado entregado por el algoritmo utilizado, sin embargo podríamos definir dos diferentes criterios que entregarían rectas totalmente diferentes. El primer caso, denominado ALTERNATIVA 1 en el gráfico anterior, toma la idea de que pese a la caída importante en el precio antes del punto de equilibrio y que continua después de este punto, la planicie observada influye de manera importante en el desarrollo de la recta, la cual entregaría una curva de pendiente mínima. Si tomamos como criterio la caída en torno al precio, despreciando el efecto que causa el escalón en torno al punto de equilibrio (el cual llamamos ALTERNATIVA 2), la curva tendría una pendiente bastante pronunciada, incluso mayor a la alternativa que entrega el algoritmo. Estos tres resultados se contraponen de manera importante, y alteran la elasticidad real que podría tener esta curva.

La pregunta importante es cuál de estos tres criterios tomamos en cuenta. En el caso anterior, podríamos señalar que la ALTERNATIVA 2 es la más confiable, debido a que las rectas de regresión de los otros días de semana tendrían una pendiente similar. Pero qué pasa en otros casos, por ejemplo con escenarios de demanda baja, o

días de fin de semana. Como no se puede llegar a acuerdo en ninguna de las tres alternativas, estos puntos los eliminamos de nuestro set de datos.

Finalmente es importante agregar que para la obtención de la elasticidad precio de la demanda, hemos supuesto que este valor debe mostrar un cierto nivel de inelasticidad, como se observó en los principales estudios acerca de este ámbito (valores entre 0 y 1), por lo que se procedió a filtrar datos que si bien pasaban las restricciones y no presentaban los errores señalados en este punto, poseían elasticidades sobre 1. En todo caso el número de datos eliminados es bastante pequeño, lo que no afecta de manera importante los resultados y el set de datos.

9.5 Anexo 5. Código MATLAB de la Rutina de Rectas de Regresión

```

[filas columnas]=size(preciosene);
[filas1 columnas]=size(demenero);
mes=1;
ano=2006;
hora=1;
eq=1;      %permite controlar la posicion en la matriz equilibrio
while hora <= 24      %ROUTINA ENTREGA MATRIZ PTO EQUILIBRIO
    clear ptoeq;
    t=1;
    for i=1:filas      %dia mayor del mes (en dias del año)
        ultimo=preciosene(i,1);
    end
    numerodia=filas/24;      %numero de dias en el mes
    dia=(ultimo-numerodia)+1;      %corresponde al primer dia del mes
    correspondiente, en el año (de 0 a 365)
    while ultimo >= dia      %todos los dias del mes
        for i=1:filas
            if preciosene(i,1) == [dia]
                if preciosene(i,3) == [hora]
                    ptoeq(t,1) = preciosene(i,4);
                    ptoeq(t,2) = preciosene(i,5);
                    ptoeq(t,3) = preciosene(i,1);
                    ptoeq(t,4) = preciosene(i,3);
                    ptoeq(t,5) = preciosene(i,2);
                    t=t+1;      % corremos a la siguiente fila
                end
            end
        end
        dia=dia+1;
    end
    clear t columnas i dia ultimo numerodia;      %FIN MATRIZ PTOEQ

    h=1;
    for i=1:filas      %dia mayor del mes (en dias del año)
        ultimo=preciosene(i,1);
    end
    numerodia=filas/24;      %numero de dias en el mes
    dia=(ultimo-numerodia)+1;      %corresponde al primer dia del mes
    correspondiente, en el año (de 0 a 365)
    eq1=1;

    while ultimo >= dia      %TAREA PARA OBTENER MATRIZ DE REGRESIONES
        h=1;
        clear diahora;

        for i=1:filas1      %MATRIZ DIAHORA
            if demenero(i,1:2) == [dia,hora]
                diahora(h,1) = demenero(i,3);      %diahora: variable
transicion

```



```

        diahora(h,2) = demenero(i,4);
        h=h+1;
    end
end
clear columnas h i;

[filas4 columnas]=size(diahora); %NUMERO DE DATOS HASTA EL
EQUILIBRIO
anteseq=0;
for i=1:filas4
    if round(diahora(i,2)) <= round(ptoeq(eq1,2))
        anteseq=anteseq+1;
    end
end
clear filas4 columnas i;

dif=10; %toma el numero de puntos
ranbajo=anteseq-dif; %RUTINA DE RECTA DE REGRESION
ranalto=anteseq+dif; %tomamos 21 datos para empezar y
llegaremos hasta 3 datos
rangobajo=anteseq-dif;
rangoalto=anteseq+dif;
siz=size(diahora);

if ((anteseq+dif) >= siz(1,1)) ver su pto de eq esta muy
arriba a me salgo de los puntos
dif=siz(1,1)-anteseq-1;
ranbajo=anteseq-dif;
ranalto=anteseq+dif;
rangobajo=anteseq-dif;
rangoalto=anteseq+dif;
end

clear check check0;

for i=anteseq-dif:anteseq+dif
%FINALMENTE EN EL PUNTO CON MAYOR DIFERENCIA ENTRE DOS PRECIOS
    check0(i+1-(anteseq-dif),1)=i;
    check0(i+1-(anteseq-dif),2)=abs(diahora(i,1)-
diahora(i+1,1));
end
tendencia=max(check0(:,2));

promcheck=sum(check0(:,2))/(2*dif+1); %promedio y desviacion
estandar
cuadrado=0;
for i=1:(2*dif+1)
    cuadrado=cuadrado+(promcheck-check0(i,2))^2;
end
desvcheck=(cuadrado/(2*dif+1))^(1/2);
clear cuadrado;

```

```

        if ((check0(dif+1,2) <= (promcheck+2*desvcheck)) &
            (check0(dif+2,2) <= (promcheck+2*desvcheck))) | (check0(dif+1,2) >
            4*promcheck)
            pruebal(eq1,1)=1;    %prueba si entro aca o no

        for i=anteseq-dif:anteseq+dif
            %ROUTINA QUE CHEQUEA CAMBIOS DE TENDENCIA
            check(i+1-(anteseq-dif),2)=abs(diahora(i,1)-
            diahora(i+1,1)); %chequea problemas
            check(i+1-(anteseq-dif),1)=i;
            if i < anteseq
                if check(i+1-(anteseq-dif),2) >= tendencia
                    rangobajo=i;
                end
            elseif i > anteseq
                if check(i+1-(anteseq-dif),2) >= tendencia
                    rangoalto=i;
                end
            end
        end

        if (rangobajo ~= ranbajo) | (rangoalto ~= ranalto)
            %FIJAR PUNTOS ACORDES AL PUNTO DE EQUILIBRIO
            if (anteseq-rangobajo) < (rangoalto-anteseq)
                rangoalto=rangobajo+2*(anteseq-rangobajo);
            elseif (anteseq-rangobajo) > (rangoalto-anteseq)
                rangobajo=rangoalto-2*(rangoalto-anteseq);
            end
        end

        j=0;
        bin=0; %toma el valor 0 o 1 para disminuir uno a uno los
rangos bajo y alto
        clear temp r2tot;
        while (rangobajo < anteseq) & (rangoalto > anteseq)
            j=j+1;
            T = [ones(size(diahora(rangobajo:rangoalto,2)))
            diahora(rangobajo:rangoalto,2)]; %regresion
            a = T\diahora(rangobajo:rangoalto,1);
            reg= [a(1,1) a(2,1)];
            temp(j,1)=40-j+2; %variables temporales de
regresion, para comparar
            temp(j,2)=reg(1,1);
            temp(j,3)=reg(1,2);
            clear T a reg;

            n=rangoalto-rangobajo+1;
            for i=rangobajo:rangoalto
                datosvar(i-rangobajo+1,1)=diahora(i,1);
                datosvar(i-rangobajo+1,2)=diahora(i,2);
                datosvar(i-rangobajo+1,3)=diahora(i,1)^2;
                datosvar(i-rangobajo+1,4)=diahora(i,2)^2;
            end
        end
    end
end

```

```

        datosvar(i-
rangobajo+1,5)=diahora(i,1)*diahora(i,2);
        end
        promy=sum(datosvar(:,1))/n;
        promx=sum(datosvar(:,2))/n;

        Sxx=sum(datosvar(:,4))-n*promx^2;
        Syy=sum(datosvar(:,3))-n*promy^2;
        Sxy=sum(datosvar(:,5))-n*promx*promy;
        beta(j,1)=Sxy/Sxx;
        temp(j,4)=temp(j,3)*Sxy/Syy;           %entrega el r2
para cada análisis, hasta 3 datos para la regresion
        temp(j,5)=sqrt(1/Sxx);

        if bin == 0
            rangoalto=rangoalto-1;
            bin=bin+1;
        elseif bin == 1
            rangobajo=rangobajo+1;
            bin=bin-1;
        end
        clear T a reg Sxx Syy Sxy datosvar n beta promx promy;
    end

    for i=1:j %dejamos de lado las regresiones con 5 y 6
datos
        r2tot(i,1)=temp(i,4);
        r2tot(i,2)=temp(i,2);
        r2tot(i,3)=temp(i,3);
        r2tot(i,4)=temp(i,5);
    end

    regmejor(eq,1)=eq1;
    regmejor(eq,2)=mes;
    regmejor(eq,3)=ano;

    regmejor(eq,4)=ptoeq(eq1,3);
    regmejor(eq,5)=ptoeq(eq1,4);
    regmejor(eq,6)=ptoeq(eq1,5);
    regmejor(eq,7)=max(r2tot(:,1));           %el coeficiente de
correlacion mayor en todas las corridas

    [filas3 columnas]=size(r2tot);
    for i=1:filas3
        if regmejor(eq,7) == r2tot(i,1)
            regmejor(eq,8)=r2tot(i,2);
            regmejor(eq,9)=r2tot(i,3);
            regmejor(eq,16)=r2tot(i,4);
        end
    end
    else
        prueba1(eq1,1)=0;

```

```

        if (round(diahora(anteseq,1)) ==
round(diahora(anteseq+1,1))) | (round(diahora(anteseq+1,2)) -
round(diahora(anteseq,2)) <= 50)

            regmejor(eq,1)=eq1;
            regmejor(eq,2)=mes;
            regmejor(eq,3)=ano;

            regmejor(eq,4)=ptoeq(eq1,3);
            regmejor(eq,5)=ptoeq(eq1,4);
            regmejor(eq,6)=ptoeq(eq1,5);
            regmejor(eq,9)=(diahora(anteseq+2,1)-
(diahora(anteseq,1)))/(diahora(anteseq+2,2)-(diahora(anteseq,2)));
            regmejor(eq,8)=diahora(anteseq,1)-
regmejor(eq,9)*diahora(anteseq,2);
            regmejor(eq,16)=1;

        else

            regmejor(eq,1)=eq1;
            regmejor(eq,2)=mes;
            regmejor(eq,3)=ano;

            regmejor(eq,4)=ptoeq(eq1,3);
            regmejor(eq,5)=ptoeq(eq1,4);
            regmejor(eq,6)=ptoeq(eq1,5);
            regmejor(eq,9)=(diahora(anteseq+1,1)-
(diahora(anteseq,1)))/(diahora(anteseq+1,2)-(diahora(anteseq,2)));
            regmejor(eq,8)=diahora(anteseq,1)-
regmejor(eq,9)*diahora(anteseq,2);
            regmejor(eq,16)=1;

        end
    end

    regmejor(eq,10)=(1/abs(regmejor(eq,9)))*ptoeq(eq1,1)/ptoeq(eq1,2); %
    elasticidad
    regmejor(eq,11)=ptoeq(eq1,1); %pto equilibrio
    regmejor(eq,12)=ptoeq(eq1,2);
    if ((regmejor(eq,2) == 6) | (regmejor(eq,2) == 7) |
(regmejor(eq,2) == 8)) %verano=1 vs Invierno=0
        regmejor(eq,13)=1;
    else
        regmejor(eq,13)=0;
    end

    if regmejor(eq,6) <= 5 %semana=1 vs fin de semana=0
        regmejor(eq,14)=1;
    else
        regmejor(eq,14)=0;
    end
end

```

```

        if ((regmejor(eq,5) <= 17) & (regmejor(eq,5) >= 9) &
(regmejor(eq,6) <= 6)) %hora trabajo=1 vs hora libre=0
            regmejor(eq,15)=1;
        else
            regmejor(eq,15)=0;
        end

        dia=dia+1; %Adicionar variables para
siguiente dia
        eq=eq+1;
        eq1=eq1+1;
        clear T a reg bin error j filas3 temp tendencia siz;
        clear prueba1 promcheck desvcheck;
        clear rangoalto rangobajo ranalto ranbajo anteseq;

        clear check0 check;
    end

    hora=hora+1;

    clear columnas i dia ultimo numerodia r2tot;
    clear diahora;
    clear eqbajo eqalto graf X Y;
end

clear ptoeq filas filas1;
clear eq eq1 hora mes ano;
clear dif;

```

9.6 Anexo 6. Curva de Costos Marginales de Todos los Período Estipulados

9.6.1 Curva de Costos Generales del Sistema

Para la determinación de los costos marginales del sistema, la cual es utilizada para obtener los márgenes de ganancia de las empresas generadoras, se utilizó como base la construcción de una curva realizada por Agosti, Padilla y Requejo (2007) para el mercado español en el año 2006, que contiene las tecnologías de generación en régimen ordinario. La curva estimada por los autores se basa en la asignación del costo marginal promedio para la totalidad de capacidad instalada por tecnología, y en la ordenación de los escalones de costos (de cada tecnología) en orden de mérito económico desde la tecnología de menor costo, correspondiente a las centrales hidráulicas de pasada (fluyente) hasta las de mayor costo correspondiente a las centrales térmica de Fuel Gas y Hidráulicas de Embalse (no fluyente).

Con el fin de obtener una mayor precisión en los costos marginales por cada año, se construyó una curva para cada una de las temporadas incluidas en el estudio (invierno y verano de los años 2003 al 2006) las cuales suman un total de seis. Asumiendo que los costos marginales de las centrales de generación están influidos en casi su totalidad por los costos de los combustibles de cada tecnología, se extrapolaron los datos de estos precios (costos promedio para cada temporada obtenidos de la página web de la “Energy International Administration”, EIA, del gobierno de Estados Unidos) y la capacidad instalada en cada una de ellas para las temporadas anteriores. En el caso de los costos marginales de la energía nuclear, se utilizaron datos promedios de costos de este tipo de tecnología a nivel mundial (obtenidos del mismo sitio). Finalmente, y debido a la dificultad de obtener el costo de las centrales hidráulicas de embalse, se mantuvo el mismo precio, modificando solamente la capacidad instalada.

La Tabla 9-3 presenta la función de costos marginales generales del sistema para cada período de demanda mencionado anteriormente, la cual incluye los costos marginales y la capacidad instalada de cada tecnología.

	2003 Verano		2004 Invierno		2004 Verano		2005 Invierno		2005 Verano		2006 Invierno	
	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q
HF	0.40	1.20	0.50	1.20	0.50	1.20	0.50	1.20	0.50	1.20	0.50	1.36
Nuclear	0.60	7.88	0.80	7.88	1.00	7.88	1.00	7.88	1.00	7.88	1.00	7.72
Carbon	1.00	11.57	1.27	11.57	2.00	11.57	1.87	11.42	1.67	11.42	1.60	11.42
CC	1.47	4.39	1.60	8.29	2.10	8.29	2.20	12.22	2.30	12.22	2.40	15.50
Fuel Gas	2.31	6.93	2.44	6.93	3.06	6.93	3.27	6.65	4.57	6.65	4.70	6.65
HNF	2.51	16.03	2.64	16.03	3.40	16.03	3.50	16.03	4.77	16.03	4.90	15.87
Total		48.00		51.89		51.89		55.40		55.40		58.52

Tabla 9-3. Funciones de Costos Marginales para cada período

Los costos marginales están expresados en [cent Euro/KWh], similar a los precios de equilibrio. A su vez la capacidad instalada Q está expresada en unidades de [GW]. A continuación se presenta la curva de costos marginales de cada período contemplado en la tabla anterior, que incluye los precios de equilibrio de cada período utilizado en la medición de costos. Se agrega además al final (Figura 9-9) la evolución de los costos marginales de cada una de las tecnologías de generación en cada uno de los períodos calculados (2003 al 2006).

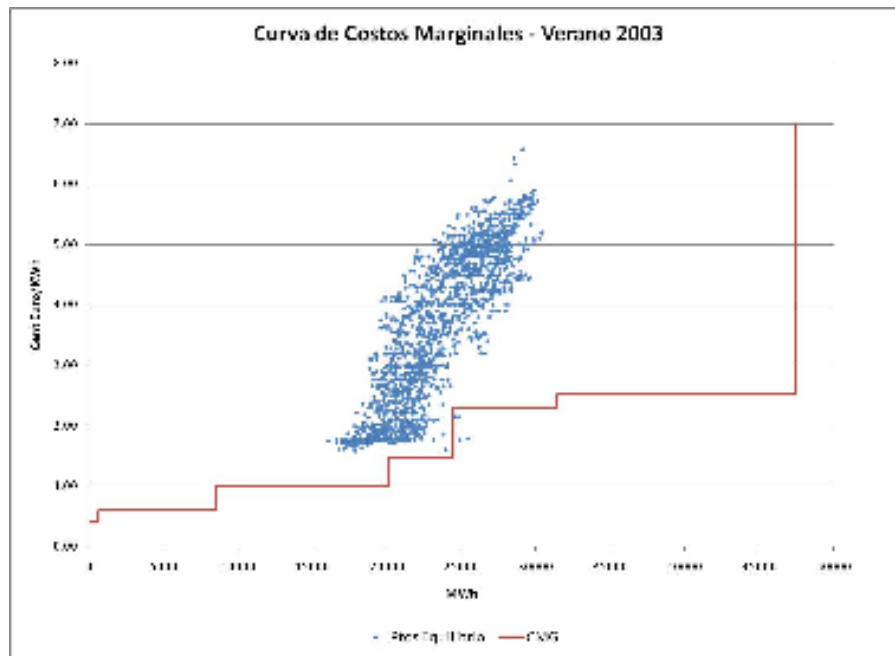


Figura 9-3. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – verano 2003

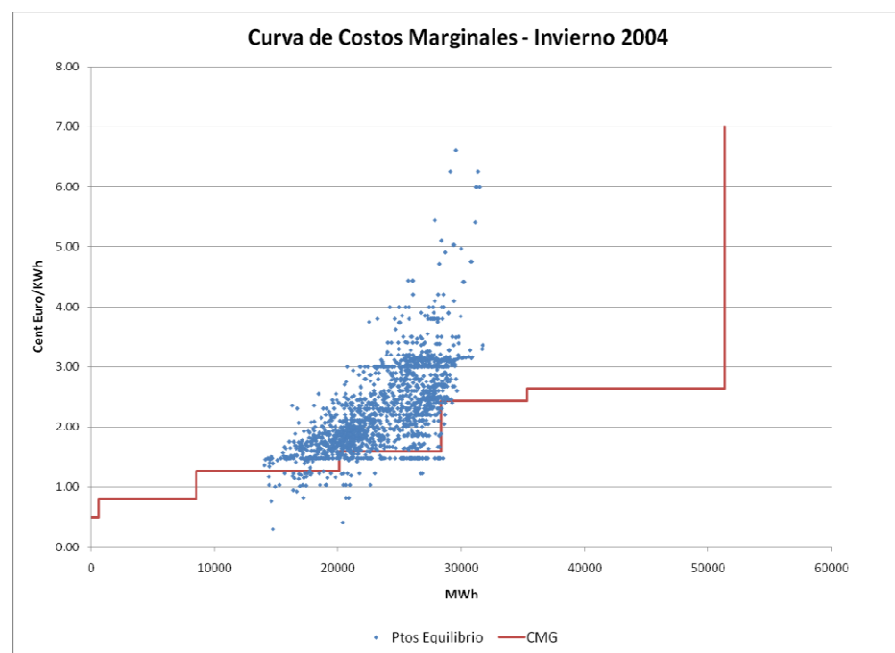


Figura 9-4. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – invierno 2004

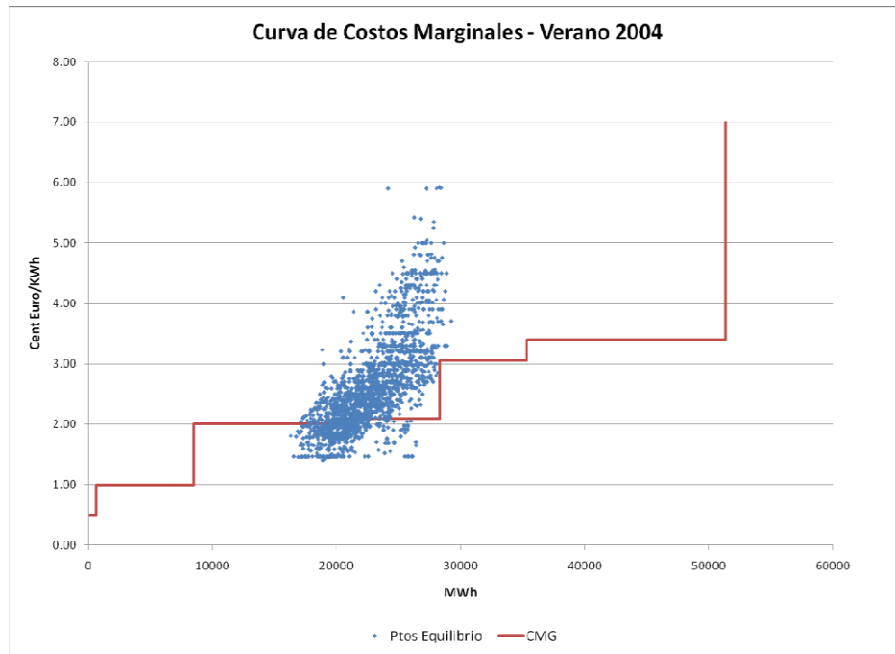


Figura 9-5. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – verano 2004

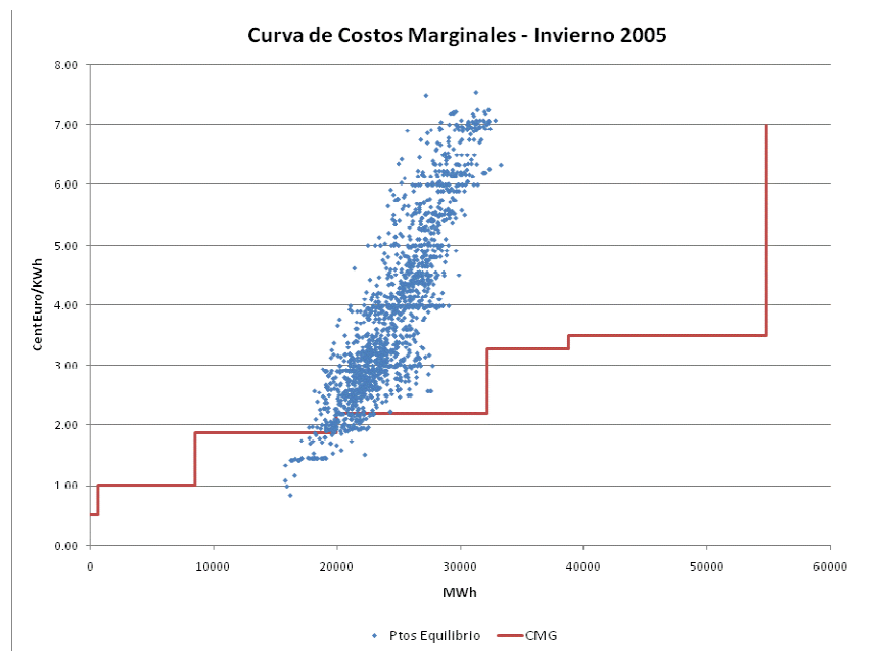


Figura 9-6. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – invierno 2005

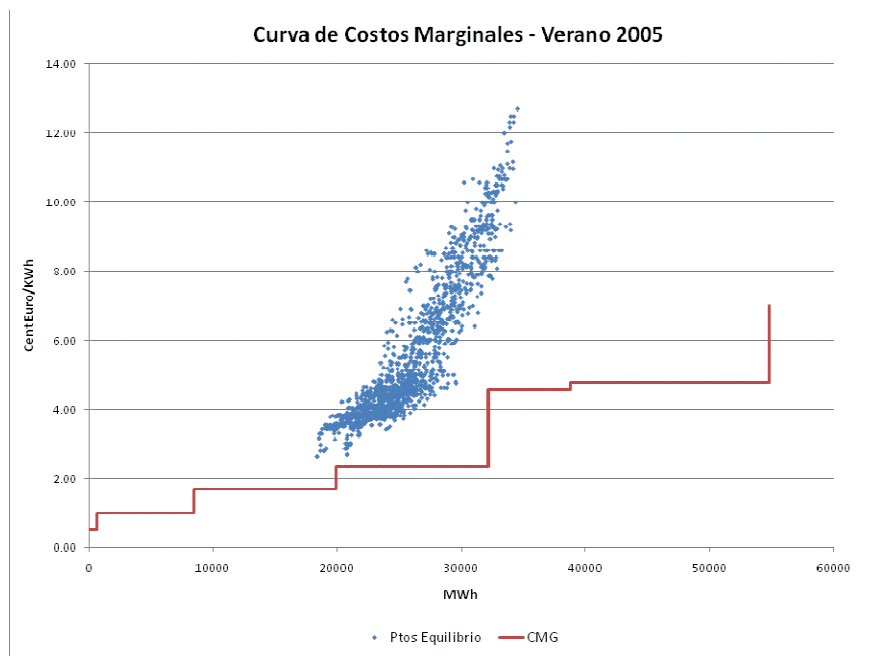


Figura 9-7. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – verano 2005

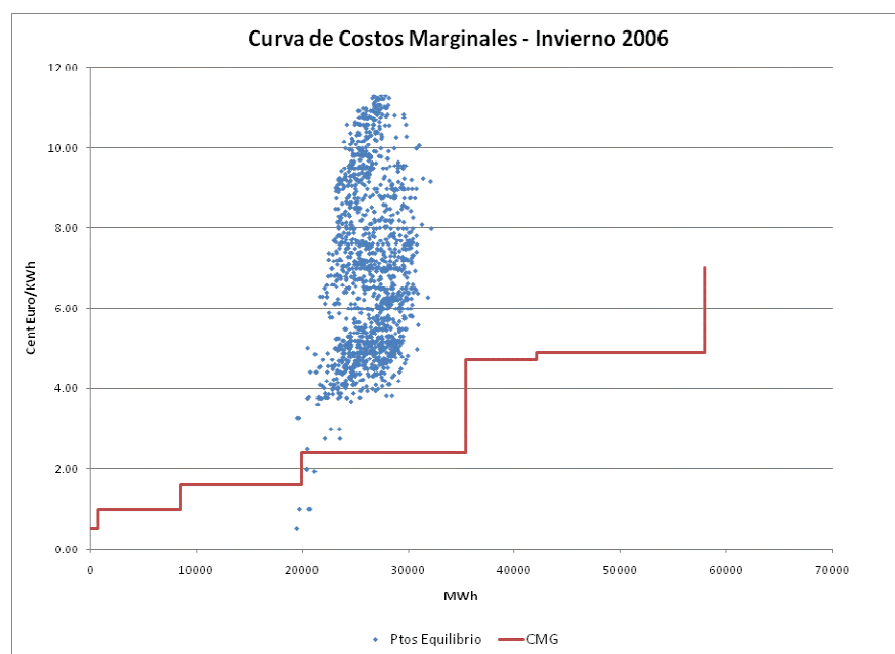


Figura 9-8. Costos Marginales y Puntos de Equilibrio – invierno 2006

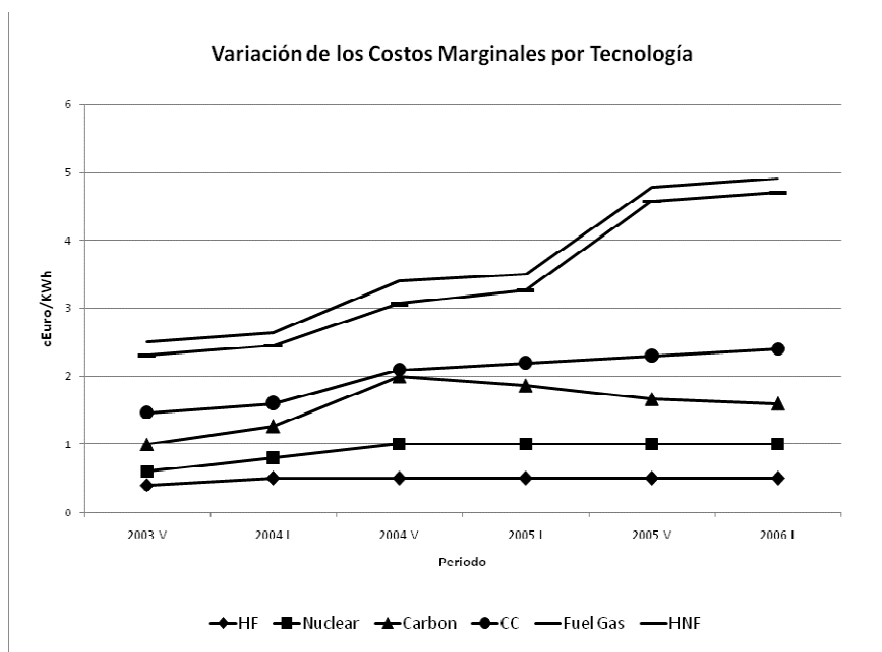


Figura 9-9. Variación de los Costos Marginales por Tecnología

9.6.2 Costos Marginales por Cada Empresa

Los costos marginales de cada uno de los cuatro grupos empresariales han sido calculados con los costos generales de cada una de las tecnologías de generación, utilizados también en la confección de la curva de costos marginales generales del sistema, observados en el período anterior. La capacidad instalada de cada una de las tecnologías, en régimen ordinario para cada uno de los grandes grupos empresariales, fue calculada gracias a los datos proporcionados por el Ministerio de Turismo y Comercio de España, a través de su página web donde contempla un registro de operadores en régimen ordinario para el año 2007. Este registro contiene la información de todas las unidades de generación de la red eléctrica española, incluyendo su capacidad (potencia de a planta) tipo de tecnología y propietario. Se identificaron las unidades generadoras de cada empresa y la capacidad que poseen para

cada tecnología, y según la información proporcionada por el Operador del Sistema en sus informes anuales (www.ree.es) y cada firma generadora, se logró determinar la capacidad instalada por tecnología para cada una de éstas. Dentro del período estipulado (2003-2006), en el sistema peninsular español solo se instaló nueva capacidad en centrales térmicas de ciclo combinado (régimen ordinario). La **Error! Reference source not found.** presenta el resumen de estos proyectos, solo contemplando las centrales de tres de las cuatro firmas más importantes (Hidrocantábrico no presenta nueva capacidad instalada), junto con la capacidad instalada y la fecha de inicio de actividades.

Central	Firma	Potencia (MW)	Inicio de Actividades
Tarragona	Endesa	400	1° Semestre 2004
Besos	Endesa	400	1° Semestre 2005
Aceca 3	Iberdrola	400	2° Semestre 2004
Aceca 4	Iberdrola	400	1° Semestre 2005
Arcos A-B	Iberdrola	800	1° Semestre 2006
Naco	Union		1° Semestre
Nogales	Fenosa	1000	2003
	Union		2° Semestre
Tuxpan	Fenosa	300	2003
	Union		2° Semestre
NGS	Fenosa	800	2004
	Union		2° Semestre
Palos 3	Fenosa	400	2005

Tabla 9-4. Capacidad Instalada en Ciclo Combinado, 2003-2006

A continuación se presenta el mix de generación de las cuatro principales empresas de generación dentro del sistema eléctrico español. La Figura 9-10 presenta en

detalle la matriz energética de estas empresas en régimen ordinario a comienzos del año 2006.

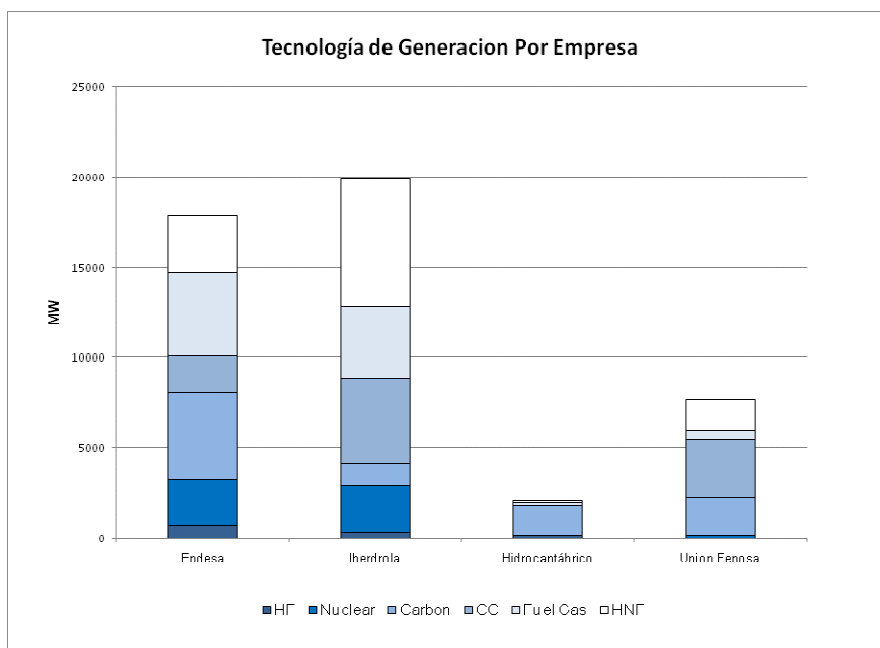


Figura 9-10. Mix de Tecnología de Generación por Empresa

La Tabla 9-5 presenta la comparación de las funciones de costos marginales de las cuatro empresas mencionadas anteriormente, a inicios del año 2006. Para la determinación del costo se han utilizado los mismos supuestos que se realizaron en la curva de costos general del sistema, en [cent Euro/KWh]. La capacidad instalada está expresada en [GW]. La Figura 9-11 presenta la estructura gráfica de los costos marginales de cada firma generadora.

	ENDESA		IBERDROLA		IDROCANTABRICO		UNION FENOSA	
	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q
HF	0.50	0.70	0.50	0.32	0.50	0.18	0.50	0
Nuclear	1.00	2.52	1.00	2.57	1.00	0	1.00	0.16
Carbon	1.60	4.86	1.60	1.24	1.60	1.59	1.60	2.05
CC	2.40	2.00	2.40	4.69	2.40	0	2.40	3.28
Fuel Gas	4.70	4.64	4.70	4.03	4.70	0.18	4.70	0.47
HNF	4.90	3.17	4.90	7.11	4.90	0.10	4.90	1.69
Total		17.89		19.95		2.05		7.64

Tabla 9-5. Funciones de Costos Marginales por Empresa, Enero 2006

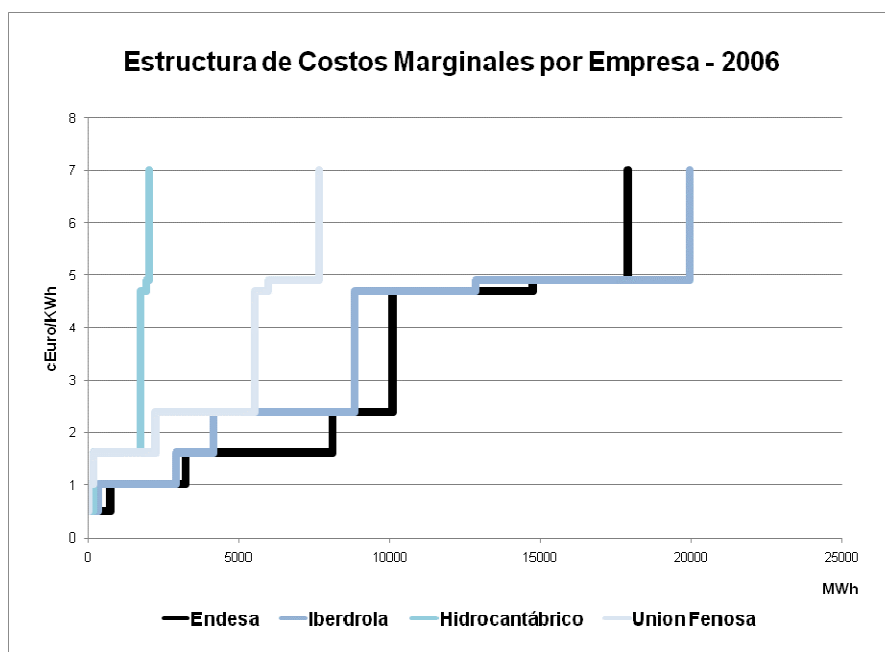


Figura 9-11. Costos Marginales de las principales firmas productoras

Finalmente, se han agregado las funciones de costos marginales de las cuatro firmas generadoras para todos los períodos estipulados, de la misma forma como fueron determinados para la curva de costos marginales total del sistema.

	2003 ver		2004 inv		2004 ver		2005 inv		2005 ver		2006 inv	
	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q
HF	0.40	0.70	0.50	0.70	0.50	0.70	0.50	0.70	0.50	0.70	0.50	0.70
Nuclear	0.60	2.52	0.80	2.52	1.00	2.52	1.00	2.52	1.00	2.52	1.00	2.52
Carbon	1.00	4.86	1.27	4.86	2.00	4.86	1.87	4.86	1.67	4.86	1.60	4.86
CC	1.47	1.20	1.60	1.60	2.10	1.60	2.20	2.00	2.30	2.00	2.40	2.00
Fuel Gas	2.31	4.64	2.44	4.64	3.06	4.64	3.27	4.64	4.57	4.64	4.70	4.64
HNF	2.51	3.17	2.64	3.17	3.40	3.17	3.50	3.17	4.77	3.17	4.90	3.17
Total		17.09		17.49		17.49		17.89		17.89		17.89

Tabla 9-6. Función de Costos Marginales, ENDESA

	2003 ver		2004 inv		2004 ver		2005 inv		2005 ver		2006 inv	
	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q
HF	0.40	0.32	0.50	0.32	0.50	0.32	0.50	0.32	0.50	0.32	0.50	0.32
Nuclear	0.60	2.57	0.80	2.57	1.00	2.57	1.00	2.57	1.00	2.57	1.00	2.57
Carbon	1.00	1.24	1.27	1.24	2.00	1.24	1.87	1.24	1.67	1.24	1.60	1.24
CC	1.47	2.90	1.60	2.90	2.10	3.30	2.20	3.69	2.30	3.69	2.40	4.69
Fuel Gas	2.31	4.03	2.44	4.03	3.06	4.03	3.27	4.03	4.57	4.03	4.70	4.03
HNF	2.51	7.11	2.64	7.11	3.40	7.11	3.50	7.11	4.77	7.11	4.90	7.11
Total		18.16		18.16		18.56		18.95		18.95		19.95

Tabla 9-7. Función de Costos Marginales, IBERDROLA

	2003 ver		2004 inv		2004 ver		2005 inv		2005 ver		2006 inv	
	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q
HF	0.40	0.18	0.50	0.18	0.50	0.18	0.50	0.18	0.50	0.18	0.50	0.18
Nuclear	0.60	0.00	0.80	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00
Carbon	1.00	1.59	1.27	1.59	2.00	1.59	1.87	1.59	1.67	1.59	1.60	1.59
CC	1.47	0	1.60	0	2.10	0	2.20	0	2.30	0	2.40	0
Fuel Gas	2.31	0.18	2.44	0.18	3.06	0.18	3.27	0.18	4.57	0.18	4.70	0.18
HNF	2.51	0.10	2.64	0.10	3.40	0.10	3.50	0.10	4.77	0.10	4.90	0.10
Total		2.05		2.05		2.05		2.05		2.05		2.05

Tabla 9-8. Función de Costos Marginales, HIDROCANTABRICO

	2003 ver		2004 inv		2004 ver		2005 inv		2005 ver		2006 inv	
	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q	CMG	Q
HF	0.40	0	0.50	0	0.50	0	0.50	0	0.50	0	0.50	0
Nuclear	0.60	0.16	0.80	0.16	1.00	0.16	1.00	0.16	1.00	0.16	1.00	0.16
Carbon	1.00	2.05	1.27	2.05	2.00	2.05	1.87	2.05	1.67	2.05	1.60	2.05
CC	1.47	1.75	1.60	1.75	2.10	2.05	2.20	2.85	2.30	2.85	2.40	3.28
Fuel Gas	2.31	0.47	2.44	0.47	3.06	0.47	3.27	0.47	4.57	0.47	4.70	0.47
HNF	2.51	1.69	2.64	1.69	3.40	1.69	3.50	1.69	4.77	1.69	4.90	1.69
Total		6.12		6.12		6.42		7.22		7.22		7.64

Tabla 9-9. Función de Costos Marginales, UNION FENOSA

9.7 Anexo 7. Estadísticas del Modelo Indirecto de Competencia

DEMAND CURVE - FIRST STAGE				CONFIDENCE INTERVAL	
REGRESSOR	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	CORRECTED STANDARD ERROR	T	T TEST
<i>DEMAND FORECAST</i>	-0.063	0.013	0.024	2.58	***
Jun-03	-1.881	0.185	0.274	6.87	***
Jul-03	-1.727	0.174	0.248	6.96	***
Dic-03	-2.723	0.089	0.175	15.52	***
Ene-04	-2.614	0.088	0.168	15.54	***
Jun-04	-3.316	0.186	0.272	12.20	***
Jul-04	-2.968	0.167	0.246	12.05	***
Dic-04	-1.291	0.072	0.147	8.79	***
Ene-05	-0.665	0.065	0.131	5.09	***
h _v _01	-0.388	0.142	0.107	3.62	***
h _v _02	-1.039	0.150	0.146	7.12	***
h _v _03	-1.521	0.158	0.180	8.46	***
h _v _04	-1.652	0.161	0.191	8.63	***
h _v _05	-1.701	0.162	0.196	8.67	***
h _v _06	-1.634	0.161	0.192	8.49	***
h _v _07	-1.152	0.152	0.162	7.12	***
h _v _08	-0.492	0.143	0.120	4.11	***
h _v _09	0.167	0.139	0.125	1.33	*
h _v _10	0.836	0.142	0.136	6.15	***
h _v _11	1.133	0.147	0.163	6.95	***
h _v _12	1.309	0.151	0.173	7.59	***
h _v _13	1.508	0.155	0.186	8.10	***
h _v _14	1.390	0.155	0.182	7.62	***
h _v _15	1.047	0.148	0.157	6.67	***
h _v _16	1.155	0.148	0.155	7.43	***
h _v _17	1.234	0.151	0.165	7.47	***
h _v _18	1.459	0.154	0.180	8.11	***
h _v _19	1.343	0.152	0.174	7.73	***
h _v _20	1.058	0.147	0.155	6.81	***
h _v _21	0.661	0.142	0.127	5.21	***
h _v _22	0.668	0.141	0.109	6.11	***
h _v _23	0.831	0.141	0.097	8.52	***
h _i _01	-0.749	0.143	0.140	5.35	***
h _i _02	-1.436	0.155	0.183	7.84	***
h _i _03	-1.928	0.167	0.215	8.95	***
h _i _04	-2.114	0.174	0.234	9.02	***
h _i _05	-2.257	0.179	0.247	9.13	***
h _i _06	-2.223	0.179	0.248	8.98	***
h _i _07	-1.688	0.164	0.209	8.09	***
h _i _08	-0.751	0.145	0.165	4.56	***
h _i _09	-0.052	0.137	0.153	0.34	
h _i _10	0.278	0.136	0.151	1.85	*
h _i _11	0.667	0.139	0.153	4.36	***
h _i _12	0.754	0.139	0.157	4.82	***
h _i _13	0.580	0.138	0.153	3.79	***
h _i _14	0.183	0.136	0.138	1.32	
h _i _15	-0.531	0.135	0.143	3.71	***
h _i _16	-0.303	0.135	0.138	2.19	***
h _i _17	-0.194	0.135	0.135	1.44	*
h _i _18	0.097	0.136	0.148	0.66	
h _i _19	1.133	0.142	0.192	5.91	***
h _i _20	1.597	0.146	0.185	8.62	***
h _i _21	1.123	0.146	0.169	6.65	***
h _i _22	0.562	0.139	0.124	4.54	***
h _i _23	-0.076	0.135	0.089	0.85	
Constant	7.417	0.477	0.877	8.45	***

Adjusted R-Squared = 0.7563
Number of Obs = 2,386

Tabla 9-10. Instrumentación Price con Previsión de Demanda (Etapa 1 – 2sls)

DEMAND CURVE - SECOND STAGE				CONFIDENCE INTERVAL	
REGRESSOR	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	CORRECTED STANDARD ERROR	T	T TEST
SUMMER-HOUR price	-4.436	0.497	3.454	1.284	*
WINTER-HOUR price	-2.374	0.360	1.739	1.365	*
SUMMER T°	0.233	0.015	0.104	2.240	***
WINTER T°	0.008	0.012	0.050	0.15	
WINDCHILL	0.018	0.008	0.028	0.64	
SUN	-0.261	0.193	0.628	0.42	
Jun-03	-5.127	2.777	17.648	0.29	
Jul-03	-3.788	2.809	17.982	0.21	
Dec-03	-7.410	0.876	4.118	1.80	**
Feb-04	-7.468	0.839	3.989	1.87	**
Jun-04	-10.853	2.307	13.509	0.80	
Jul-04	-10.634	2.366	14.258	0.75	
Dec-04	-4.922	0.414	1.953	2.52	***
Feb-05	-2.440	0.227	1.024	2.38	***
hv_01	-1.645	0.225	1.004	1.64	**
hv_02	-4.972	0.428	2.794	1.78	**
hv_03	-7.343	0.616	4.234	1.73	**
hv_04	-8.079	0.665	4.611	1.75	**
hv_05	-8.229	0.684	4.767	1.73	**
hv_06	-7.824	0.658	4.590	1.70	**
hv_07	-5.227	0.505	3.237	1.61	**
hv_08	-1.998	0.316	1.472	1.36	*
hv_09	1.126	0.281	0.987	1.14	*
hv_10	4.679	0.449	2.670	1.75	**
hv_11	6.508	0.541	3.467	1.88	**
hv_12	7.533	0.595	3.958	1.90	**
hv_13	8.463	0.669	4.587	1.84	**
hv_14	7.696	0.620	4.266	1.80	**
hv_15	5.517	0.510	3.447	1.60	**
hv_16	5.957	0.555	3.814	1.56	*
hv_17	6.548	0.574	3.987	1.64	**
hv_18	7.877	0.656	4.536	1.74	**
hv_19	7.428	0.605	4.079	1.82	**
hv_20	5.779	0.508	3.294	1.75	**
hv_21	3.556	0.383	2.153	1.65	**
hv_22	3.685	0.353	2.115	1.74	**
hv_23	4.545	0.399	2.484	1.83	**

hi_01	-1.987	0.272	1.050	1.89	**
hi_02	-5.239	0.432	1.924	2.72	***
hi_03	-7.117	0.562	2.590	2.75	***
hi_04	-8.292	0.604	2.813	2.95	***
hi_05	-8.826	0.640	3.001	2.94	***
hi_06	-8.730	0.629	2.940	2.97	***
hi_07	-6.757	0.486	2.242	3.01	***
hi_08	-2.648	0.336	1.269	2.09	***
hi_09	0.389	0.270	0.831	0.47	
hi_10	1.895	0.273	0.854	2.22	***
hi_11	3.540	0.316	1.171	3.02	***
hi_12	3.900	0.331	1.302	3.00	***
hi_13	3.272	0.303	1.126	2.90	***
hi_14	1.574	0.270	0.849	1.85	**
hi_15	-1.226	0.337	1.250	0.98	
hi_16	-0.514	0.298	0.985	0.52	
hi_17	-0.245	0.286	0.907	0.27	
hi_18	1.131	0.268	0.807	1.40	*
hi_19	5.010	0.379	1.648	3.04	***
hi_20	6.701	0.515	2.369	2.83	***
hi_21	5.160	0.367	1.590	3.25	***
hi_22	2.893	0.231	0.753	3.84	***
hi_23	0.223	0.188	0.307	0.73	
Constant	39.914	1.877	8.985	4.44	***

Adjusted R-Squared = 0.901

Number of Obs = 2,386

Tabla 9-11. Curva de Demanda (Etapa 2 – 2sls)

SUPPLY CURVE			CONFIDENCE INTERVAL		
REGRESSOR	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	CORRECTED STANDARD ERROR	T	T TEST
NUCLEAR AVAILABILITY	-0.769	0.034	0.045	17.21	***
QUANTITY	0.317	0.009	0.013	24.40	***
(A1/B1)	0.058	0.007	0.012	4.68	***
Constant	0.358	0.276	0.399	0.90	

Adjusted R-Squared = 0.595

Number of Obs = 2,386

Tabla 9-12. Curva de Oferta – Resultados Finales

9.7.1 Comportamiento de Efectos Fijos en la Regresión

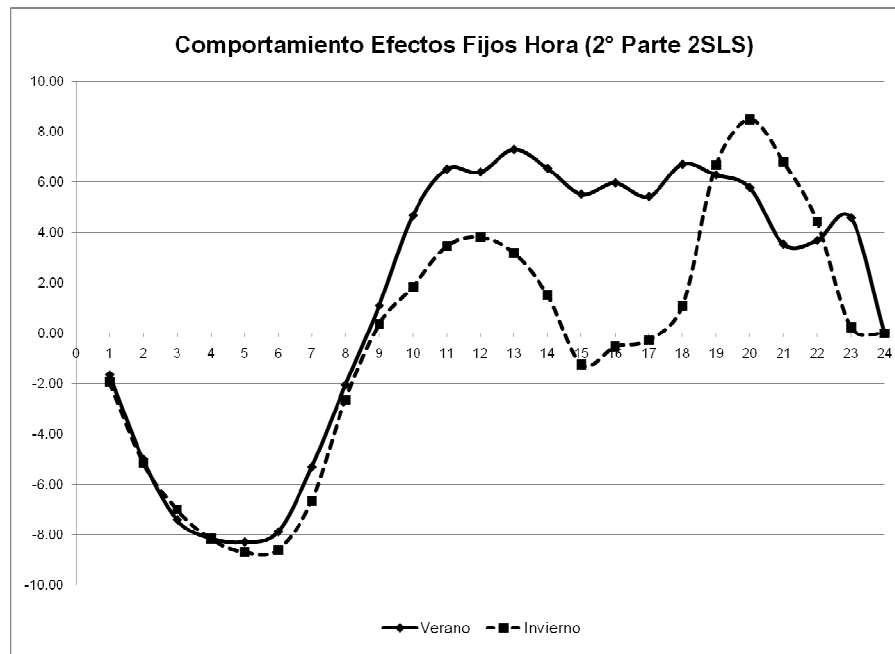


Figura 9-12. Gráfico Efectos Fijos por Temporada

9.8 Anexo 8. Resultados Estudio Wolfram (1999) – Mercado Inglés

CURVA DE DEMANDA - ETAPA 2 2SLS			
Regresor	Unidad	Coefficiente	Error Estandar
SUMMER	[pounds/MWh]	-71.4	24.9
WINTER	[pounds/MWh]	-45.1	20.8
T° promedio	[°C]	-331.0	15.0
(T°)^2	[°C]	9.9	0.5
COOLING POWER		5.4	1.5
CLOUDS		49.8	5.4
DUSK		518.0	74.0
NIGHT		1816.0	177.0

Numero de Estimaciones = 7523

CURVA DE OFERTA			
Regresor	Unidad	Coefficiente	Error Estandar
Disponibilidad Nuclear	[MWh]	-0.001	0.001
Cantidad Q	[MWh]	0.001	0.000
(at/bt)		0.012	0.002
cte		11.000	2.200

Tabla 9-13. Resultados Estudio Wolfram para Modelo “Comparative Static”

** Los regresores se encuentran con otras unidades a las utilizadas en el modelo presentado, por lo que los resultados tienden a mostrar niveles de valores diferentes.

9.9 Anexo 9. Resultados Estudio Kim & Knittel (2006) – Comparative

Static - Mercado Californiano

CURVA DE DEMANDA - ETAPA 2 2SLS			
Regresor	Año	Coeficiente	Error Estandar
PRECIO x PEAK x WEEKDAY	1998	66.54	7.81
PRECIO x NO-PEAK x WEEKDAY	1998	104.52	13.60
PRECIO x WEEKEND	1998	147.30	15.38
PRECIO x PEAK x WEEKDAY	1999	13.66	8.74
PRECIO x NO-PEAK x WEEKDAY	1999	14.88	11.03
PRECIO x WEEKEND	1999	7.14	13.36
PRECIO x PEAK x WEEKDAY	2000	-51.10	7.68
PRECIO x NO-PEAK x WEEKDAY	2000	-81.16	12.24
PRECIO x WEEKEND	2000	-108.43	13.75
PRECIO NAT GAS - NORTH		-901.74	471.40
PRECIO NAT GAS - SUR		-775.01	429.30
Temperatura		39.16	10.77
Temperatura x Verano		-75.23	23.00

Numero de Estimaciones = 7523

CURVA DE OFERTA - MODELO LINEAL			
Regresor	Año	Coeficiente	Error Estandar
Constante		26.80	6.449
PRECIO NAT GAS		6.50	1.798
PRECIO NOX PERMITIDO		-2.94	0.966
PRECIO NOX PERMITIDO x CRISIS		2.62	0.794
Cantidad		-0.02	0.002
Cantidad^2		1.56*E-6	2.05*E-7
(at/bt)		0.12	0.017

Tabla 9-14. Resultados Estudio Kim & Knittel para Modelo “Comparative Static”

9.10 Anexo 10. Producción Mensual de Grandes Empresas Generadoras

% de Producción de Empresas Generadoras					
	Endesa	Iberdrola	HidroC	Union F	Otros
Jun-03	42.7	26.0	6.1	11.2	13.9
Jul-03	42.4	25.2	6.2	11.5	14.7
Ago-03	41.8	26.0	6.4	10.4	15.3
Dic-03	38.7	29.2	5.6	11.9	14.5
Ene-04	40.3	26.5	5.5	12.3	15.4
Feb-04	39.4	28.5	5.3	10.9	15.9
Jun-04	43.5	22.9	5.9	10.3	17.4
Jul-04	44.5	21.0	6.0	10.9	17.6
Ago-04	44.2	20.9	6.5	10.8	17.6
Dic-04	40.9	24.0	6.6	10.8	17.8
Ene-05	42.0	21.5	5.7	10.8	20.1
Feb-05	39.4	21.6	5.5	11.1	22.5
Jun-05	34.2	19.4	5.7	12.8	28.0
Jul-05	33.9	19.3	5.7	12.2	28.9
Ago-05	33.3	21.1	5.9	11.0	28.7
Dic-05	30.8	27.2	5.2	8.0	28.8
Ene-06	30.3	22.2	4.2	10.8	32.6
Feb-06	26.7	23.5	3.6	11.9	34.3
Promedio	38.3	23.7	5.6	11.1	21.3

Tabla 9-15. Porcentaje de Producción de Empresas Generadoras

9.11 Anexo 11. Cuotas de Mercado Modelo Dinámico de Oferta

CUOTAS DE MERCADO GENERADORAS ESPANOLAS					
	Endesa	Iberdrola	Hidro Cantabrico	Union Fenosa	Otros
Jun-03	42.7%	26.0%	6.1%	11.2%	13.9%
Jul-03	42.4%	25.2%	6.2%	11.5%	14.7%
Ago-02	41.8%	26.0%	6.4%	10.4%	15.3%
Dic-03	38.7%	29.2%	5.6%	11.9%	14.5%
Ene-04	40.3%	26.5%	5.5%	12.3%	15.4%
Feb-04	39.4%	28.5%	5.3%	10.9%	15.9%
Jun-04	43.5%	22.9%	5.9%	10.3%	17.4%
Jul-04	44.5%	21.0%	6.0%	10.9%	17.6%
Ago-04	44.2%	20.9%	6.5%	10.8%	17.6%
Dic-04	40.9%	24.0%	6.6%	10.8%	17.8%
Ene-05	42.0%	21.5%	5.7%	10.8%	20.1%
Feb-05	39.4%	21.6%	5.5%	11.1%	22.5%
Jun-05	34.2%	19.4%	5.7%	12.8%	28.0%
Jul-05	33.9%	19.3%	5.7%	12.2%	28.9%
Ago-05	33.3%	21.1%	5.9%	11.0%	28.7%
Dic-05	30.8%	27.2%	5.2%	8.0%	28.8%
Ene-06	30.3%	22.2%	4.2%	10.8%	32.6%
Feb-06	26.7%	23.5%	3.6%	11.9%	34.3%
2003-2004	40.9%	26.9%	5.9%	11.4%	15.0%
2004-2005	42.4%	22.0%	6.0%	10.8%	18.8%
2005-2006	31.9%	23.5%	4.9%	10.5%	29.1%
Promedio	38.3%	23.7%	5.6%	11.1%	21.3%

Tabla 9-16. Cuota de Mercado Mensual Por Empresa 2003-2006

9.12 Modelo de Oferta por Empresa Generadora

A continuación se presentan algunos resultados del modelo dinámico por firma generadora para los distintos períodos del horizonte de análisis. Estos resultados son preliminares y son actualmente objeto de investigación por parte del profesor Watts, puesto que se debe lograr robustez de los resultados ante la crítica de Corts (1998), cosa que no logra Bazán (2004).

CONDUCT PARAMETER, YEARS 2003 - 2006				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.023	0.0004	0.001	36.65	***
constant	1.019	0.020	0.024	41.98	***
IBERDROLA	0.038	0.001	0.001	47.08	***
constant	1.206	0.018	0.023	51.67	***
HIDROCANTABRICO	0.176	0.003	0.004	41.70	***
constant	1.508	0.019	0.025	61.12	***
UNION FENOSA	0.080	0.001	0.002	46.51	***
constant	1.249	0.018	0.023	54.39	***
CONDUCT PARAMETER, BAZANS MODEL, YEARS 2003 - 2006				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.498	0.004		124.59	***
IBERDROLA	0.892	0.005		164.89	***
HIDROCANTABRICO	4.302	0.025		174.26	***
UNION FENOSA	0.913	0.005		172.40	***
CONDUCT PARAMETER, BAZANS MODEL, YEAR 2001				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.910	0.010		91.00	***
IBERDROLA	4.940	0.070		70.57	***
HIDROCANTABRICO	5.050	0.080		63.13	***
UNION FENOSA	3.090	0.050		61.80	***

Tabla 9-17. Comparación Modelo Empresa Con otros Resultados

CONDUCT PARAMETER, SUMMER 2003				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.015	0.001	0.001	20.52	***
constant	1.370	0.026	0.034	40.43	***
IBERDROLA	0.037	0.001	0.002	21.89	***
constant	1.490	0.034	0.046	32.09	***
HIDROCANTABRICO	0.144	0.005	0.007	21.55	***
constant	1.931	0.032	0.045	43.31	***
UNION FENOSA	0.078	0.003	0.004	21.57	***
constant	1.629	0.031	0.043	38.30	***

CONDUCT PARAMETER, PEAK, SUMMER 2003				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.009	0.001	0.001	8.71	***
constant	1.934	0.052	0.075	25.69	***
IBERDROLA	0.021	0.002	0.002	9.21	***
constant	2.375	0.069	0.105	22.60	***
HIDROCANTABRICO	0.079	0.008	0.009	8.98	***
constant	2.679	0.065	0.095	28.19	***
UNION FENOSA	0.044	0.004	0.005	9.32	***
constant	2.463	0.064	0.096	25.62	***

CONDUCT PARAMETER, OFF PEAK, SUMMER 2003				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	-0.010	0.002	0.002	4.11	***
constant	0.803	0.035	0.048	16.78	***
IBERDROLA	-0.014	0.004	0.004	3.61	***
constant	0.695	0.038	0.052	13.29	***
HIDROCANTABRICO	-0.058	0.018	0.016	3.58	***
constant	1.164	0.038	0.052	22.34	***
UNION FENOSA	-0.035	0.009	0.008	4.46	***
constant	0.908	0.035	0.046	19.80	***

Tabla 9-18. Regresiones Por Empresa – Verano 2003

CONDUCT PARAMETER, SUMMER 2004				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.010	0.001	0.001	13.42	***
constant	-0.166	0.016	0.018	9.27	***
IBERDROLA	0.036	0.001	0.002	17.40	***
constant	0.193	0.018	0.023	8.31	***
HIDROCANTABRICO	0.127	0.005	0.007	18.35	***
constant	0.280	0.019	0.023	12.06	***
UNION FENOSA	0.071	0.003	0.004	18.07	***
constant	0.217	0.018	0.022	9.70	***

CONDUCT PARAMETER, PEAK, SUMMER 2004				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.009	0.001	0.001	9.34	***
constant	-0.034	0.039	0.048	0.70	
IBERDROLA	0.027	0.002	0.002	12.16	***
constant	0.588	0.043	0.054	10.87	***
HIDROCANTABRICO	0.093	0.008	0.008	12.29	***
constant	0.682	0.043	0.054	12.52	***
UNION FENOSA	0.052	0.005	0.004	12.57	***
constant	0.605	0.043	0.053	11.42	***

CONDUCT PARAMETER, OFF PEAK, SUMMER 2004				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	-0.015	0.005	0.005	3.10	***
constant	-0.211	0.024	0.026	8.13	***
IBERDROLA	-0.029	0.011	0.009	3.06	***
constant	-0.196	0.024	0.025	7.78	***
HIDROCANTABRICO	-0.101	0.039	0.036	2.78	**
constant	-0.133	0.024	0.026	5.14	***
UNION FENOSA	-0.062	0.021	0.018	3.36	***
constant	-0.153	0.023	0.025	6.18	***

Tabla 9-19. Comparación Por Empresa – Verano 2004

CONDUCT PARAMETER, SUMMER 2005				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.013	0.001	0.001	10.55	***
constant	2.389	0.036	0.045	52.70	***
IBERDROLA	0.035	0.002	0.003	13.28	***
constant	2.408	0.057	0.071	34.06	***
HIDROCANTABRICO	0.102	0.006	0.009	11.89	***
constant	2.733	0.041	0.053	51.28	***
UNION FENOSA	0.056	0.003	0.004	13.24	***
constant	2.391	0.056	0.071	33.81	***

CONDUCT PARAMETER, PEAK, SUMMER 2005				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.010	0.002	0.004	2.69	**
constant	3.360	0.098	0.134	25.14	***
IBERDROLA	0.036	0.007	0.009	4.18	***
constant	4.001	0.160	0.221	18.08	***
HIDROCANTABRICO	0.065	0.015	0.027	2.43	**
constant	3.770	0.109	0.154	24.55	***
UNION FENOSA	0.059	0.010	0.013	4.39	***
constant	3.980	0.158	0.219	18.17	***

CONDUCT PARAMETER, OFF PEAK, SUMMER 2005				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	-0.003	0.002	0.003	1.00	
constant	1.779	0.031	0.037	48.59	***
IBERDROLA	0.014	0.004	0.005	3.03	***
constant	1.260	0.036	0.044	28.69	***
HIDROCANTABRICO	0.059	0.015	0.020	2.97	***
constant	1.808	0.036	0.049	36.69	***
UNION FENOSA	0.022	0.007	0.009	2.44	**
constant	1.251	0.036	0.049	25.56	***

Tabla 9-20. Comparación Por Empresa – Verano 2005

CONDUCT PARAMETER, WINTER 2003				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY- WEST	T	T TEST
ENDESA	0.011	0.001	0.001	16.69	***
constant	0.208	0.016	0.018	11.82	***
IBERDROLA	0.023	0.001	0.001	17.98	***
constant	0.380	0.018	0.021	18.12	***
HIDROCANTABRICO	0.117	0.005	0.006	18.08	***
constant	0.712	0.018	0.021	33.54	***
UNION FENOSA	0.051	0.002	0.003	17.48	***
constant	0.435	0.018	0.020	21.79	***

CONDUCT PARAMETER, PEAK, WINTER 2003				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY- WEST	T	T TEST
ENDESA	0.013	0.001	0.001	15.35	***
constant	0.105	0.026	0.027	3.87	***
IBERDROLA	0.024	0.001	0.002	14.79	***
constant	0.241	0.032	0.036	6.73	***
HIDROCANTABRICO	0.127	0.007	0.008	15.00	***
constant	0.577	0.033	0.036	15.87	***
UNION FENOSA	0.057	0.003	0.004	14.59	***
constant	0.309	0.032	0.035	8.96	***

CONDUCT PARAMETER, OFF PEAK, WINTER 2003				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY- WEST	T	T TEST
ENDESA	0.011	0.001	0.001	13.26	***
constant	0.164	0.022	0.025	6.65	***
IBERDROLA	0.024	0.001	0.002	15.78	***
constant	0.087	0.023	0.024	3.66	***
HIDROCANTABRICO	0.128	0.006	0.008	15.24	***
constant	0.421	0.026	0.025	16.76	***
UNION FENOSA	0.056	0.003	0.004	14.21	***
constant	0.175	0.026	0.025	7.02	***

Tabla 9-21. Comparación Por Empresa – Invierno 2003

CONDUCT PARAMETER, WINTER 2004				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.013	0.001	0.001	21.36	***
constant	0.677	0.028	0.034	20.20	***
IBERDROLA	0.033	0.001	0.001	23.22	***
constant	0.986	0.036	0.045	21.97	***
HIDROCANTABRICO	0.120	0.005	0.006	20.09	***
constant	1.285	0.036	0.046	28.23	***
UNION FENOSA	0.067	0.002	0.003	24.22	***
constant	1.016	0.034	0.043	23.60	***

CONDUCT PARAMETER, PEAK, WINTER 2004				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.013	0.001	0.001	12.04	***
constant	0.509	0.044	0.053	9.63	***
IBERDROLA	0.032	0.002	0.002	13.06	***
constant	0.786	0.056	0.071	11.10	***
HIDROCANTABRICO	0.104	0.008	0.010	10.73	***
constant	1.060	0.056	0.071	14.89	***
UNION FENOSA	0.066	0.004	0.005	13.88	***
constant	0.840	0.053	0.066	12.69	***

CONDUCT PARAMETER, OFF PEAK, WINTER 2004				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY-WEST	T	T TEST
ENDESA	0.011	0.001	0.001	10.95	***
constant	0.327	0.028	0.035	9.28	***
IBERDROLA	0.028	0.002	0.002	12.96	***
constant	0.455	0.034	0.045	10.11	***
HIDROCANTABRICO	0.085	0.006	0.008	10.31	***
constant	0.727	0.032	0.043	16.95	***
UNION FENOSA	0.059	0.004	0.005	12.92	***
constant	0.515	0.033	0.042	12.16	***

Tabla 9-22. Comparación Por Empresa – Invierno 2004

CONDUCT PARAMETER, WINTER 2005				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY- WEST	T	T TEST
ENDESA	0.018	0.001	0.001	23.64	***
constant	3.697	0.054	0.067	55.18	***
IBERDROLA	0.023	0.001	0.001	24.82	***
constant	3.107	0.052	0.066	47.15	***
HIDROCANTABRICO	0.122	0.005	0.005	22.71	***
constant	3.936	0.053	0.067	58.71	***
UNION FENOSA	0.048	0.002	0.002	26.18	***
constant	3.289	0.050	0.063	52.36	***

CONDUCT PARAMETER, PEAK, WINTER 2005				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY- WEST	T	T TEST
ENDESA	0.017	0.001	0.001	12.32	***
constant	3.659	0.092	0.112	32.60	***
IBERDROLA	0.021	0.001	0.002	12.17	***
constant	3.155	0.093	0.115	27.43	***
HIDROCANTABRICO	0.106	0.008	0.009	11.71	***
constant	3.993	0.093	0.117	34.12	***
UNION FENOSA	0.054	0.003	0.004	13.28	***
constant	3.572	0.079	0.098	36.36	***

CONDUCT PARAMETER, OFF PEAK, WINTER 2005				CONFIDENCE INTERVAL	
Regressor	COEFFICIENT	STANDARD ERROR	NEWKEY- WEST	T	T TEST
ENDESA	0.017	0.001	0.001	13.63	***
constant	2.889	0.058	0.068	42.74	***
IBERDROLA	0.022	0.001	0.002	13.64	***
constant	2.372	0.062	0.070	33.69	***
HIDROCANTABRICO	0.113	0.006	0.008	13.64	***
constant	3.176	0.062	0.070	45.30	***
UNION FENOSA	0.072	0.004	0.005	14.07	***
constant	2.751	0.066	0.077	35.51	***

Tabla 9-23. Comparación Por Empresa – Invierno 2006