

# Los precios en los mercados reestructurados de electricidad: algunas lecciones básicas para la negociación derivada\*

Julio Lucia López  
Vicente Meneu Ferrer  
Departamento de Economía Financiera  
Universidad de Valencia

## **Resumen**

*Este artículo investiga los precios al contado de mercados reestructurados de la electricidad de diversas partes del mundo. Primero se proporciona un análisis detallado de las propiedades distributivas y de la dinámica de los precios de contado eléctricos. Después se realiza una introducción a los múltiples factores por el lado de la demanda y de la oferta que contribuyen a su complejo y variado comportamiento. Finalmente se extraen algunas lecciones fundamentales del análisis anterior para la negociación de derivados sobre la electricidad.*

**Palabras clave:** mercados reestructurados de electricidad, derivados de la electricidad.

**Clasificación JEL:** G13, L10, L94.

## **Abstract**

*This paper investigates the spot prices from restructured electricity markets around the world. First, we provide a comprehensive survey of the distributional properties and the dynamics of spot electricity prices. Then, we introduce the multiple demand and supply factors that contribute to their complex and diverse behaviour. Finally, we extract some fundamental lessons implied by such characteristics, for the power derivatives.*

**Keywords:** restructured electricity markets; power derivatives.

**JEL classification:** G13, L10, L94.

## **1. Introducción**

A partir de la reestructuración de los mercados de la electricidad que ha tenido lugar en diversas partes del mundo en años recientes, han surgido nuevas formas de contratación para la compra-venta de electricidad al por mayor. Existen nuevos mercados (llamados *liberalizados, desregulados o competitivos*), a menudo en forma de bolsas o plataformas de negociación (*pools*) telefónicas o electrónicas, que permiten la negociación de la electricidad entre grandes oferentes y demandantes. También las condiciones contractuales son nuevas y variadas, e incluyen tanto contratos «físicos» como «financieros», así como negociación «de contado» y negociación «derivada». La negociación de contado físico constituye el núcleo de los nuevos mercados eléctricos. Conlleva la entrega física (esto es, real), en un plazo muy breve de tiempo desde la contratación (unas horas), de una determinada cantidad de electricidad durante un periodo concreto de tiempo.

Este trabajo pretende contribuir a aclarar los hechos ya conocidos, a través de la evidencia empírica disponible, sobre el comportamiento de los precios de la electricidad en los nuevos

---

\* Los autores desean agradecer la financiación recibida del Ministerio de Ciencia y Tecnología-FEDER para la realización de este trabajo en el marco del Proyecto REN 2003-08871.

Fecha de esta versión: enero de 2005

mercados de contado al por mayor, relacionándolos con los elementos fundamentales que los determinan. A este fin, nos centraremos en ciertos países o regiones que cuentan con un mercado de contado, en el que los precios son determinados en principio por la casación de la oferta y la demanda globales de electricidad, haciendo especial mención del caso peninsular español.

Entender tal comportamiento es relevante, por supuesto, tanto para el regulador como para los intervinientes en el mercado. Primero, es importante para conocer si el mercado está cumpliendo adecuadamente las funciones deseadas por el regulador y poder tomar las medidas oportunas para corregir deficiencias en su caso. Segundo, oferentes y demandantes tomarán sus decisiones de acuerdo con los efectos económicos que los precios resultantes tengan sobre sus negocios. Tercero, entenderlo resulta esencial para la negociación derivada. En particular, por ejemplo, el análisis del comportamiento de dichos precios puede llevar a la conclusión de la conveniencia, o incluso la necesidad, de gestionar los nuevos riesgos asociados, que probablemente pueda afrontarse convenientemente vía negociación de derivados sobre tales precios. Al final de este estudio se extraen algunas implicaciones básicas de las conclusiones del análisis de los precios para la negociación derivada.

Consideremos un par de advertencias sobre las referencias proporcionadas a lo largo del texto. Primera, el objeto concreto de análisis es la caracterización del comportamiento de los precios de contado de la electricidad, limitándonos por motivos de espacio a la modelización de índole descriptiva, sin revisar directamente la literatura sobre la modelización derivada. Segunda, la relativa novedad del campo objeto de estudio es la causa de que gran parte de las investigaciones disponibles no hayan sido publicadas en revistas académicas y de que sea necesario referirse a documentos publicados en revistas profesionales y libros, o incluso a documentos de trabajo aún sin publicar. Sin embargo, hay investigaciones disponibles en cualquiera de estas dos formas en la fecha de redacción de este escrito (finales de 2004), que por ser ampliamente citadas desde hace tiempo o estar en un estadio relativamente avanzado, creemos que, aun con las obligadas cautelas, no debemos ignorar.

Este artículo, después de la presente introducción, comienza con una breve descripción de los mercados de contado de electricidad, que permite concretar el objeto de análisis de este escrito. En la tercera parte se constata la complejidad y la diversidad de comportamiento de los precios eléctricos en los distintos mercados. Como se comenta en la cuarta, estos hechos se derivan de la interacción de factores fundamentales de índole diversa (técnica, económica, normativa) que influyen en los precios y de sus diferencias notables entre mercados. Finalmente, en el último apartado, se señalan importantes repercusiones de todo ello en la negociación derivada.

## **2. Los mercados de contado de electricidad**

Los países han organizado sus sistemas eléctricos por áreas, atendiendo bien a criterios de localización geográfica o bien de «unidad de espacio eléctrico», con una capacidad limitada de transmisión de electricidad entre áreas. Este hecho ha conllevado la existencia de múltiples mercados de electricidad al por mayor, correspondientes a distintas áreas, con variadas estructuras y reglas de mercado, incluyendo diversos sistemas de formación del precio de contado (precio que en principio se recibe por despachar electricidad o se paga por recibirla), que deben tenerse en cuenta porque podrían determinar un comportamiento parti-

cular de los precios resultantes<sup>1</sup>. Comenzamos, pues, con ciertos asuntos básicos relacionados con estas últimas cuestiones, que permitirán centrar el objeto de análisis de este escrito.

La energía eléctrica es trasladada desde las unidades generadoras hasta los usuarios finales a través de una red de transporte y distribución. Por otro lado, la electricidad una vez producida no es almacenable de forma significativa más allá del muy corto plazo, y es demandada por el usuario final como un suministro continuo o flujo de servicio que es consumido en cada instante a su conveniencia. Asimismo, destacar que el proceso de transporte y también el de generación, por supuesto, son procesos técnicos condicionados por leyes físicas, a las que el controlador o gestor de la red debe atender para evitar no sólo interrupciones en el suministro, sino también fluctuaciones en la frecuencia y el voltaje. Por todo ello, debe existir un equilibrio sincronizado entre la energía eléctrica que se vierte a la red de transporte y la que se extrae de la misma (incluyendo la que se pierde en el proceso de transporte). Así, una buena gestión del sistema eléctrico, incluyendo la gestión de la red de transporte, requiere tanto de unas correctas previsiones y planificación de la demanda y la oferta, como de un sistema que permita gestionar ágilmente las congestiones y los imprevistos que pudieran producirse.

La normativa de los mercados de contado físico debería garantizar de entrada los niveles de competitividad, transparencia y seguridad necesarios para cumplir adecuadamente sus funciones económicas. En particular, deberían fomentar el despacho de los sistemas de generación disponibles de coste marginal más bajo para hacer frente a la demanda. Es de destacar, además, que se considera necesario que permitan una negociación anticipada que en primer lugar facilite a los agentes (el gestor de la red incluido) la necesaria planificación de su actividad y, en segundo lugar, aumente la certidumbre del precio. Finalmente, debe existir un mecanismo operativo de ajuste con preaviso con anticipación mínima, junto con un stock suficiente de capacidad de generación flexible sin necesidad de preaviso, para hacer frente a los imprevistos y poder mantener la estabilidad de los sistemas de generación y de transporte.

Para cumplir convenientemente sus objetivos, las distintas áreas geográficas han estructurado el mercado de contado físico de la electricidad en varios segmentos o tramos. A grandes rasgos, puede hablarse de la existencia de dos segmentos básicos en gran parte de los mercados, si bien no existe unanimidad entre áreas ni en cuanto a la organización de ambos segmentos (que pueden organizarse, a su vez, en varios submercados o mecanismos de funcionamiento), ni en cuanto a sus normas, lo que incluye los sistemas de contratación, los tipos de contratos y los mecanismos de determinación de precios. Tampoco existe unanimidad en cuanto a la terminología, así que nos referiremos a ellos como el *mercado principal* y el *mercado de operación*.

En el mercado principal los agentes demandantes y oferentes de energía eléctrica negocian el grueso de la energía transaccionada<sup>2</sup>. Se atiende, sobre todo, a criterios económicos de casación continua (esto es, para cada uno de los tramos horarios establecidos) de la ofer-

---

<sup>1</sup> El caso más importante de localización geográfica es el de Estados Unidos, país en el que conviven gran número de mercados regionales de energía eléctrica, como el California Power Exchange, o el correspondiente a la interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM Market), entre otros. En los países nórdicos europeos, por el contrario, se ha hecho un esfuerzo por integrar a Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca en un solo mercado (unidad de espacio eléctrico): el Nordic Power Exchange o Nord Pool. A una idea similar responde el proyecto de creación del mercado ibérico de electricidad MEBEL formado por Portugal y España. Puede consultarse el Convenio Internacional por el que se acuerda la constitución del MIBEL, de fecha 20 de enero de 2004, en el sitio web del Ministerio de Industria, Dirección General de Política Energética y Minas.

<sup>2</sup> Frecuentemente, el mercado principal no es obligatorio para los oferentes. En tal caso, éstos pueden negociar la electricidad bilateralmente con los demandantes.

ta y la demanda de energía. En ocasiones, como en el caso español, está dividido a su vez en dos niveles. El primero es un mercado *forward* a muy corto plazo; se trata de un mercado en el que un día,  $d$ , se fija el precio para la energía eléctrica suministrable el día siguiente,  $d + 1$  (*day ahead market*), por cada unidad temporal establecida<sup>3</sup>. El segundo nivel es el mercado que permite, al cierre del segmento anterior, rectificar posiciones hasta muy poco tiempo antes del momento real de la entrega, por cambios en las previsiones o situaciones imprevistas acaecidas entre las fechas  $d$  y  $d + 1$ <sup>4</sup>.

El que denominamos mercado de operación comprende todos los mecanismos fundamentalmente técnicos necesarios para el buen funcionamiento final del sistema; incluye los servicios complementarios (*ancillary services*) o de regulación y la gestión de desvíos. En él se atiende a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica, realizándose lo que podría denominarse el ajuste «fino» del suministro, y se atiende también a las desviaciones (al alza y a la baja) que se produzcan en el consumo realmente realizado por los agentes y a los imprevistos de última hora.

### 3. Análisis estadístico del precio de contado de la electricidad

En los dos subapartados que siguen se presenta un repaso comentado sobre los hechos que caracterizan la distribución de probabilidad de los precios eléctricos y su dinámica temporal.

#### 3.1. Propiedades de la distribución del precio

En la Tablas 1A, 1B y 1C, se recogen los valores de los estadísticos básicos que permiten caracterizar la distribución de probabilidad del precio de contado medio diario de la electricidad, para diversas regiones<sup>5</sup>.

El hecho más llamativo de la distribución, respecto a otras mercancías ó activos financieros, es su excesiva dispersión. El coeficiente de variación (la razón de la desviación típica respecto a la media, en porcentaje) está entre el 32 por 100 y el 92 por 100 para las series completas de precios. España (ESP) resulta ser el área geográfica con menor coeficiente de variación, seguida de Nueva Zelanda (NZ), Nord Pool (NP), y les siguen a gran distancia Australia (VIC) y Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM). Los cambios en los precios logarítmicos (que pueden interpretarse como rendimientos diarios, o cambios porcentuales aproximados) tienen una desviación estándar del 23 por 100 en ESP y del 10 por 100 en NP. Bessembinder y Lemmon (2002, pág. 1348) señalan que la desviación estándar de los cambios porcentuales en los precios diarios medios para PJM, del periodo de abril de 1997 a julio de 2000, fue del 34 por 100. A efectos comparativos, la desviación típica de los rendimientos diarios del índice bursátil S&P 500 durante el mes más volátil de las últimas décadas (octubre de 1987) fue del 5,7 por 100<sup>6</sup>. Además, las volatilidades anualizadas de tres dígitos (en porcentaje) para la electricidad correspondientes a las desviaciones típicas citadas son como mínimo

<sup>3</sup> En algunos mercados, como el PJM y el Nord Pool, la gestión de los posibles problemas de congestión en la transmisión conlleva la diferenciación local de precios en el primer nivel del mercado principal.

<sup>4</sup> En España, el mercado principal se correspondería con los llamados mercado diario y mercado intradiario. La distinción entre ambos segmentos del mercado principal existe también en otras áreas. Por ejemplo, en el mercado PJM estadounidense. Asimismo, los países nórdicos cuentan con un mercado diario *day-ahead*, organizado por Nord Pool, y Suecia y Finlandia cuentan con el mercado Elbas para ajustar posteriormente sus posiciones.

<sup>5</sup> Las fuentes de los resultados y las características básicas de los datos utilizados se detallan en el Apéndice.

<sup>6</sup> Dato tomado de BESSEMBINDER y LEMMON (2002, p. 1348).

**TABLA 1.A**  
**PRECIOS MEDIOS DIARIOS DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA**  
**Mercado diario de electricidad (1998-2004)**

	Número de observaciones	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación típica	Coefficiente de variación	Coefficiente de asimetría	Coefficiente de curtosis
P	2.541	3,01	2,80	10,69	0,56	0,96	32,07	1,32	7,97
ln P	2.541	1,05	1,03	2,37	-0,57	0,31	29,44	-0,06	3,65
$\Delta$ ln P	2.540	0,00	-0,01	1,20	-1,17	0,23	-	0,48	5,55
horas pico									
P	1.815	3,53	3,26	12,58	0,55	1,17	33,17	1,44	9,16
ln P	1.815	1,21	1,18	2,53	-0,59	0,32	26,58	-0,13	3,95
$\Delta$ ln P	1.814	0,00	0,00	1,39	-1,36	0,18	-	-0,17	12,02
horas valle									
P	2.541	2,36	2,29	7,20	0,39	0,65	27,62	1,05	6,30
ln P	2.541	0,82	0,83	1,97	-0,94	0,27	33,57	-0,41	5,42
Ain P	2.540	0,00	-0,01	1,78	-1,55	0,28	-	0,21	6,07
demanda alta									
P meses fríos	826	2,96	2,76	10,70	0,56	1,15	38,94	2,01	10,79
P meses cálidos	427	3,35	3,29	5,91	1,37	0,90	26,82	0,21	2,48
demanda baja									
P agosto	217	2,95	2,80	5,03	1,73	0,68	23,07	0,86	3,28

FUENTE: Elaboración propia con datos de OMEL.

tres veces las correspondientes a las mercancías más volátiles sobre las que existen contratos de futuro en EE.UU., tales como el gas natural entre otras (véase la tabla S1 de EIA, 2002).

La distribución de los precios eléctricos es leptocúrtica (coeficientes de curtosis por encima de tres), en todos los casos, por tanto, las colas de la distribución empírica son más anchas que las que corresponderían a una distribución normal con la misma varianza. En otras palabras, la probabilidad de ocurrencia de precios excesivamente altos o bajos es mayor que en la distribución normal.

Por último, las distribuciones de precios suelen ser asimétricas positivamente, lo que indica que los precios por encima de la media tienen más probabilidad de ocurrencia que los precios por debajo de la media. La evidencia más clara de las Tablas 1A, 1B y 1C, se da en las áreas VIC y PJM. Además, las distribuciones muestrales para las series de precios medios diarios de ESP y NP presentan bimodalidad, estando localizada la moda secundaria a la derecha de la primaria en ambos casos<sup>7</sup>. A efectos ilustrativos, la Figura 1 presenta el histograma de los precios medios diarios en España.

<sup>7</sup> ESCRIBANO *et al.* (2002, figuras 1.b y 5.b), presentan las estimaciones de las densidades kernel para ambos mercados. LEÓN y RUBIA (2001, figura 2), recogen el histograma muestras para el caso español.

**TABLA 1B**  
**PRECIOS MEDIOS DIARIOS DE LA ELECTRICIDAD EN PAÍSES NÓRDICOS**  
**Mercado Nord Pool (1998-2004)**

	Número de observaciones	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación típica	Coefficiente de variación	Coefficiente de asimetría	Coefficiente de curtosis
P	2.556	142,57	132,07	423,38	14,8	66,37	46,55	0,76	3,54
ln P	2.556	4,84	4,88	6,05	2,69	0,53	10,95	-0,91	4,49
$\Delta$ ln P	2.555	0,00	-0,00	0,7	-0,72	0,10	-	0,46	14,4
P horas pico	1.826	150,41	138,44	454,76	18,43	67,56	44,92	0,84	3,75
P horas valle	2.556	135,41	127,11	375,26	14,52	65,09	48,07	0,69	3,40
P período cálido	1.071	122,37	105,94	370,03	14,8	75,76	61,91	1,18	3,91
P resto del año	1.485	157,14	144,08	423,38	33,44	54,22	34,5	0,86	3,84

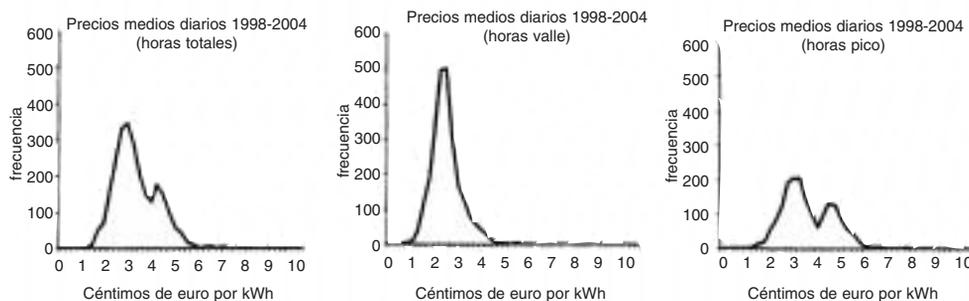
FUENTE: LUCIA y SCHWARTZ (2002) y elaboración propia con datos de Nord Pool.

**TABLA 1C**  
**PRECIOS MEDIOS DIARIOS DE LA ELECTRICIDAD EN VARIOS MERCADOS**

	Número de observaciones	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación típica	Coefficiente de variación	Coefficiente de asimetría	Coefficiente de curtosis
<b>PJM</b>									
P	1.370	27,92	22,57	397,34	8,19	25,58	91,62	7,6	76,44
ln P	1.370	3,19	3,12	5,98	2,10	0,45	14,11	1,68	9,30
P verano	368	36,99	26,94	397,34	8,52	44,67	120,76	4,62	26,70
P resto del año	1.002	24,58	21,53	165,35	8,19	11,06	45,00	3,35	31,44
<b>Australia (Victoria)</b>									
P	1.991	25,55	20,7	441,28	1,46	22,56	88,30	6,57	87,26
<b>Nueva Zelanda (Haywards)</b>									
P	1.431	37,12	38,40	115,00	0,58	14,32	38,58	0,04	3,63

FUENTE: ESCRIBANO *et al.* (2002) y VILLAPLANA (2002).

**FIGURA 1**  
**HISTOGRAMA DE LOS PRECIOS MEDIOS DIARIOS EN EL MERCADO**  
**DIARIO ESPAÑOL**  
**(horas totales, horas valle y horas pico)**



FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de OMEL.

Además, un análisis más detallado a veces pone de manifiesto que las propiedades distributivas de las series de precios cambian para diferentes periodos temporales. Así, por ejemplo, Carnero *et al.* (2003), evidencian que tales propiedades varían según el día de la semana en los mercados europeos analizados por ellos.

Es interesante notar las diferencias en las características de la distribución de los precios medios diarios entre los correspondientes a horas pico y horas valle. Para los mercados con evidencia disponible al respecto en las Tablas 1A (ESP) y 1B (NP), se observa que los valores medios, medianos, máximos y mínimos son todos superiores en las horas pico. Además, también son más altas las desviaciones típicas y los coeficientes de asimetría y curtosis para las horas pico, siendo las diferencias más notables en el caso español. En la Figura 1 puede observarse que la bimodalidad de la distribución en ESP está presente en los precios medios de las horas pico y no en las horas valle.

También resulta revelador comparar las características de la distribución de los precios de los periodos de demanda alta para las áreas con evidencia disponible en las Tablas 1A (ESP), 1B (NP) y 1C (PJM)<sup>8</sup>. En los dos últimos mercados, tanto la media como la moda muestral están en los periodos anuales de demanda alta por encima de las correspondientes al resto del año (un 28 por 100 para las medias en NP y un 50 por 100 para PJM). En cuanto a la variabilidad de los precios diarios (medida tanto con la desviación estándar como con el coeficiente de variación): mientras que en PJM los meses de demanda alta son los más variables, en NP son el resto de los meses los que tienen una notable mayor variabilidad. En ambos casos, sigue habiendo evidencia de asimetría positiva y de leptocurtosis, tanto en los meses de demanda alta como en el resto del año. En ESP, por el contrario, no hay una relación directa clara entre el nivel medio de la demanda y de los precios. Así, los valores medios y medianos son prácticamente idénticos entre los meses fríos de demanda alta y el mes de demanda más baja (agosto).

<sup>8</sup> A grandes rasgos, los meses de demanda alta en ESP son los meses de noviembre a febrero, seguidos de los meses de julio y septiembre, y agosto es el mes de demanda más baja (véase PARDO *et al.* (2002, figura 3); en NP los meses de demanda alta son los meses de octubre a abril; y en PJM son los correspondientes a verano (véase, por ejemplo, BESSEMBINDER y LEMMON (2002, figura 7).

Sí hay diferencias, sin embargo, entre meses fríos de alta demanda y el resto del año en lo que respecta tanto a la desviación típica y el coeficiente de variación, como a los coeficientes de curtosis y asimetría, siendo todos estos estadísticos más altos en el primer caso.

La transformación logarítmica de la serie de precios se realiza frecuentemente en la modelización del comportamiento de las series temporales de precios de la electricidad<sup>9</sup>. Para las tres áreas de la Tabla 1 con resultados disponibles (ESP, NP y PJM), se observa que ciertas propiedades de la distribución se ven alteradas con la transformación. Los cambios más notables en los tres casos son la caída muy significativa de la variabilidad de la serie, medida a través del coeficiente de variación, y la disminución notable del coeficiente de asimetría, que puede pasar a valer cero o negativo tras la transformación.

### 3.3. *Propiedades de la serie temporal*

En esta sección se revisan la evidencia empírica disponible sobre la caracterización del comportamiento a lo largo del tiempo de los precios eléctricos, relacionándola con la evidencia distributiva ya comentada.

#### a) **Análisis básico**

##### i) *Salto*

El hecho más fácilmente identificable en el comportamiento de los precios de la electricidad es que éstos están sujetos a saltos (*jumps*), es decir, a variaciones repentinas anormalmente grandes<sup>10</sup>. Los saltos, son especialmente evidentes, cuando aparecen puntas (*spikes*) temporales en los precios tremendamente significativas, sobre todo al alza. Las puntas se forman cuando tras un repentino y elevado salto en el precio, al muy poco tiempo, éste recupera de forma también brusca el nivel medio anterior. Han sido muy sonados bastantes episodios más o menos breves de precios extraordinariamente altos en diversas partes del mundo; y también algunos otros de precios extraordinariamente bajos, llegando incluso a ser negativos en alguna ocasión<sup>11</sup>. Compárense los precios máximos y mínimos con los valores medios o medianos de las series de precios, en la Tabla 1. Los valores máximos están desde un 200 por 100 hasta más del 2.000 por 100 por encima de los respectivos valores medianos. Los precios mínimos fueron desde un 64 por 100 a un 98 por 100 más bajos que los valores medianos.

<sup>9</sup> La transformación está justificada o no dependiendo de los requerimientos del modelo que se esté investigando junto a su objetivo último. LEÓN y RUBIA (2001, p. 13) la justifican «por ser ésta una transformación habitual para conseguir estacionariedad en varianza [...] que preserva las características básicas de la serie original». También GEMAN y RONCORONI (2003, p. 9) realizan la transformación porque «permite una compresión de las colas de los precios», «asegura la positividad estricta de las trayectorias muestrales» (aunque reconocen que han existido precios negativos en ciertos mercados), además de «estabilizar el procedimiento de estimación estadística». Sin embargo, otros prefieren no hacerla precisamente porque «esta transformación tendería a eliminar la asimetría hacia la derecha y los outliers» que se pretenden modelizar (ESCRIBANO *et al.* (2002), nota 1). Por su parte, KNITTEL y ROBERTS (2004, secc. 3G) comentan que la transformación no altera la capacidad predictiva de sus modelos para California porque «la asimetría, aunque claramente presente, no es responsable del error de predicción».

<sup>10</sup> Véase, por ejemplo, las representaciones gráficas de las series de precios de varios mercados internacionales en las Figuras 1 a 6 de ESCRIBANO *et al.* (2002), o de varios mercados europeos en la figura 1 de CARNERO *et al.* (2003).

<sup>11</sup> Episodios breves de precios negativos ocurrieron, por ejemplo, en California antes y durante el conocido periodo de crisis del año 2000 (véase KNITTEL y ROBERTS, 2004).

Volviendo a los saltos, o cambios bruscos en las series de precios, a través de los cambios en los precios medios logarítmicos de las Tablas 1A y 1B se observa que el mayor salto porcentual diario en la serie ESP fue del 120 por 100 y el mínimo de  $-117$  por 100; en NP fueron del 70 por 100 y  $-72$  por 100, respectivamente. En ambos mercados, el coeficiente de curtosis significativamente superior a tres para la serie de cambios en los precios logarítmicos nos indica que grandes variaciones porcentuales diarias son relativamente frecuentes en los precios eléctricos. Este hecho puede interpretarse como evidencia de que los saltos y en particular las puntas de precios provocadas por ellos pueden estar causando al menos una parte del exceso de curtosis de las series de precios. Por otro lado, también la asimetría positiva podría estar ligada a los saltos<sup>12</sup>.

Adicionalmente, en algún mercado hay evidencia de que los saltos suelen ser más frecuentes en ciertas épocas del año<sup>13</sup>. Es interesante destacar aquí que, como se comentará en la sección siguiente, los saltos en los precios se deben en general a causas diversas y que éstas pueden determinar diferencias sustanciales en las características del salto bajo su influencia, en asuntos tan relevantes como la frecuencia de ocurrencia, su magnitud y su sentido, así como el grado de previsibilidad de todos ellos.

## ii) *Efectos periódicos*

Otra característica importante de las series de precios medios es que muestran fluctuaciones periódicas o estacionalidades, a diversas frecuencias y escalas, y «efectos de calendario» relacionados. Ahora bien, tanto los patrones concretos periódicos como la importancia relativa de las distintas periodicidades y efectos varían entre mercados.

Comenzamos con el patrón horario dentro del día, o efecto hora del día, que es detectable en los precios de contado correspondientes a los periodos mínimos de entrega (media hora o una hora, según el caso). Wolak (1999), por ejemplo, presenta evidencia comparativa sobre los patrones horarios medios dentro del día, para los mercados de Inglaterra y Gales (E&W), Nord Pool y Victoria desde sus respectivos comienzos hasta mediados de 1997<sup>14</sup>. Las principales conclusiones son: Existen ciertos patrones medios intradiarios en los tres mercados, aunque los patrones no son iguales entre mercados (en número y colocación de picos y valles) y, además, existen diferencias significativas en la importancia de las fluctuaciones periódicas intradiarias (distancia entre picos y valles); Las mayores diferencias en dichos patrones entre los distintos días de la semana se producen entre los fines de semana por un lado y el resto de días de la semana por otro; Existen diferencias entre mercados en cuanto a la distinción de los patrones entre el periodo de demanda alta (diciembre, enero y febrero) y el periodo de demanda baja (junio, julio y agosto)<sup>15</sup>.

<sup>12</sup> HUISMAN y MAHIEU (2003, p. 430). GEMAN y RONCORONI (2003) también comentan sobre este asunto.

<sup>13</sup> Para el caso Nord Pool, los cambios de mayor cuantía en los precios suelen concentrarse; véase, por ejemplo, tabla 1 y figura 1 de LUCIA y SCHWARTZ (2002) y figura 2 de BYSTRÖM (2005).

<sup>14</sup> Abarcan, aproximadamente, siete, cinco y tres años de datos, respectivamente. Obviamos el análisis que realiza para Nueva Zelanda porque se basa en una muestra para un periodo inferior al año. Incluimos, sin embargo, el de E&W correspondientes al Pool anterior a los New Electricity Trade Agreements (NETA) introducidos en el 2001 (véase GREEN, 2001), porque el estudio del comportamiento de los precios del Pool sirve perfectamente a los objetivos de este artículo.

<sup>15</sup> El primer periodo aunque es verano en Australia, coincide con los meses de demanda alta en el área Victoria (véase WOLAK, 1999, p. 130).

Para el NP, Lucia y Schwartz (2002), ponen también de manifiesto que los festivos (excluyendo fines de semana) tienen un patrón horario medio dentro del día prácticamente idéntico al de los fines de semana (existiendo un cierto efecto festivo, que se muestra en una caída del precio medio de un día laboral a uno festivo).

La evidencia citada sobre las diferencias en el perfil horario dentro del día, a lo largo de la semana y del año, puede trasladarse a los precios diarios medios, de modo que sea posible identificar un patrón medio a lo largo de la semana, o efecto día de la semana (junto con un «efecto festivo» relacionado) o incluso una fluctuación estacional promedio a lo largo del año. Desde luego, la relevancia de tales patrones variará entre mercados. La evidencia mostrada por la Tabla 1B para Nord Pool es totalmente consistente con la correspondiente a la evolución del patrón intradiario citada por Wolak (1999): los valores de los precios diarios para horas pico son mayores que para las horas valle y los precios diarios son más bajos para el periodo cálido que para el resto del año. Por su parte, Carnero *et al.* (2003, figura 1) presentan evidencia de que los mayores precios logarítmicos medios son los de los martes y los menores los de los sábados, para todos los mercados europeos analizados excepto para el Nord Pool. La Tabla 1C muestra que también hay diferencias en las medias a lo largo del año en el mercado PJM, siendo la media más alta en verano que en el resto del año. En cuanto a España, la evidencia de la Tabla 1.A es compatible con un patrón horario dentro del día y uno semanal, ya que existe diferencia entre medias para horas pico respecto a las horas valle (más alta las primeras). León y Rubia (2001, p. 16) comentan evidencia para el caso español de igualdad de medias para los días de lunes a viernes y una disminución acusada de la media durante el fin de semana (especialmente el domingo). Por el contrario, la evidencia de la Tabla 1A es incompatible con la existencia de varios picos y un valle pronunciado en agosto, coincidentes con los periodos de demanda pico y valle señalados por Pardo *et al.* (2002, figura 3) para el caso español<sup>16</sup>.

### *iii) Reversión a la media*

Otra propiedad del comportamiento de los precios eléctricos, es su reversión a un nivel medio. En este punto, es de destacar, que no hay unanimidad en cuanto a qué característica se está haciendo referencia exactamente cuando se habla de la reversión a la media (mean reversion). Esto es importante tenerlo en cuenta porque cuando se caracterizan distintos hechos o fenómenos, éstos pueden tener causas diversas y pueden requerir una modelización diferenciada. Así, se habla a veces de la reversión de los precios en el muy corto plazo a los niveles anteriores a un salto o cambio brusco en los mismos. Este fenómeno ya ha sido caracterizado anteriormente y su naturaleza muy particular y distintiva requiere una modelización de iguales características. Por contra, otras veces se habla de la tendencia de los precios eléctricos a revertir a una tendencia periódica de tipo estacional. Y otras veces, en fin, se habla de la oscilación de los precios respecto a un nivel medio a largo plazo, al que tienden a volver, que puede ser constante o con cierta tendencia determinista o no.

Al referirnos a la reversión a la media de los precios eléctricos, queremos destacar los dos últimos fenómenos citados. Ambos pueden estar presentes, incluso simultáneamente, en

---

<sup>16</sup> Compárese también los gráficos de demanda y precio diario de la Figura 4 de LEÓN y RUBIA (2001).

los datos diarios, aunque la importancia relativa de unos y otros puede variar entre mercados. El primer fenómeno hace referencia a los casos en los que la periodicidad estacional señalada anteriormente es destacada (pronunciada) y además muy regular, de modo que aunque alejamientos durante periodos temporales más o menos largos son posibles, los precios acaban por tender a situarse a niveles muy próximos al patrón estacional medio. El segundo tiene una naturaleza estructural y de (muy) largo plazo, y resulta difícil de caracterizar con fiabilidad en las series disponibles de datos diarios de la electricidad, debido a su frecuencia (relativamente elevada) y longitud (relativamente corta).

#### *iv) Variabilidad cambiante*

Los precios de la electricidad muestran una variabilidad cambiante en el tiempo a diversas escalas, según el mercado. Wolak (1999), por ejemplo, muestra evidencia de que la incertidumbre ligada a los patrones intradiarios citados anteriormente (medida a través de desviaciones típicas para los correspondientes periodos horarios) puede variar a lo largo del día y por estaciones, según mercados. Los valores de las desviaciones típicas para los precios diarios mostrados en la Tabla 1B son totalmente consistentes con la evidencia de Wolak (1999) para Nord Pool. La Tabla 1A muestra también evidencia de volatilidad cambiante a lo largo del tiempo para el caso de España: la desviación típica de la serie de precios medios diarios para las horas pico es superior a la de las horas valle; lo mismo sucede con la desviación típica de los meses de demanda elevada frente a los de demanda baja. La Tabla 1C aporta evidencia de una clara mayor variabilidad de los precios diarios medios en verano (temporada de pico de demanda) en el mercado PJM, respecto a la del resto del año<sup>17</sup>. Por su parte, Carnero *et al.* (2003, tabla 1), señalan la presencia de variabilidad distinta a lo largo de los días de la semana para los precios logarítmicos diarios medios en varios mercados europeos, aunque hay diferencias en el patrón de variabilidad a lo largo de la semana entre mercados.

En resumen: la varianza de los precios de las horas pico suele ser distinta (más alta) que la de las horas valle; también la varianza de los precios diarios cambia a lo largo de los días de la semana (la varianza de los fines de semana suele ser menor que la de, al menos, ciertos días entre semana); también, en fin, la varianza de ciertos periodos del año es sustancialmente distinta a la de otros en algunos mercados. Nótese que los comportamientos periódicos de la varianza, son consistentes con un comportamiento periódico de los cambios anormalmente grandes, o saltos, en los precios, por lo que aquéllos podrían estar ligados, al menos en parte, a éstos.

#### *v) Correlación serial*

Las series de precios de electricidad están fuertemente autocorrelacionadas aunque a veces existen diferencias notables en los perfiles de los correlogramas para los distintos mer-

---

<sup>17</sup> Véase también la figura 7 de BESSEMBINDER y LEMMON (2002) de precios mensuales medios para PJM (abril 1997-julio 2000).

cados. Por un lado, los correlogramas de las series de precios (o log-precios) diarios muestran frecuentemente unos patrones fuertemente estacionales a distinta frecuencia. Así, por ejemplo, León y Rubia (2001, tabla 1 y figura 3) muestran evidencia clara de un fuerte patrón estacional semanal en los autocorrelogramas de los precios diarios del mercado español, y Carnero *et al.* (2003, Figura 2) indican el mismo tipo de evidencia para otros tres mercados europeos. Adicionalmente, estos últimos investigadores señalan que los coeficientes de autocorrelación (periódicos) dependen del día de la semana, en los tres mercados analizados. Por su parte, Knittel y Roberts (2004, figura 7) detectan que el correlograma de los precios horarios de California (zona denominada NP15) muestra un fuerte patrón estacional horario dentro del día y otro menos acusado correspondiente al ciclo semanal. Por otro lado, los precios (log-precios) diarios de Nord Pool muestran un autocorrelograma dominado por un perfil de caída lenta; mientras que las series en primeras diferencias muestran un perfil dominado por un patrón estacional semanal (véase, por ejemplo, Lucia y Schwartz, 2002, tabla 1). Adicionalmente, Carnero *et al.* (2003, tabla 2) observan que la función de autocorrelación para las primeras diferencias en los log-precios diarios de Nord Pool es extremadamente periódica; es decir, que depende del día de la semana.

### **b) Evidencia aportada por la modelización de serie temporal**

A continuación se revisan los resultados principales proporcionados en documentos que realizan la modelización paramétrica de las series temporales de los precios de la electricidad con diversos objetivos. Nos centramos en algunos trabajos que, por un lado, tratan de incorporar una gran parte de las propiedades estadísticas o los rasgos fundamentales del comportamiento de los precios en la modelización y, por otro, realizan un análisis comparativo con datos de diversas áreas geográficas. Lo primero es muy relevante porque la complejidad de dichos modelos permite poner de manifiesto una lección importante: que las conclusiones extraídas de análisis parciales basados en modelos incompletos pueden ser erróneas.

En esta revisión nos limitamos a la categoría de modelos descriptivos-predictivos de series temporales, que no incorporan explícitamente la influencia de los factores o variables fundamentales que influyen en los precios eléctricos, tales como la demanda, variables climáticas, o la capacidad de generación disponible. Son de destacar las complejidades de estimación de los modelos resultantes, debido a que, aunque no son exigentes en cuanto a los requerimientos de datos, dada la complejidad del comportamiento de los precios eléctricos, no son parsimoniosos en cuanto a su estructura o el número de parámetros a estimar<sup>18</sup>. Al final se realizan un par de críticas generales a los trabajos revisados, con el fin de poner de manifiesto algún reto que tiene planteada la investigación en este campo para el futuro.

Motivada por las propuestas de modelización y los análisis empíricos parciales realizados previamente por diversos autores, la investigación empírica de Escribano *et al.* (2002) constituye, por lo que sabemos, el primer intento serio de incorporación de gran parte de las características del comportamiento de los precios eléctricos, en una modelización descripti-

---

<sup>18</sup> Se llega en ocasiones a estimar por partes los distintos elementos incorporados.

va de los precios diarios medios correspondientes a seis mercados de alrededor del mundo: Nord Pool, Argentina, Australia (Victoria), Nueva Zelanda (Haywards), España y PJM (EE.UU.). Su modelo más general incluye: una tendencia determinista no lineal (que pretende recoger una posible tendencia temporal lineal, más el patrón estacional medio a lo largo del año, más al cambio en los precios como consecuencia del paso al fin de semana); un componente estocástico autorregresivo (de orden uno, a través de la incorporación de la variable dependiente retardada), junto con saltos de tipo Poisson, en los que el tamaño del salto está determinado por una distribución normal con media y varianza constantes, y la intensidad (frecuencia de ocurrencia de los saltos) es estacional (dependiente de las cuatro estaciones del año); y un efecto GARCH(1,1) en la volatilidad residual (que conlleva un efecto agrupamiento en la volatilidad condicional). Basándose en medidas comparativas usuales de la bondad del ajuste, concluyen que: hay evidencia de que el coeficiente «de reversión», que acompaña a la variable dependiente retardada, es significativo en todos los mercados para el modelo general<sup>19</sup>; La inclusión, tanto de los saltos como del efecto GARCH, es conveniente en la modelización, aunque la importancia de modelizar conjuntamente la intensidad estacional del salto sólo es clara en Argentina<sup>20</sup>; El caso español no requiere saltos en la modelización, en el periodo considerado<sup>21</sup>.

El estudio de Knittel y Roberts (2004), es de interés porque, por un lado, analiza precios de frecuencia horaria, para la zona norte de California (zona NP15) distinguiendo entre el periodo anterior a mayo de 2000 y el periodo de crisis de mayo-agosto del 2000, y por otro lado, analiza diversos modelos que podemos agrupar en tres clases no anidadas. Los autores miden la capacidad predictiva a una semana fuera de la muestra en la fase de evaluación de los modelos. El modelo más general, dentro del primer grupo, es un modelo con una estructura autorregresiva (de orden uno); una tendencia determinista no lineal de carácter fundamentalmente periódica (mediante el uso de variables ficticias, tratan de recoger la diferencia de nivel medio entre horas pico y valle, días entre semana y fines de semana, y estaciones del año); y saltos, bajo el supuesto Poisson, de intensidad dependiente del tiempo (con variables ficticias que recogen diferencias en la intensidad entre horas pico y valle del día, días entre semana y fines de semana, y estaciones del año). Concluyen que los saltos de intensidad periódica mejoran claramente los resultados predictivos en el periodo anterior a la crisis (la probabilidad de un salto se incrementa durante las horas pico y decrece durante prima-

---

<sup>19</sup> Adicionalmente, a través de un contraste de la hipótesis de raíz unitaria en el que la alternativa es reversión a la tendencia determinista y suponiendo que el proceso generador de datos tiene saltos y efecto GARCH, los autores concluyen que el coeficiente de reversión es menor a uno en todos los mercados para el modelo general (aunque la evidencia menos clara parece ser la de Nord Pool).

<sup>20</sup> Lamentablemente, no proporcionan los resultados de la estimación del modelo más general con intensidad estacional del salto para Nord Pool.

<sup>21</sup> Utilizan datos del periodo 1998-2000, como LEÓN y RUBIA (2001), y los autores conjeturan que la causa de este hecho podría estar en la regulación respecto a los costes de transición a la competencia vigente durante la mayoría del periodo considerado (ESCRIBANO *et al.*, 2002, p. 14).

Por otro lado, GOTO y KAROLYI (2004) investigan la adecuación de una modelización muy similar con datos correspondientes a cinco regiones distintas de EE.UU., nueve del área Nord Pool, y cinco de Australia utilizando índices de precios. Las conclusiones principales son que sólo algunas variables ficticias mensuales que recogen la tendencia determinista son significativas para ciertas regiones, y que la consideración simultánea de saltos y efectos GARCH resulta la más conveniente, junto con la intensidad estacional de los saltos. Finalmente, se ha de destacar que estos autores proporcionan un análisis residual de su modelo que pone de manifiesto que hay sitio para la mejora en el tipo de modelos analizado.

vera, invierno y fines de semana), aunque en el periodo de crisis un modelo más sencillo con saltos de intensidad constante parece ser suficiente. El segundo grupo analiza modelos con un componente determinista de carácter periódico igual al grupo anterior, junto con la posible influencia no lineal del nivel de la temperatura (como variable explicativa adicional), y una estructura ARMA para las perturbaciones (utilizan uno, veinticuatro y veinticinco retardos en la parte autoregresiva y de media móvil, atendiendo a la estacionalidad diaria). Concluyen que aunque la influencia de la temperatura en los precios es significativa para el periodo anterior a la crisis (pero no para el periodo de crisis), la mejora predictiva conseguida con su inclusión es mínima. El tercer tipo consiste en un modelo con igual componente periódico determinista que el primer tipo, junto con una estructura autorregresiva en el término de error (de orden uno, veinticuatro y veinticinco), y heteroscedasticidad condicional de tipo EGARCH. Los autores destacan que el parámetro de asimetría en la modelización de la volatilidad condicional sugiere que los shocks positivos en los precios amplifican la varianza condicional del proceso más que los shocks negativos. Sin embargo, la capacidad predictiva de este modelo es la peor de todas en el periodo anterior a la crisis. La comparación de los resultados de los tres grupos de modelos proporciona las siguientes conclusiones: las estimaciones del componente determinista, incluida en los tres tipos de modelos, resultan consistentes entre las tres especificaciones<sup>22</sup>; para el periodo anterior a la crisis, los mejores resultados predictivos se obtienen con el segundo tipo de modelos, lo que parece mostrar la conveniencia de incorporar autocorrelación estacional de orden diario para los precios, mientras que los peores se obtienen con el tercer tipo; para el periodo de crisis, los mejores resultados predictivos se obtienen para el modelo con proceso EGARCH, seguido de cerca de los modelos del segundo grupo<sup>23</sup>.

Se debe destacar aquí que el supuesto de saltos de tipo Poisson para la modelización de los saltos en los precios eléctricos ha sido criticada principalmente por resultar inadecuada para reproducir las puntas o *spikes* de precios presentes con cierta frecuencia en las series de precios eléctricos. Varios autores han propuesto diversas alternativas, que suelen conllevar serias complejidades en la estimación.

Por último, la investigación de Carnero *et al.* (2003), con datos diarios medios de cuatro mercados europeos (Amsterdam Power Exchange, APX, en Holanda; European Energy Exchange, EEX, en Alemania; Pownext en Francia y Nord Pool en Noruega), merece ser destacada al menos por dos razones. Primero, motivados principalmente por un trabajo previo de otros autores que destacaba la dependencia de los patrones de comportamiento de los precios según los días de la semana en el mercado de Nueva Gales del Sur (Australia), proponen que los parámetros del modelo asociados con la dinámica de los precios sean distintos según el día de la semana. De acuerdo con ello, formulan entre otros, un modelo general periódico, con parámetros dependientes del día de la semana, para el caso de los tres primeros mercados, que incluye una estructura AR(2) y una tendencia determinista estacional (anual). En una segunda etapa, ajustan un modelo GARCH(1,1) a los residuos del modelo anterior, con un ciclo anual y con distribución t de Student para los residuos escalados. Los

<sup>22</sup> El resultado estacional concreto obtenido, que sugiere precios más altos en otoño que en verano, podría depender de las especiales condiciones meteorológicas del periodo muestral. Véase KNITTEL y ROBERTS (2004, p. 13).

<sup>23</sup> Los autores comentan que tras eliminar los precios negativos (menos de uno por ciento de los datos), el análisis de los precios logarítmicos no cambia los resultados, poniendo de manifiesto según ellos la poca importancia de la aparente asimetría de los precios eléctricos en la capacidad predictiva de los modelos.

análisis usuales de la bondad del ajuste y residual ponen de manifiesto que la modelización propuesta para la media condicional hace innecesaria la modelización GARCH para la varianza condicional en los mercados APX y EEX. Segundo, motivados fundamentalmente por el comportamiento de memoria larga sugerido por el correlograma de la serie de datos de Nord Pool, para este mercado proponen un modelo que añade una estructura fraccionalmente integrada estacional (semanal) para el término de error, al modelo propuesto anterior. Los resultados de la estimación muestran la conveniencia de ajustar, además, para este caso un modelo GARCH- $t$  para capturar el agrupamiento en la volatilidad<sup>24</sup>.

La opinión de los autores del presente trabajo es que, en general, el tipo de modelos revisados puede estar sujeto a dos limitaciones. Primera, no han sido, en ocasiones, suficientemente cuidadosos en atender a las peculiaridades de cada mercado. En particular, es frecuente la falta de suficiente atención a los importantes cambios normativos que se han producido en varios mercados desde su apertura y a los posibles cambios estructurales que hayan podido provocar en las series, lo cual puede tener trascendencia para ciertos objetivos de los modelos formulados. Segunda, queda camino por recorrer en la investigación de la evaluación de las distintas alternativas de modelización formuladas, en relación con sus variados posibles objetivos últimos.

#### 4. Fundamentos del comportamiento del precio

En esta sección se hace una introducción a la multitud de factores que determinan el complejo y variado comportamiento de los precios eléctricos evidenciado en la sección anterior.

##### 4.1. Demanda

Los distintos segmentos y mecanismos de ajuste de un sistema eléctrico permiten que la energía vertida a la red desde las centrales de generación siga en todo momento a la extráda de la misma en los puntos de consumo más las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución. La energía inyectada al sistema está formada por la producida dentro del área geográfica correspondiente más la importada neta (es decir, menos la exportada) de áreas limítrofes. Sustrayéndole a la energía inyectada los consumos en generación y bombeo, se tiene la demanda interna de energía (incluyendo pérdidas en transporte). La evolución temporal de la demanda total de potencia eléctrica, o carga (*load*), depende de la evolución temporal de los factores últimos que la determinan según el uso final que se haga de ella en cada momento. Los factores meteorológicos y los niveles de la actividad humana en distintos ámbitos son determinantes en este sentido.

Tomemos como ejemplo el caso de España<sup>25</sup>. Pardo *et al.* (2002), evidencian que la demanda eléctrica depende de variables climáticas relacionadas con la temperatura y de ciertos efectos relacionados con la laboralidad. En el mismo estudio se destaca un claro efecto

<sup>24</sup> Otros investigadores que han trabajado con un modelo fraccionalmente integrado de orden estacional son HALDRUP y NIELSEN (2004), esta vez en una aplicación a los datos horarios de diversas zonas del área Nord Pool. LEÓN Y RUBIA (2001), por el contrario, estudian la conveniencia de un modelo integrado estacionalmente (semanalmente) para el caso español.

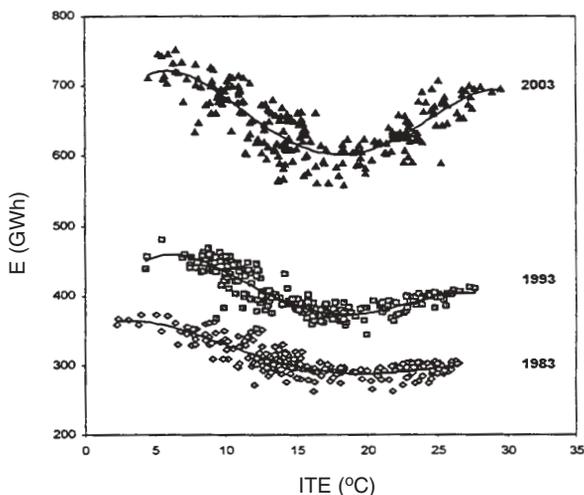
<sup>25</sup> El consumo medio anual de los últimos cinco años fue de 204,08 TWh (véase Tabla 2 más adelante), habiéndose producido un incremento en el consumo anual del 21,6% durante dicho periodo.

estacional de la demanda anual, con máximos de consumo en el invierno y en el mes de julio. También aportan evidencia de estacionalidad semanal en un doble sentido: los días laborables respecto del fin de semana (y los festivos), y entre días laborables, con el mayor consumo el miércoles, seguido de martes y jueves, y el menor consumo en los lunes y viernes.

A efectos ilustrativos de la conexión entre demanda y climatología, la Figura 2 muestra la relación entre la demanda eléctrica de los días laborables en los años 1983, 1993 y 2003 y un índice de la temperatura media diaria (ITE), para el caso español<sup>26</sup>. Se representan los gráficos de dispersión y se han ajustado sendas funciones polinomiales. Destacan, a los efectos de este trabajo, dos hechos. En primer lugar, la demanda de electricidad responde a la temperatura de forma convexa con un mínimo de demanda en el entorno de los 18 °C y dos ramas ascendentes correspondientes a temperaturas bajas (invierno) y a temperaturas altas (verano). En segundo lugar, se aprecia que entre 1983 y 2003 se ha producido, por un lado, un incremento en el consumo eléctrico general y, por otro, un mayor desarrollo (con mayor pendiente) de la rama representativa de la demanda eléctrica en verano, lo que pone de manifiesto la importancia de los cambios en los hábitos de consumo por sus efectos en el patrón de demanda de los últimos años<sup>27</sup>.

Por otro lado, la cantidad de electricidad demandada al sistema por los usuarios finales, suele tener una muy baja capacidad de respuesta, es muy poco elástica, ante el precio. Con mucha frecuencia este hecho se justifica argumentando que la electricidad es una mercancía esencial y por ello la cantidad demandada es independiente del precio, y que los límites de la tecnología al alcance de una parte sustancial de los usuarios no permite responder al pre-

**FIGURA 2**  
**GRÁFICOS DE DISPERSIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD**  
**Y LA TEMPERATURA EN ESPAÑA**  
**(1983, 1993 y 2003)**



FUENTE: LÓPEZ ZAFRA *et al.* (2005) a partir de datos del Instituto Nacional de Meteorología y REE.

<sup>26</sup> Para la elaboración del índice de la temperatura, véase VALOR *et al.* (2001).

<sup>27</sup> Los dos hechos señalados ya fueron apuntados previamente por VALOR *et al.* (2001).

cio de forma significativa. Ahora bien, como han señalado algunos autores, existen tecnologías de almacenamiento de corto plazo que permitirían al usuario final transferir demanda de unas horas del día a otras, siempre y cuando tuviera incentivo económico para acometer las inversiones necesarias. En este sentido, una condición necesaria para que los usuarios finales (comercial, industrial o residencial) respondan al precio, y que tiene que ver con la normativa reguladora de la reestructuración de los sistemas eléctricos, es que el pago por la electricidad demandada sea función del precio para cada unidad de tiempo. Con ello podría producirse una modificación en los hábitos de consumo energético en respuesta a las señales de precio, flexibilizándose en cierta medida la demanda.

#### 4.2. Oferta

Para cubrir la demanda de energía eléctrica se precisa de un parque de centrales de generación que, junto con las interconexiones con otros sistemas eléctricos, proporcionan la potencia disponible del sistema eléctrico. La demanda se cubre con la energía eléctrica producida por instalaciones con diversa tecnología. La Tabla 2 recoge los datos anuales medios de cobertura de la demanda en el caso español, para los últimos cinco años (1999-2003), distinguiendo

**TABLA 2**  
**COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL MEDIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
**EN EL MERCADO ESPAÑOL (1999-2003)**

	Media anual (TWh)	Porcentaje sobre producción interna total	Porcentaje sobre producción
<b>+ Producción Régimen Ordinario</b>	<b>181,6</b>	<b>85,3</b>	<b>100</b>
Carbón	73,6	34,6	40,5
Nuclear	62,0	29,1	34,1
Hidroeléctrica	30,5	14,4	16,8
Fuel/Gas	11,4	5,4	6,3
Ciclo combinado	4,1	1,9	2,2
<b>- Consumos en generación y bombeo</b>	<b>12,7</b>		
<b>+ Producción Régimen Especial</b>	<b>31,2</b>	<b>14,7</b>	<b>100</b>
Hidroeléctrica	4,1	1,9	13
Eólica	6,9	3,3	22
Otras renovables	2,2	1,0	7
No renovables	18,0	8,5	58
<b>+ Saldo importaciones-exportaciones</b>	<b>4,0</b>		
<b>= Demanda</b>	<b>204,1</b>		

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de los informes anuales de Red Eléctrica de España (REE).

entre régimen ordinario y régimen especial<sup>28</sup>. Por lo que respecta a las instalaciones en régimen ordinario (que es el relevante desde el punto de vista del mercado diario analizado en este artículo), durante los últimos cinco años el 40,5 por 100 de la energía producida provenía del carbón, el 34,1 por 100 era nuclear, el 16,8 por 100 hidroeléctrica (incluyendo bombeo), el 6,3 por 100 provino de fuel y gas y el 2,2 por 100 de instalaciones de ciclo combinado<sup>29</sup>.

La estructura o mix (de tecnologías) de generación presenta la característica de ser muy diversa según el país o el sistema eléctrico. La Tabla 3 presenta el total de energía producida en diversos países por fuentes primarias de generación en el año 2003, constatándose las notables diferencias comentadas en los mix de generación. Obsérvese que Noruega prácticamente sólo produce electricidad con energía hidráulica mientras que, en el extremo opuesto, Francia utiliza básicamente la energía nuclear. España, Suecia, Alemania, Reino Unido y EE.UU. utilizan fuentes de generación más diversificadas. La Tabla 3 presenta también el total de energía eléctrica producida en 2003 por el Nord Pool (Noruega, Suecia, Dinamarca y Finlandia) y la que hubiera producido el MIBEL si hubiera estado ya operativo. La agrupación de países (o áreas eléctricas) conlleva una modificación del mix de generación, hacia una mayor diversificación de las fuentes primarias de suministro, que puede ser relevante a los efectos de la determinación de la estructura de la curva de oferta.

**TABLA 3**  
**ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA EN VARIOS PAÍSES**  
**POR FUENTES DE GENERACIÓN, 2003 (TWh)**

	Térmica convencional	Térmica nuclear	Hidráulica	Geotérmica y otros	Total
Noruega	0,9	–	105,1	0,1	106,2
Suecia	13,5	65,5	53,0	0,6	132,5
Dinamarca	38,2	–	–	5,6	43,8
Finlandia	48,6	21,8	9,3	0,1	79,9
Nord Pool*	101,2	87,3	167,4	6,4	362,4
Portugal	22,4	–	14,0	–	36,3
España	124,0	59,3	47,3	–	230,6
MIBEL**	146,4	59,3	61,3	–	266,9
Francia	55,0	420,7	62,1	–	537,8
Reino Unido	277,6	81,9	5,9	–	365,3
Alemania	361,4	156,5	20,7	–	538,6
EE.UU.	2.723,9	766,5	266,6	89,0	3.846,0

\* El mercado Nord Pool agrupa a Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca..

\*\* El MIBEL es el resultado del proyecto de integración de Portugal y España.

FUENTE: Agencia Internacional de la Energía (IEA).

<sup>28</sup> Para la distinción entre los dos regímenes, consúltese los informes de Red Eléctrica de España.

<sup>29</sup> El cambio más relevante en la composición de la energía producida por las instalaciones en régimen ordinario durante el periodo fue el aumento de la energía producida por instalaciones de ciclo combinado (de gas) durante los dos últimos años y la disminución de la producción a partir de fuel/gas durante el último año.

Para cada periodo temporal del mercado principal de contado, los productores realizan ofertas de producción de distintas cantidades de electricidad a distinto precio. Mediante la acumulación de las cantidades ofrecidas «en orden de mérito», se obtiene la curva de oferta en función del precio o función de oferta (*merit order curve* o *supply stack*). La unidad de oferta es, por lo general, el grupo de generación, de modo que la función de oferta es una función escalonada en la que los incrementos se producen por la acumulación en la oferta de nuevos grupos de generación a medida que aumenta el precio.

La función de oferta en cada momento depende de diversos factores últimos. En primer lugar, están los factores económicos con una base de naturaleza principalmente técnica. Un factor determinante de la función de oferta es el coste de producción de la energía y éste depende de la tecnología utilizada. Hay tecnologías de costes fijos muy altos (instalaciones nucleares, por ejemplo), que se reparten entre las horas de funcionamiento de la planta a lo largo de su vida útil, y de costes variables (entre los que el coste del combustible es fundamental) relativamente bajos. Otras tienen costes fijos más bajos en términos comparativos y costes variables altos (ciclo combinado de gas) o costes variables bajos (hidráulica procedente de agua embalsada).

En este punto es relevante tener en cuenta que una parte notable de la generación hidráulica tiene la particularidad de que, a pesar de ser una fuente energética de coste variable bajo, juega un papel estratégico importante si se considera el agua embalsada ante la decisión de turbinarla en un momento dado (oferta de producción en el mercado) o mantenerla embalsada para su turbinado posterior en busca de los mejores precios que se pujarán en los periodos de mayor demanda (superiores al coste marginal de esta fuente energética). Pero, en otro sentido, esta misma fuente de energía está sujeta al régimen de control hidrológico de las cuencas productoras, que puede llevar en ciertas circunstancias (por motivos de seguridad en épocas de lluvias abundantes, o por necesidades de consumo humano, como el riego) a ofertar para su turbinación el agua acumulada que ha de ser desembalsada necesariamente por causas ajenas al negocio eléctrico. En resumen, en la producción de energía hidráulica es importante tener en cuenta el coste de oportunidad de la cantidad de agua disponible y los condicionantes ajenos al negocio eléctrico.

Otro aspecto técnico que puede condicionar la forma de la curva es la existencia de costes de parada y puesta de nuevo en funcionamiento. Hay plantas como las nucleares que necesitan estar en funcionamiento continuo, aunque sea a una capacidad mínima y ello puede llevar, en competencia, a ofertar distintas cantidades a distintos precios (más bajos para la cantidad mínima).

En resumen, la función de oferta es creciente respecto al precio porque producir cantidades adicionales requiere la puesta en funcionamiento de plantas con costes marginales más altos. Además, la curva es fácil que tenga una convexidad muy pronunciada en su tramo final: la industria tiene poca capacidad disponible en aquellas plantas de muy elevado coste marginal, que sólo son rentables para cubrir los picos de demanda.

En segundo lugar, el comportamiento maximizador de beneficios de los productores conlleva ofertas óptimas a precios más altos que el coste marginal, salvo en circunstancias inusuales especiales. Ese comportamiento maximizador puede llevar a determinar también en gran medida un asunto de gran importancia en la determinación de los precios marginales resultantes: la curvatura de la función de oferta. En efecto, cuestiones tales como las tecnologías de generación utilizadas y la estructura de la industria (número de generadores)

podrían determinar la existencia de distintos niveles de presión competitiva para cada nivel de carga, lo cual se trasladaría a la función de oferta.

#### 4.3. Interacción oferta-demanda

##### a) Generalidades

Como se destacó al comienzo de este trabajo, no existe uniformidad en un condicionante de los precios de gran relevancia como son las reglas que rigen el funcionamiento de los distintos mercados. Asuntos esenciales tales como el carácter obligatorio (*mandatory*) o voluntario de la participación en el mercado al por mayor, el perfil de oferentes y demandantes autorizados a participar en el mercado a los precios libres resultantes (incluyendo el tratamiento que se les da a los usuarios finales), el proceso de negociación (tipo de órdenes permitidas) y de determinación de precios (uniformidad de precio, etc.), y las condiciones contractuales, entre otros asuntos, tienen un tratamiento diferente en distintas áreas.

Con las puntualizaciones que corresponda hacer derivadas de la normativa reguladora de cada mercado, puede entenderse en general que los precios son el resultado de la casación entre la demanda y la oferta globales. Así, muchos mercados determinan un precio marginal del sistema que reciben todos los generadores por la cantidad producida durante el periodo correspondiente (sistema de subasta de precio uniforme o *uniform-price auction*), sea cual sea el coste marginal de cada grupo generador. La confrontación de la demanda para distintos periodos temporales (horas o medias horas) con una función de oferta creciente con el precio, determina que tienda a haber una relación directa entre la cantidad demandada y el precio resultante del mercado. Pero esto no quiere decir que haya correlación lineal perfecta entre ambas variables. León y Rubia (2001, p.17), por ejemplo, muestran que el coeficiente de correlación lineal fue del 50,4 por 100 para las series logarítmicas de precios y demanda para el caso español en los años 1998-2000.

Con frecuencia, los precios son más volátiles y tienen saltos más pronunciados que la demanda<sup>30</sup>. Hay diversos factores que pueden explicar estos hechos, según las circunstancias. Un factor esencial es la curvatura de la función de oferta. En efecto, la curvatura actúa como un elemento intensificador de los cambios en los precios ante cambios en la demanda. El crecimiento escalonado de la curva, con escalones más pronunciados cuanto más se acerque la producción a la capacidad máxima del sistema eléctrico, hace que se intensifiquen los cambios en los precios ante un cambio en la demanda concreto. A ello hay que añadir los desplazamientos en la función de oferta, por muy diversas causas. Así, por ejemplo, en mercados con importante capacidad hidroeléctrica (como es el caso de Noruega, que determina en gran medida el precio marginal del sistema del Nord Pool), en años especialmente secos con pocas reservas hidráulicas se desplaza notablemente la curva de oferta, con importantes implicaciones para los precios. O en la parte Central-Este de EE.UU. (región ECAR), en junio de 1998 aumentaron espectacularmente los precios debido a la conjunción de una larga

---

<sup>30</sup> Para una inspección visual de la relación entre demanda y precio, puede verse, por ejemplo, los gráficos comparativos en BESSEMBINDER y LEMMON (2002, figuras 7 y 8) con variables mensuales medias para PJM y CALPX, o KNITTEL y ROBERTS (2004, figura 2), con precios horarios para CALPX.

ola de calor, la congestión en la transmisión de energía hidroeléctrica proveniente de Canadá y los daños en una planta nuclear cercana causados por un tornado<sup>31</sup>. Estos casos ejemplificadores ponen de manifiesto la gran variedad de causas y situaciones en las que se producen los saltos en los precios (situaciones climáticas extremas temporales, precios de fuel anómalos, fallo técnico que reduce la oferta, entre otras), influyendo todo ello en el tamaño, frecuencia y otros elementos caracterizadores de los saltos.

Por otro lado, en ocasiones, como en el caso del Nord Pool, una característica notable de los precios es su comportamiento fuertemente estacional y persistente. Esto puede explicarse por la conjunción de un fuerte patrón estacional en la demanda con una gran persistencia por el lado de la oferta motivada por la importancia de la capacidad generadora hidráulica disponible y sus causas<sup>32</sup>. El componente cíclico por causas meteorológicas que afecta a la demanda, y en ocasiones también a la oferta, es esgrimido muy frecuentemente como justificación de la reversión de los precios a un nivel medio.

### **b) Aspectos estratégicos y poder de mercado**

La función de oferta puede desplazarse y su curvatura modificarse por el factor estratégico en relación con la estructura de la industria y los aspectos normativos<sup>33</sup>. Un asunto relacionado de especial importancia es el del ejercicio de poder de mercado. Aquí, no nos referimos a acuerdos o actividades ilícitas entre participantes del mercado, para manipularlo, ni a ningún tipo de incumplimiento de la normativa del mercado. Por poder de mercado queremos decir, simplemente, la capacidad de ciertos agentes de influir en los precios, a través de su comportamiento individual. Diversas investigaciones han tratado de constatar esta capacidad por parte de los generadores en ciertos mercados<sup>34</sup>.

Hay dos circunstancias genéricas, que ya han sido citadas anteriormente como determinantes de los precios y por su importancia en la gestión técnica del sistema, que merecen ser destacadas de nuevo por ser determinantes de la capacidad de influencia en el precio. Una es la relación entre la energía demandada en cada momento y la capacidad total del sistema, y la otra, los desajustes o estrangulamientos locales en el suministro que pueden producirse debido a la estructura de la red de transporte y distribución.

Entre los factores relacionados con la estructura de la industria que pueden determinar la capacidad de influir en los precios están: la concentración de la industria generadora, la integración en grupos empresariales de los distintos sectores del mercado eléctrico y el tipo de propiedad (pública o privada) de los generadores. Entre los factores relacionados con la normativa reguladora de los mercados de especial incidencia en los precios, destacamos el proceso de determinación de los precios (incluyendo, en particular, el establecido para la

---

<sup>31</sup> Caso tomado de GEMAN y RONCORONI (2003, p. 6).

<sup>32</sup> CARNERO *et al.* (2003, p. 4) destacan las características de memoria larga que exhibe el caudal de los ríos y los niveles de reservas de agua (véase también HALDRUP y NIELSEN (2004, p. 9)). JOHNSEN (2001), por otra parte, determina que las condiciones de temperatura, nevadas y aportes inesperados de agua a la capacidad de almacenamiento, influyen en los precios noruegos.

<sup>33</sup> BUNN (1999) y (2004) hace hincapié en el factor estratégico en el comportamiento de los precios, con análisis del mercado de E&W.

<sup>34</sup> KNITTEL y ROBERTS (2004, secc. 1B) y WOLAK (2003) proporcionan, por ejemplo, unas cuantas referencias.

gestión de las congestiones) y las posibilidades de contratación (operaciones a plazo y operaciones sobre diferenciales de precios zonales, entre otras).

Como un caso ilustrativo de la importancia de la normativa, citaremos la potencial influencia de la regulación de los llamados costes de transición a la competencia (CTCs) en el comportamiento de los precios en el caso español. Con el fin de permitir a los generadores recuperar los costes de inversiones anteriores a la reestructuración del mercado, se establece un sistema de reparto de unos fondos entre los generadores. Green (2001) conjetura que ciertos cambios significativos en el nivel medio de los precios eléctricos en el caso español, podrían tener que ver con los cambios normativos relacionados con los CTCs puestos en práctica por el legislador. León y Rubia (2001), por su parte, contraponen un seguimiento más pormenorizado de los cambios legislativos y otros acontecimientos e iniciativas relacionadas con los CTCs, al comportamiento del nivel medio de los precios eléctricos en España, que sugieren la potencial influencia de dicha regulación en los precios.

Por último, en mercados inadecuadamente regulados y/o supervisados, podría darse una manipulación deliberada de los precios por parte de los productores. Una posibilidad sería mediante la modificación de la curva de oferta, retirando unidades de producción. Esta posibilidad es uno de los asuntos que más vigilan las autoridades supervisoras, porque como ha destacado algún autor antes, no es fácil saber, por alguien externo, la causa de una parada supuestamente técnica. Hay episodios de retirada deliberada de unidades de producción que han podido probarse, por ejemplo, en el caso de la crisis de California. En este caso, además, también se manipularon precios en el pasado mediante otras estrategias como el corte de suministro de gas, por parte de empresas subsidiarias<sup>35</sup>.

## 5. Algunas lecciones básicas para la negociación derivada

La negociación derivada, incluyendo aquí la negociación de todo tipo de contratos físicos o financieros que permitan la contratación anticipada de la electricidad, es potencialmente muy útil para los gestores involucrados en el mercado al por mayor de la electricidad. Por citar un ejemplo ilustrativo bastante conocido, un motivo importante por el que tres distribuidoras privadas acumularon pérdidas cuantiosas (la mayor de ellas incluso quebró) tras los episodios de precios elevadísimos a partir del verano del 2000 en California, fue que no cubrieron el riesgo de precio de contado resultante de la obligación legal de contratar todas sus necesidades de aprovisionamiento de electricidad en el mercado de contado al por mayor.

Pero quizá la mejor prueba de esta utilidad está en que, según diversas fuentes y a pesar de las dificultades para dar datos concretos, la negociación de contratos derivados eléctricos ha estado creciendo en diversas partes del mundo, principalmente en la forma de contratos negociados *over the counter* (OTC). Relacionado con este asunto, en EE.UU., por ejemplo, fracasaron los contratos derivados estandarizados negociados en mercados organizados como NYMEX, CBOT y MGE. Y en el Nord Pool, que lleva bastantes años de experiencia

---

<sup>35</sup> Los artículos periodísticos firmados por PAUL KRUGMAN aparecidos en *The New York Times* el 27 de septiembre de 2002 y el 28 de marzo de 2003 proporcionan, por ejemplo, un recuento de distintos informes y elementos probatorios acumulados sobre estos asuntos. WOLAK (2003), por su parte, hace un diagnóstico académico de las causas de la crisis eléctrica de California.

de negociación derivada, se observa una tendencia clara hasta fechas recientes a la sustitución de la negociación de los contratos estandarizados en el mercado organizado (Eltermin o Eloption), como los contratos de futuro, por fórmulas contractuales típicamente negociadas bilateralmente, como los contratos *forward* a los que se ofrece un servicio de registro u de compensación.

Del análisis de las secciones anteriores se pueden extraer varias lecciones importantes para la negociación derivada ligada a los precios de la electricidad al por mayor, que pueden relacionarse con una lección básica: la elevada complejidad de su comportamiento y de los distintos elementos que lo determinan, que sin duda se trasladará en mayor o menor medida a la negociación derivada.

Un elemento esencial de esta complejidad es el carácter particular de las series de precios correspondientes a distintos tramos temporales (horas pico frente a horas valle, verano frente a invierno, ...). Este hecho se enuncia a veces como la idea o el punto de vista de que la electricidad de cada tramo es una «mercancía distinta».

Además, esta complejidad depende de las características propias de cada mercado o de cada sistema eléctrico. Los factores que afectan a la demanda y a la oferta tienen carácter local y determinan el comportamiento diferencial de los precios de la electricidad en cada área concreta. En particular, la falta de uniformidad en las normativas reguladoras entre países puede hacer cambiar de forma sustancial el comportamiento de los agentes y la estructura general de funcionamiento de distintos mercados. Por tanto, las generalizaciones son en general peligrosas, pues análisis y modelos válidos en algunos mercados pueden no ser aplicables a otros.

Atendiendo a las peculiaridades del mercado eléctrico subyacente y a su complejidad, de entrada, los contratos derivados deben tener unas características contractuales específicas, para poder hacer frente a las variadas necesidades de cobertura de los agentes que surgen, entre otros motivos, por las particularidades temporales o espaciales de las series de precios. Así, por ejemplo, se utilizan contratos relativamente particulares sobre precios correspondientes a variados tramos temporales (contratos sobre días, semanas o meses; sobre horas pico, horas valle o carga base; sobre resto de mes, ...). Asimismo se definen contratos sobre muy diversos diferenciales de precios (entre precios de combustible y precios eléctricos, o entre diversas áreas geográficas, por ejemplo), que permiten cubrir otras necesidades.

La utilización de los derivados de la electricidad en la gestión de riesgos energéticos debe atender a las diferencias entre activos subyacentes físicos (mercancías) y financieros, al menos en tres cuestiones:

En *primer lugar*, en las mercancías en general, los supuestos habituales de los modelos respecto de la «perfección» del mercado subyacente están sujetos a mayor crítica que cuando se aplican en los mercados financieros.

En *segundo lugar*, la electricidad comparte con otras mercancías su carácter no almacenable. Es conocido que esta característica general conlleva relaciones más complejas entre los precios derivados y los de contado, que las obtenidas bajo las condiciones de negociabilidad sin restricciones y de almacenabilidad del activo subyacente, lo que plantea un reto para la valoración. Evidentemente, estas dificultades también se trasladan a una cuestión íntimamente relacionada: la de la cobertura de posiciones tomadas en el mercado de contado.

En *tercer lugar*, también comparte con otras mercaderías la relevancia de gestionar un riesgo de cantidad o de volumen relacionado. Así, ciertos agentes pueden estar interesados

en hacer frente a las potenciales repercusiones negativas de la incertidumbre ligada a la cantidad de energía producida (por el lado de la oferta) o consumida (por el lado de la demanda) en sus respectivos negocios. En este sentido, sería muy interesante estudiar cómo podrían ayudar en esta cuestión los derivados meteorológicos (*weather derivatives*) que se están desarrollando en los últimos años a nivel mundial.

En la fecha de redacción de este escrito, la literatura académica sobre derivados de la electricidad ha obtenido hasta la fecha muy pocos resultados concluyentes basados en datos reales. Además, el centro de atención ha sido sobre todo la valoración (comparación de precios reales con valores dados por los modelos), dejando casi sin explorar la mayoría de los asuntos ligados con el uso de los derivados, en especial, en la gestión de riesgos. Como ejemplo ilustrativo de la importancia práctica de este tema, que pueda animar a la investigación en el mismo, es interesante saber que en el episodio de precios extraordinariamente altos de junio de 1998 en la región ECAR citado en la sección anterior, las repercusiones más grandes no fueron sobre el sistema eléctrico de la región o de las regiones vecinas, sino en los resultados de algunas compañías que habían vendido opciones sobre electricidad, las cuales quebraron, probablemente por no valorar y gestionar adecuadamente los riesgos implicados.

Para finalizar, los autores quieren destacar tres últimos comentarios aleccionadores: *Primero*, una de las lecciones fundamentales que pueden extraerse de la experiencia acumulada en los distintos países es que los cambios normativos pueden tener muy importantes repercusiones finales en el comportamiento de los precios eléctricos. Una consecuencia de este hecho de cara al futuro es la consideración del llamado riesgo «normativo» o «regulatorio». *Segundo*, no se debe olvidar el llamado riesgo de crédito derivado de la probabilidad de incumplimiento de los contratos firmados bilateralmente que no gozan de la red de seguridad proporcionada por los sistemas de garantías establecidos por los mercados organizados de productos derivados. Los incumplimientos contractuales ligados a la muy conocida debacle de ENRON tuvieron consecuencias de largo alcance en la liquidez de los contratos OTC y en la negociación de derivados de crédito, mostrando a las claras la importancia de este asunto. *Tercero*, creemos que la potencial capacidad de influencia en los precios eléctricos al por mayor por parte de ciertos agentes, en las circunstancias actuales de ciertos mercados eléctricos, debería tenerse en cuenta por parte de los agentes sensatos potencialmente interesados en la negociación derivada. Este asunto podría tener sus consecuencias, en particular, en las probabilidades de fracaso de la negociación derivada en un mercado organizado, por falta de una condición necesaria para el éxito: la existencia de un número suficientemente elevado de agentes con distintos perfiles de negociación y sin capacidad de influir sustancialmente en los precios.

### Referencias bibliográficas

- [1] BESSEMBINDER, H. y LEMMON, M. L. (2002): «Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets», *The Journal of Finance*, LVII, 3, 1347-1382.
- [2] BUNN, D. W. (ed.) (1999): *Strategic Price Risk in Wholesale Power Markets*, Risk Executive Report, Risk Books, London.
- [3] BUNN, D. W. (2004): «Structural and Behavioural Foundations of Competitive Electricity Prices», en D.W. Bunn (ed.): *Modelling Prices in Competitive Electricity Markets*, John Wiley & Sons, 1-17.
- [4] BYSTRÖM, H. N. E. (2005): «Extreme value theory and extremely large electricity price changes», *Internacional Review of Economics and Finance* 14, 41-55.
- [5] CAMERO, M. A.; KOOPMAN, S. J. y OOMS, M. (2003): «Periodic Heteroskedastic RegARFIMA Models for Daily Electricity Spot Prices», *Discussion Paper TI 2003-071/4*, Tinbergen Institute.
- [6] EIA (2002): «Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries», *Energy Information Administration Special Report SR/SMG/2002-01*. US Department of Energy.
- [7] ESCRIBANO, A.; PEÑA, J. I. y VILLAPLANA, P. (2002): «Modeling Electricity Prices: Intemacion Evidence», Working Paper 02-27, *Economics Series 08*, Universidad Carlos III de Madrid.
- [8] GEMAN, H. y RONCORONI, A. (2003): «A Class of Marked Point Processes for Modeling Electricity Prices», EFMA Conference Paper, Mimeo.
- [9] GOTO, M. y KAROLYI, G. A. (2004): «Understanding Electricity Price Volatility Within and Across Markets», Mimeo.
- [10] GREEN, R. (2001): «Markets for electricity in Europe». *Oxford Review of Economic Policy*, 17. 3, 329-345.
- [11] HALDRUP, N. y NIELSEN, M. Ø. (2004): «A Regime Switching Long Memory Model for Electricity Prices», *Working Paper 2004-02*, Aarhus University.
- [12] HUISMAN, R. y MAHIEU, R. (2003): «Regime jumps in electricity prices», *Energy Economics*, 25, 425-434.
- [13] JOHNSEN, T. A. (2001): «Demand, generation and price in the Norwegian market for electric power», *Energy Economics*, 23, 227-25 1.
- [14] KNITTEL, C. R. y ROBERTS, M. R. (2004): «An Empirical Examination of Restructured Electricity Prices». Mimeo, aparecerá en *Energy Economics*.
- [15] LEÓN, A. y RUBIA, A. (2001): «Comportamiento del precio y volatilidad en el pool eléctrico español», *Working Paper EC 2001-04*, Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas.
- [16] LÓPEZ ZAFRA, J. M.; SÁNCHEZ, L. J. y MENEU, V. (2005): «Impactos en el Sector Energético», Capítulo 13, en J. M. Moreno: *Evaluación de los Impactos del Cambio Climático en España*, Oficina Española de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente.
- [17] LUCIA, J. J. y SCHWARTZ, E. S. (2002): «Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange», *Review of Derivatives Research*, 5, 5-50.

- [18] PARDO, A.; MENEU, V. y VALOR, E. (2002): «Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load», *Energy Economics*, 24, 55-70.
- [19] VALOR, E.; MENEU, V. y CASELLES, V. (2001): «Daily Air Temperature and Electricity Load in Spain», *Journal of Applied Meteorology*, 1413 -1421.
- [20] VILLAPLANA, P. (2002): «Two-factor jump-diffusion models for the valuation of electricity future contracts», Mimeo.
- [21] WOLAK, F. (1999): «Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets. An international Comparison», en Ito, T. y Krueger, A. (ed.): *Competition Policy in the Asia Pacific Region*, EASE Volume 8, University of Chicago Press, 79-134.
- [22] WOLAK, F. (2003): «Lessons from the California Electricity Crisis», *CSEM Working Paper* 110, University of California Energy Institute.

## APÉNDICE

### DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS Y FUENTES DE RESULTADOS DE LAS TABLAS 1A, 1B Y 1C

**España (ESP):** Los resultados de la Tabla 1A, han sido elaborados por los autores a partir de los datos de los (veinticuatro) precios horarios para cada día del Mercado Diario proporcionados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMEL), expresados en céntimos de euro por kWh, para el periodo desde el 1 de enero de 1998 hasta el 15 de diciembre de 2004. La serie de precios diarios (carga base) se ha obtenido como media aritmética de los precios horarios del día; la serie de precios diarios para horas pico, como media aritmética de los precios horarios desde las 8:00h hasta las 24:00h, de lunes a viernes; la serie de precios diarios para las horas valle, como media aritmética de los precios horarios desde las 00:00h hasta las 8:00h de lunes a viernes y de todos los precios horarios para los fines de semana. Dentro del periodo de demanda alta en España, los precios diarios (carga base) de los meses cálidos son los correspondientes a los precios medios de julio y septiembre, y los de los meses fríos, los de los meses de noviembre a febrero. Agosto corresponde al mes de demanda más baja.

**Nord Pool (NP):** Los resultados han sido tomados de la Tabla 1 de Lucia y Schwartz (2002), excepto los correspondientes a la distinción entre horas pico y horas valle, que han sido elaborados por los autores de este artículo a partir de los datos de precios horarios utilizados por Lucia y Schwartz. Los datos originales son los llamados precios horarios del sistema para cada día del *Day-Ahead Market* (Elspot) de Nord Pool, expresados en coronas noruegas por MWh, para el periodo desde 1 de enero de 1993 a 31 de diciembre de 1999. El periodo cálido es definido en Lucia y Schwartz (2002) desde el 1 de mayo hasta el 30 de septiembre. La serie de precios diarios para horas pico se ha obtenido como media aritmética de los precios horarios desde las 6:00h hasta las 22:00h, de lunes a viernes. La serie de precios diarios para las horas valle, se ha obtenido como media aritmética de los precios horarios desde las 0:00h hasta las 6:00h y desde las 22:00h hasta las 24:00h de lunes a viernes, y de todos los precios horarios para los fines de semana.

**Pennsylvania-New Jersey-Meryland (PJM):** Los resultados han sido tomados de las Tablas A.2.1 y A.2.2 de Villaplana (2002). Fueron elaborados a partir de los precios *spot* medios diarios del mercado PJM, en dólares estadounidenses por MWh para el periodo desde 1-abril-1998 hasta 31 -diciembre-2000.

**Australia (Victoria) (VIC):** Los resultados han sido tomados de la Tabla 1 de Escribano *et al.* (2002). Fueron elaborados a partir de los precios *spot* diarios medios del Victoria Power Exchange, en dólares australianos por MWh, para el periodo desde 1 de julio de 1994 hasta 12 de diciembre de 1999.

**Nueva Zelanda (Haywards) (NZ):** Los resultados han sido tomados de la Tabla 1 de Escribano *et al.* (2002). Fueron elaborados a partir de los precios *spot* diarios medios Haywards, en dólares neozelandeses por MWh, para el periodo desde 1 de octubre de 1996 hasta 31 de agosto de 2000.

