

Documento de trabajo 99-03
Series de Economía 02
Marzo 99

Departamento de Economía
Universidad Carlos III de Madrid
Calle Madrid, 126
28903 Getafe (Spain)
Fax (341) 624-98-75

RÉGIMEN INSTITUCIONAL DEL MERCADO SPOT Y DEL MERCADO DE FUTUROS EN DISTINTOS PAÍSES

José Luis Ferreira e Iñigo Herguera *

Resumen

En este trabajo se describen las normas que rigen el funcionamiento del mercado de futuros para la electricidad en distintos países, en especial el Reino Unido, y se estudian las posibles interrelaciones en la organización y regulación entre este mercado y el spot.

Abstract

In this work we describe the rules governing the futures market for electricity in different countries, especially, the United Kingdom, and then we study the relations regarding the organization and regulation between futures and spot markets.

Palabras clave: mercado sport, mercado de futuros, sector eléctrico.

* Ferreira, Departamento Economía, Universidad Carlos III de Madrid; E-mail: jlferr@eco.uc3m.es.
Herguera, Departamento Economía, Universidad Complutense; E-mail: inigo@ccee.ucm.es.

Queremos agradecer a Garry Campbell de OFFER, a Richard Green y a David Newbery de U. of Cambridge su valiosa ayuda. Asimismo agradecemos la ayuda financiera de la CNSE a través del convenio con la Universidad Carlos III de Madrid "Estudio de un mercado de contratos por diferencias para el Sector Eléctrico".

Índice

1. Contratos de futuros y marco institucional	3
2. La experiencia en otros países	7
2.A. El Reino Unido:	7
2.A.1. 1990- 1993	7
2.A.2. 1993- actualidad	17
2.A.3 Los CdD, los EFA y la regulación vía límites de precios...	23
2.B. Países Escandinavos	27
2.C. Estados Unidos	28
3. Conclusiones	31
Referencias	34
Apéndice	36

1. Contratos de futuros y marco institucional

En diversas experiencias liberalizadoras de la industria eléctrica se han introducido mercados de plazos y de futuros con el objetivo de conseguir que los agentes se cubran y distribuyan mejor los riesgos inherentes a la generación y transmisión de la electricidad, y de conseguir señales de mercado que reflejen las expectativas de los agentes sobre la generación y la capacidad del medio y largo plazo. Cada mercado de contrato de futuros tiene unas características institucionales y unas relaciones con el mercado spot de referencia determinadas. Nos proponemos en esta sección definir algunas de las causas más relevantes del porqué de la introducción de estos mercados y un acercamiento a diversos diseños institucionales de los mismos. En secciones posteriores analizaremos de cerca la experiencia ocurrida recientemente en diversos países. En especial resaltamos la relación existente entre tipos de contratos y régimen regulatorio e institucional del mercado de futuros y mercado spot.

La liberalización del sector eléctrico y la introducción de mercados de futuros debe tener el principal objetivo de conseguir el mínimo precio posible a todos los consumidores a cambio de una oferta que sea sostenible tanto a corto como a largo plazo. Este objetivo es de utilidad también para justificar la aparición de nuevos mercados de instrumentos financieros en el sector.

Los contratos de opciones, de futuros y otros instrumentos financieros son utilizados en cualquier sector por tres motivos básicos: *cobertura de riesgos* (hedging), *especulación* y *arbitraje*. El último de estos motivos, el arbitraje, en la electricidad no se da ya que la electricidad no se puede almacenar y por tanto el arbitraje intertemporal es imposible. El arbitraje efectuado a través de localizaciones distintas se podría dar si hubiera segmentación de mercados o si hubiera precios distintos para puntos geográficos diferentes (precios nodales, por ejemplo). Pero esto en electricidad no es tan común. Una posibilidad real en algunos mercados es el arbitraje entre fuentes de generación distintas cuando éstas pueden ser susceptibles de ser utilizadas en la generación de Kw. Esta relación puede darse, por ejemplo, entre el precio futuro del petróleo y el precio futuro del gas. Por ahora no consideramos esta posibilidad, aunque es posible que emerja en el futuro.

Los motivos más relevantes para utilizar estos instrumentos de futuros son el motivo especulativo y el de cobertura de riesgos. En este Informe hemos analizado un tercer motivo: *el motivo estratégico*.

El motivo *cobertura de riesgos* (hedging) es claro. Un generador de electricidad puede querer cubrirse de riesgos de caídas en el precio spot de la electricidad. Para ello puede utilizar muy sencillamente una opción de venta (put option) que le garantiza un rendimiento mínimo a su planta ya que le garantiza la venta de una cantidad determinada a un precio predeterminado. Si el precio spot del Kw. cae por debajo del precio escrito en la opción de venta, el generador vende su producción al precio de la opción y la opción se convierte en ITM (in the money), o sea, activa. Otras muchas posibles combinaciones de opciones de compra y de venta al mismo tiempo le garantizan un rendimiento mínimo al generador.

La razón por la cual un generador, un demandante o un distribuidor pueden demandar opciones es porque estos agentes pueden ser aversos al riesgo. Dado que la generación esta sujeta a condicionantes inciertos, como cambios climáticos, intensidad de lluvias y otros, existe

una incertidumbre inherente al proceso de producir electricidad que afecta a todos los individuos activos en el mercado. Estos eventos inciertos generan precios en el mercado distintos que reflejan las condiciones cambiantes en la generación dando lugar a una varianza alta en el precio del mercado de cada Kw. La volatilidad en el mercado eléctrico parece ser mayor que la registrada en otros mercados de mercancías. En la Tabla 1 se da una idea de la volatilidad ocurrida en el precio spot (PPP) en el Reino Unido comparada con la registrada en otros mercados.

Tabla 1: la volatilidad en diversos mercados de mercancías, medida como desviación estándar del cambio en el logaritmo natural de la serie de precios, Nov. 1994 - Nov. 1997.

	Volatilidad Diaria	Volatilidad Mensual
Precio de compra del Pool	582.0	114.0
Precio spot del Gas	80.3	49.0
Crudo	26.7	26.6
Oro	6.8	8.3
\$/Pound: tipo de cambio	6.8	7.4
FTS Índice	8.3	7.4

Fuente: *The Utilities Journal*, Marzo 1998, pp. 15.

La incertidumbre inherente a la generación, además, es idiosincrásica de un país y de sus posibilidades tecnológicas y climáticas concretas. De hecho, si observamos la volatilidad relativa en diferentes mercados spot y en momentos de tiempo diferentes observamos cómo ésta puede cambiar radicalmente de un tiempo a otro. En la Tabla siguiente se dan medidas de la volatilidad para 1995 y 1996 medida como la desviación con respecto a la media (mínima y máxima) registrada en tres mercados pool diferentes.

Tabla 2: volatilidad en distintos pools de electricidad

	1995			1996		
	Min	Max	CV*	Min	Max	CV*
Australia	0	199	0.7	0	3225	4.4
Nueva Zelanda	0	32.3	0.4	0	354.8	0.3
Inglaterra y Gales	0	1835	1.9	11.6	978.7	0.6

CV*, es el coeficiente de variación: desviación estándar relativa al precio medio.
(Fuente: *Power UK*, Abril 1998, pp.17)

En varios países donde liberalizaron el sector se han introducido mercados de futuros y de opciones con varios objetivos, que los podemos agrupar en dos:

1. Con opciones y otros instrumentos los agentes del mercado logran una mejor asignación de riesgos entre ellos. Estos instrumentos permiten intercambiar a los agentes los riesgos de posiciones concretas en momentos del tiempo y absorber de este modo la cantidad de riesgo que está dispuesto a comprar cada individuo en cada momento del tiempo. La apertura de estos mercados trae ganancias de eficiencia claras por esta mejor distribución de riesgos.

2. El precio de equilibrio de un producto financiero transmite una señal de mucho valor para todos los participantes, entre ellos el propio regulador, ya que sintetiza las expectativas que sobre la evolución de la generación y los factores que la determinan tienen los agentes del mercado. Estos precios son útiles para conocer las expectativas, por ejemplo, que los generadores tienen sobre la capacidad instalada actual y las necesidades de ampliación que prevén. Estos precios transmiten señales fundamentales para los potenciales entrantes, reguladores y propios consumidores (en la medida en que puedan ajustar sus consumos presentes y futuros).

Los contratos de futuros pueden ser negociados en plazas, o corros, conocidos donde los mercados ya están organizados y la información se transmite públicamente o bien se negocian en relaciones bilaterales quizás pasando por un intermediario (un broker) pero donde el proceso de negociación y el resultado de la misma tiene poca o ninguna publicidad (mercados over-the-counter). Los instrumentos más importantes de cobertura de riesgos en el Reino Unido, los CdD y los EFA, se negocian en mercados over-the-counter, pero cada uno se negocia en un contexto y con características diferentes. Los contratos financieros en los países Escandinavos y en EEUU, por contra, se negocian en mercados abiertos y más transparentes. Algunas diferencias institucionales entre ambos tipos de mercados se ofrecen muy sucintamente en el Cuadro 1.

Cuadro 1: algunos elementos institucionales de los mercados de futuros y a plazos

	Mercado de futuros	Mercados over-the-counter
<i>Qué se intercambia</i>	futuros, opciones	CdD, swaps, opciones, futuros
<i>Dónde</i>	centros reconocidos	Brokers
<i>Cómo</i>	corro, pantallas	teléfono
<i>Características</i>	muy líquidos, transparencia en precio para participantes	menos líquido, poco transparente, solo conocen los términos los firmantes
<i>Control</i>	especificación del contrato predefinida (estandarizado)	contratos estándar hechos de bloques
<i>Regulación</i>	regulación específica	poca regulación, a nivel de industria

El modo de regular los mercados de derivados y futuros y el tipo de contratos que se intercambian son muy diversos. Las diferencias en el contexto institucional son fundamentales no sólo como determinantes del éxito de ese mercado de activo en concreto sino también para poder utilizar la información que el precio de este activo transmite sobre la eficiencia general en la asignación de recursos de este sector. A la luz de lo visto en países con experiencia en estos mercados, como el Reino Unido, Países Escandinavos y EEUU, las diferencias en el contexto institucional son muchas de un mercado a otro. Nos proponemos explicar las que consideramos más relevantes con especial dedicación al caso Británico (referente a la experiencia de Inglaterra y Gales) sobre el cual hemos podido obtener más información.

2. La experiencia en otros países

La liberalización del mercado de la electricidad ha venido acompañada en muchos casos de la introducción de nuevos mercados en donde se intercambian activos o títulos que sirven a una mejor cobertura y distribución de riesgos entre los operadores. Por ejemplo en Noruega, Finlandia, Suecia y en EEUU existen mercados de futuros. En el Reino Unido desde su liberalización se han ido introduciendo instrumentos de futuros pero el mercado está aún poco desarrollado. En esta Sección describimos la evolución reguladora en varios países, el desarrollo de estos contratos de futuros en sus diversas adopciones y la interrelación existente entre el mercado spot y el de futuros.

2.A. El Reino Unido

Podemos diferenciar dos periodos en el Reino Unido en cuanto al desarrollo institucional de instrumentos y contratos de futuros para el sector eléctrico:

1. 1990- 1993: tan solo existen Contratos de Diferencias (CdD)

2. 1993- actualidad: a partir de 1993 comienzan a llegar a término los primeros Contratos de Diferencias (CdD), sobre todo en 1998 cuando terminan los CdD basados en el carbón, contratados entre las Regional Electricity Companies (RECs), los generadores y los Grandes Usuarios y se introduce un mercado de productos financieros más o menos estandarizados. En este periodo se introduce el mercado de los Electricity Forward Agreements (o EFAs) junto con swaps y CdD. Se introducen en este periodo límites globales de precios.

2.A.1. 1990- 1993: Contratos de Diferencias (CdD)

En el Reino Unido inicialmente se estableció la posibilidad de que entre los generadores y las *Regional Electricity Companies* (RECs) firmaran acuerdos de cobertura de riesgos por medio de los llamados *Contratos de Diferencias* (CdD). Estos CdD son contratos puramente financieros en los que por tanto no existe intercambio efectivo de Kw. alguno. Son contratos donde ambas partes se cubren de riesgos y logran así una asignación de éstos más eficiente. Han sido muy utilizados como instrumento para los operadores (generadores, RECs y Grandes Usuarios) para cubrirse de riesgos de cambios en el precio del pool de electricidad.

Inicialmente el Gobierno incentivó este tipo de CdD, que imponían una terminación mensual, cubrían el riesgo de cambios en el subyacente PPP (Pool Purchase Price) y podían tomar varias formas. El CdD más sencillo era el *CdD de una sola dirección*, por el cual un generador y una REC firmaban un precio de compra (venta) de un Kw en un periodo concreto para una fecha concreta. Si el precio efectivo en el mercado spot (el precio de referencia del CdD), el PPP, era superior a la terminación del contrato que el precio pactado en el CdD (el precio strike), el generador entonces debía pagar la diferencia entre el precio pactado y el PPP efectivo al propietario del contrato (REC o un Gran Usuario). Pero al ser un contrato de una sola dirección, no permitía pagos de ningún tipo si el precio PPP era efectivamente inferior al precio pactado en el contrato.

Para un contrato estándar CdD de una sola dirección, un pago diferente debe ser efectuado cada media hora, o sea, para cada precio PPP diferente determinado en el pool. A

cambio de este flujo de pagos esperados, el demandante de electricidad (la parte de hecho cubierta) debía pagar un *premio* a la otra parte contratante. Este premio, a su vez, era pactado bilateralmente entre el suscriptor del contrato y el que lo ofertaba.

El CdD así definido equivale a una opción sencilla en donde una de las partes queda mejor cubierta ante riesgos de cambio en los precios. De hecho este *CdD unidireccional* es como una *opción de compra* (call option), que consiste en el derecho (pero no la obligación) de compra de una determinada cantidad de Kw. a un precio especificado en el contrato.

Otro tipo de opción es la *opción de venta* (put option), que otorga el derecho al que compre la opción de vender una cantidad de Kw. determinada de antemano a un precio predeterminado en una fecha futura. Se puede ejercer este derecho o no. Por la compra de este derecho el poseedor de la opción debe pagar al que la oferta un *premio*.

De hecho los CdD en el Reino Unido al ir ligados al precio spot de electricidad, que se determinan en el pool cada media hora, son semejantes a un *conjunto* de opciones de compra o de venta, una para cada periodo de media hora (i.e., 48 opciones en un día) y multiplicado por el número de días que el CdD cubra. La cobertura media de un CdD podía ser en esta primera etapa de liberalización de varios meses y hasta de 3 años.

Cualquiera de estas dos opciones sencillas (de compra o de venta) implica un potencial de ganancias ilimitadas para el que compra la opción y unas pérdidas reducidas dado que como mucho se pierde el premio pagado por el derecho que otorga la opción. Al otro lado del mercado, en cambio, para el que escribe u ofrece la opción la posibilidad de pérdidas son ilimitadas y la posibilidad de ganancias son pequeñas (el montante del premio). Por ello, utilizar tan solo un opción de compra o una opción de venta (opciones sencillas unidireccionales) no es una estrategia óptima para los operadores. Éstos se deben cubrir, al mismo tiempo, de los riesgos en los que incurrir al escribir opciones sencillas. Una implicación de esta situación es que el premio que debe pagar un comprador de una opción sencilla unidireccional por adquirir el derecho de compra-venta de unos Kw. a un precio futuro puede ser muy alto, tan alto que de hecho no le merezca la pena al potencial comprador de opciones (las REC) ser activo en el mercado. Esta situación se puede ver agravada por el hecho de que no existía un mercado de ofertantes de CdD y los premios pagados por estos contratos podían ser superiores a lo que cabría esperar de un mercado de opciones más desarrollado.

Ejemplo 1: un CdD unidireccional es equivalente a una opción (o conjunto de opciones)

El precio sobre el que se cubre el agente del riesgo es un precio spot conocido en el momento t . Supongamos que este precio spot de referencia es el precio PPP . El contrato CdD unidireccional es muy sencillo y tan solo establece un periodo de madurez, un precio pactado hoy sobre el Kw. de electricidad en el futuro momento t , el precio strike que lo denominamos K , y una cantidad de Kw. contratados, q .

Si en el momento de madurez del CdD ocurre $PPP > K$, entonces el generador debe satisfacer un pago de diferencias al demandante por importe de, $PD = q(PPP - K)$.

Si en t tenemos que, $PPP < K$, entonces no hay pago de diferencias, $PD = 0$. De hecho tenemos que el pago de diferencias se puede expresar como,

$$PD = q \times \max\{0, (PPP - K)\}$$

para una CdD unidireccional estándar. Dado que en el Reino Unido el precio PPP se determina cada media hora en el pool a lo largo de un día existen por tanto 48 precios PPP distintos. Denotando por n el número de periodos de media hora que cubre el CdD y por f el premio pagado por el comprador del derecho, los beneficios totales de un tenedor de un CdD se pueden expresar como,

$$\Pi(CdD) = q \sum_{i=1}^n \max\{0, (PPP_i - K)\} - f$$

Este contrato CdD descrito es similar a una opción sencilla de compra (call). La única diferencia entre una opción y un CdD unidireccional es que el CdD al cubrir muchos periodos, con un precio de referencia distinto para cada uno de ellos, es un conjunto de opciones sencillas.

La asimetría en la asunción de riesgos derivada del uso de opciones únicas, unidireccionales, se puede limitar variando la madurez de la opción, introduciendo cláusulas adicionales en el contrato o bien utilizando combinaciones de opciones de venta y de compra simultáneamente en proporciones diversas. Esta posibilidad se recogió desde el inicio del proceso en el Reino Unido al permitir también *CdD bidireccionales*, o sea combinaciones de opciones de compra y de venta simultáneamente.

Ejemplo 2: un CdD bidireccional (combinación de opciones put y call) como cobertura de volatilidad para un generador¹.

Una posible estrategia que ejemplifica el uso de CdD bidireccionales y como éstos pueden suponer una mejora paretiana al implicar una mejor redistribución de riesgos entre ambas partes es la compra por parte de la REC de una opción sencilla de compra de q Kw. a un precio s_1 y la venta al generador de electricidad al mismo tiempo de una opción de venta sencilla (unidireccional) de q Kw. a un precio s_2 . Si el precio del Kw/hora en el mercado spot cae por debajo de s_2 , entonces la REC le paga al generador la diferencia entre el precio spot y el precio de la opción de venta, s_2 . Al mismo tiempo, si el precio spot se sitúa por encima del precio de la opción de compra que adquirió la REC, s_1 , será entonces el generador el que deba satisfacer la diferencia entre el precio spot y s_1 a la REC. De este modo, la REC ha abierto la posibilidad de obtener pérdidas pero al mismo tiempo el premio que deberá pagar al generador por la adquisición de la opción de compra se verá drásticamente reducido.

Junto a los CdD existe la posibilidad de introducir otras cláusulas adicionales que limitan el premio que una REC debe pagar por la compra de una opción unidireccional. Estas cláusulas pueden adoptar muchas formas y en general lo que tratan es de reducir el número de contingencias bajo las cuales el comprador de la opción puede ejercer su derecho (de hecho, limitando el número de opciones sencillas subyacentes en un CdD). Una de estas cláusulas introducidas en algunos contratos en el Reino Unido es la llamada *cláusula de ejercicio máximo*. Un CdD unidireccional establece que el comprador del derecho (i.e., la REC) puede ejercer este derecho en cualquiera de los periodos de media hora comprendidos en un día y a lo largo de todos los días cubiertos por el CdD, que puede llegar a ser de un año o más (hasta 3) de cobertura. La cláusula de ejercicio máximo limita precisamente el número de periodos en los cuales la REC puede ejercitar su opción. Por ejemplo, el CdD puede limitar a 10 periodos de media hora a lo largo de un día cualquiera, aquellos en los cuales el poseedor de la opción puede ejercitar su derecho. El objetivo de estas cláusulas adicionales es limitar el grado de seguro que adquiere el poseedor del CdD frente al que lo oferta. El premio que deberá pagar, por tanto, el poseedor del CdD por un contrato con esta cláusula será menor dado que el número de opciones de compra simples que un contrato de diferencias de un periodo determinado se ha visto reducido: un CdD de un año de duración implica la compra de 17.520 opciones subyacentes (48 opciones por día \times 365 días). Al imponer la cláusula de ejercicio máximo en el CdD, el número posible de opciones que de hecho adquiere el comprador es de 10 opciones por día \times 365 días = 3.650 opciones.

En el Reino Unido se ha introducido también la posibilidad de *cláusulas de ejercicio mínimo* en los CdD que obligan al comprador (REC) de la opción a ejercitar su derecho de compra un número mínimo de veces a lo largo de un periodo definido. Esta cláusula asimismo reduce el valor de la opción para el comprador y por tanto el premio del CdD.

Las REC y los generadores tienen en los distintos tipos de CdD varios modos de transmitir riesgos entre ellos. Las REC absorben gran parte de las fluctuaciones en el precio spot de la electricidad, su negocio es tan solo de intermediario y por tanto son las primeras

¹Ejemplos adoptados de OXERA 1991.

interesadas en cubrirse de riesgos. De hecho, en los primeros años de existencia de CdD en el Reino Unido las REC cubrieron gran parte de sus compras con CdD, como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 3: cobertura de CdD como % de la demanda máxima de las RECs, 1991-93 en el Reino Unido.

	1991	1992	1993
Eastern Electricity	108.6	90.9	87
East Midlands El.	103.8	80.1	73.9
London El.	106.8	97.4	93.4
Manweb	89.9	70.0	65
Midlands El.	94.9	82.1	77.7
Norther El.	83.4	70.2	64.9
Norweb	96.8	82.1	77.3
Seaboard	98.7	88.2	85.4
Southern El.	103.6	92.7	88.9
South Wales El.	82.6	66.8	61
South Western El.	99.7	93.1	89.5
Yorkshire El.	100	75.7	69.9
TOTAL	99.0	83.7	79.1

(Fuente: *Oxera*, 1994, pp. 72)

Es difícil decir si la cobertura obtenida por las REC por medio de estos CdD es suficiente o hubiera sido deseable que fuera aún mayor o menor. Poco se sabe sobre la interrelación entre el mercado spot y el de futuros. Es posible que dado que en el mercado spot en el Reino Unido existen dos jugadores claramente dominantes, el establecimiento del precio del CdD, el premio, tenga un margen positivo por encima del que se obtendría en un mercado perfectamente competitivo. Es posible también que en el establecimiento del precio de los contratos de diferencias, el strike price de los CdD, los generadores hayan disfrutado de algún poder de mercado. Si el precio pactado en los CdD está por encima del competitivo, los demandantes de los CdD habrán demandado un volumen demasiado reducido de los mismos ya que esto hace que el premio a pagar por cada CdD (el precio de la opción) sea mayor. Es posible, por tanto, que las REC hayan absorbido mayor parte del riesgo de lo que hubieran contratado en un mercado perfectamente competitivo.

Por parte de los generadores existían dudas inicialmente de que pudieran estar interesados en participar en este mercado de cobertura. Los datos que presentamos a continuación indican que la cobertura contratada en los CdD por los generadores en los primeros años del proceso fue muy amplia. A pesar de esto y dado que fueron inicialmente forzados por el Gobierno a suscribir una buena parte de estos CdD (que cubrían sobre todo la fuente de carbón) y dado además que no conocemos los tipos de opciones subyacentes de estos CdD, es difícil emitir un juicio sensato sobre lo competitiva que esta situación en el mercado de CdD ha podido ser en este primer periodo.

Tabla 4: CdD contratados por los dos generadores más importantes como proporción de la capacidad total, 1990-1993.

	1991	1992	1993
National Power	84.3	72.7	72.7
PowerGen	89.1	70.6	70.6

(Fuente: *OXERA*, 1994)

En esta última Tabla hay que tener en cuenta que los generadores firmaron CdD también con Grandes Usuarios, no solo con las RECs. Por lo tanto estas cifras probablemente infraestimen la cantidad total de cobertura de riesgos contratada por los generadores en el Reino Unido.

Tanto las REC como los Grandes Usuarios tenían la posibilidad de hacer contratos bilaterales, contratos solo en el pool, contratos entre el pool más un contrato de diferencias unidireccional (equivalente, como hemos dicho, a una opción de compra), un contrato bilateral con el pool más un contrato bidireccional, y contratos con el pool más CdD con refinamientos como las cláusulas de utilización mínima o máxima de Kw. Pero los Grandes Usuarios no son tan dependientes de las fluctuaciones del Kw. como las RECs, cuyo principal negocio era la intermediación. Por esta razón es posible que los Grandes Usuarios no hayan estado pagando premios tan altos por la compra de Contratos de Diferencias, como los han pagado las RECs, dado que su postura ante la fluctuación era menos arriesgada. Ha podido ser que los generadores al vender contratos por diferencias hayan sacado provecho de esta diferente disposición a pagar de las RECs de la disposición a pagar de los Grandes Usuarios consiguiendo discriminación de precios como resultado. Sería interesante saber si los Grandes Usuarios han podido tener alguna posibilidad de arbitraje y vender parte de sus coberturas-contratos a las RECs.

Hay varios problemas en el régimen regulatorio de las REC y de los generadores en el Reino Unido. El primero de ellos es la incapacidad de las REC, las verdaderas ofertantes de la electricidad a los consumidores finales (excepto a los Grandes Usuarios Industriales), de poner el precio al Kw. vendido. El precio de la electricidad para las RECs hasta 1993 ha estado regulado muy de cerca y no podían pasar cambios en los precios de compra de los Kw. que ellas adquirirían de los generadores a los consumidores finales. Cualquier incremento en la volatilidad lo tenían que absorber las propias RECs.

Es necesario conocer el tipo de CdD concreto con sus componentes subyacentes que se han contratado para poder analizar lo pro-competitiva que ha sido la situación reciente. Por ejemplo, si no sabemos si los contratos han sido unidireccionales o bidireccionales, no podemos saber los incentivos a mantener precios altos por parte de los generadores. Supongamos que todos los CdD han sido unidireccionales. Fijemos el precio strike del CdD en K Ptas/Mw. Si el precio spot (o *PPP*) en un momento del tiempo t es superior al K , entonces el generador debe pagar al demandante, o poseedor del título CdD, la diferencia en ambos precios (multiplicada

por la cantidad de Mw. contratada). En esta situación los generadores no tienen incentivos a incrementar el precio spot por encima del precio pactado en el CdD. Pero si la mayor parte de los contratos son bidireccionales los incentivos pueden cambiar. En este caso el generador puede ser que quiera poner precios spot por debajo de K . De este modo los poseedores de los derechos le pagarán al generador el diferencial. El generador puede estar interesado en poner precios bajos en el mercado spot porque de este modo logra evitar o hacer menos atractiva la entrada de nuevos generadores en el mercado. Y esta estrategia al final acaba siendo financiada por los demandantes.

Lo importante es que *la transparencia en el mercado spot puede servir de muy poco si no hay transparencia en el mercado de CdD, dado que los pagos de los operadores en este mercado están relacionados vía CdD*. Ambos mercados están muy ligados y las estrategias en un mercado vienen afectadas por las estrategias en el otro mercado. Si no hay información pública sobre el mercado de futuros o de CdD, es difícil poder juzgar la asignación de recursos y la competencia en el mercado spot porque no conocemos los pagos reales recibidos por los diferentes operadores en este mercado de la electricidad.

Diversos analistas del sector en el Reino Unido² interpretan la evolución de los precios spot y de los CdD y concluyen que los precios en el pool han sido bajos relativamente en el periodo 1990- 94 y las RECs han estado realizando pagos de diferencias significativos a los generadores. Mientras los generadores con estrategias bidireccionales parecen haberse cubierto muy completamente de los riesgos, las RECs al hacerlo han incurrido en premios muy altos y en pagos de diferencias. La posibilidad por parte de los generadores de manipular el precio spot en su interés parece muy real. Otros autores afirman que la propia volatilidad del mercado (referente al precio PPP) es endógena: los generadores han podido provocar parte de la volatilidad en los precios del mercado spot para hacer más atractiva la cobertura de riesgos a las RECs a través de los CdD. Cuando a finales de 1993 y en 1998 muchos de estos CdD iniciales llegaron a su término, el precio spot se incrementó significativamente. Los generadores, al terminarse parte de los contratos que les cubrían de riesgos de reducir sus precios, vieron incrementados los costes de mantener precios bajos por lo que decidieron subir los mismos en el mercado spot.

En electricidad, la mercancía no es almacenable y no hay posibilidades de arbitraje en el tiempo. Los únicos agentes con posibilidad de ofrecer cobertura de riesgos en el mercado de la electricidad son los propios generadores que son oligopolistas tanto en la oferta hora a hora en el pool como en la oferta de CdD. Dado que los pagos de los generadores están relacionados en ambos mercados, la autoridad regulatoria o vigilante del sector debe tener competencias en regulación y control de prácticas abusivas en ambos mercados ya que de otro modo los generadores pueden ejercer su poder de mercado en el mercado opaco (el de futuros o de CdD) libre de la vigilancia del regulador y anunciar estrategias de precios menores en el mercado controlado o regulado de cerca (el mercado spot). Este problema en el Reino Unido parece que es muy relevante. Un Informe de OXERA realizado para OFFER en 1994 ponía de manifiesto:

²Ver OXERA y Power UK, 1997-8.

“it is important to question the role of OFFER and regulation.... There would appear to be a general feeling in the industry that if the generators were to collude and increase prices, then OFFER would act.... There is a threat of regulation, constraining the behaviour of the generators. However, suppose that the collusive outcome did not take this form. Rather, suppose that collusion resulted in the spot price staying low but with the generators charging very large sums for Cfd s. There is no clear understanding of what OFFER might do under such circumstances.... The generators feeling the threat of regulation in the spot market could simply use the market for Cfd to extract monopoly rents”

Existen también *incentivos a discriminar en precios a través de demandantes de CdD diferentes*, siempre y cuando no haya posibilidades de arbitraje entre estos demandantes. Esta posibilidad de discriminación de precios entre demandantes distintos no existe actualmente en el mercado spot pero puede muy bien existir en el mercado de futuros. Y el regulador, al no tener información en este mercado derivado, puede ser incapaz de controlar esta práctica que puede llegar a ser un claro abuso de posición de dominio. *Cuanto más estandarizado sea el mercado de derivados mejor para la transparencia y la comparación de precios de CdD diferentes para distintos agentes*. Pero si el mercado de CdD permite hacer contratos a la medida y no hay obligación de suministrar información sobre estos CdD la comparación de precios es muy difícil.

El Informe de OXERA de 1994 se preguntaba si podría emerger en el Reino Unido un mercado de productos estandarizados. En el Reino Unido ahora existe tal mercado, llamado el de *Electricity Forward Agreements* (EFA), que opera desde hace varios años bajo la supervisión no de OFFER, pero de la London Futures and Options Exchange (FOX). Un mercado más desarrollado y estandarizado que el de los CdD es positivo por tres razones:

1. Permite transmitir riesgos entre los agentes de un modo más rápido y eficiente. Este mercado introduce una mayor transparencia, hace mas sencilla la comparación de precios y condiciones de los contratos entre agentes distintos y permite la entrada de un mayor número de agentes por el lado de la demanda y la oferta.

2. Permite transmitir señales a los operadores de las necesidades de generación a más largo plazo

3. Es un instrumento de cobertura de riesgos

Un mercado líquido de opciones y futuros permite además limitar la posibilidad de los generadores de discriminar en precios y ofrecería a todos señales fidedignas de la evolución de la demanda y la capacidad de generación, en base a las cuales se firmarían CdD más acordes con la realidad esperada del mercado.

Algo fundamental es que este nuevo mercado de futuros sea muy líquido. Si no lo es, las posibilidades de manipulación por parte de los generadores son altas. Un posible efecto pro-competitivo de los mercados de futuros es que sin su existencia la volatilidad existente en los precios del pool hace que la entrada de nuevos generadores sea poco atractiva. Esta volatilidad puede muy bien ser cubierta con instrumentos de futuros que pueden de este modo ayudar a la nueva entrada. Pero para que esta función de transmisión de información se ejerza es necesario

que los potenciales entrantes conozcan el contenido básico de estos contratos de coberturas y puedan así inferir de sus parámetros las señales correctas en cuanto a su entrada.

Además, para que la posibilidad de contratar a futuros tenga efectos verdaderamente pro-competitivos es necesario que a los CdD se les añada otros instrumentos derivados para que los agentes puedan cubrirse de riesgos nuevos o de posiciones adoptadas con los CdD. Si no existe la contrapartida de otros instrumentos adicionales para cubrirse de los riesgos de un CdD entonces el único modo de responder a estas posiciones arriesgadas es la flexibilidad en la producción de Mw., y la producción física está tan solo en manos de unos pocos generadores. Es positivo abrir la posibilidad de que otros agentes puedan reaccionar ante sus posiciones y cambios en la información sobre las variables que afectan al precio spot porque de otro modo estos agentes no tiene incentivos a contratar estos CdD. El mercado se volverá poco líquido. Un modo de introducir esta posibilidad es introducir nuevos activos de futuro estandarizados de tal modo que permitan ser comprados o vendidos de unos agentes a otros. De hecho en 1997 es lo que se ha introducido en el Reino Unido con los Electricity Forward Agreements (EFA).

En el Reino Unido se cree que la volatilidad del precio en el pool ha sido manipulada por los propios generadores para conseguir así dos objetivos:

1. Que el premio que las RECs y los Grandes Usuarios estaban dispuestos a pagar por los CdD se incrementara
2. Que muchos compradores de electricidad contrataran CdD por miedo a la volatilidad del pool.

Lo relevante es ver cómo la volatilidad del precio del pool estaba en manos de los generadores, quienes con distintas estrategias de pujas podían conseguir mayor o menor volatilidad fácilmente en el mercado spot. Especialmente es así si pensamos que el precio marginal del sistema en el pool, el SMP, lo establecen los dos mayores generadores de electricidad en el Reino Unido en más de un 80% de las ocasiones.

El precio del pool en el Reino Unido tiene tres componentes importantes para luego definir la cobertura concreta que un CdD ofrece:

$$\text{Precio Pool (PPP)} = \text{SMP} + \text{LOLP (VOLL-SMP)} + \text{Uplift}$$

donde:

SMP es el precio marginal del sistema (el que iguala demanda y ofertas en un periodo concreto del tiempo en el pool)

LOLP(VOLL- SMP): pago por capacidad, donde LOLP es la probabilidad de pérdidas del sistema (definida ex-ante por el regulador), VOLL es un dato arbitrario que da un valor a la capacidad pérdida (es el coste para el usuario final de la pérdida de energía en un periodo concreto).

Además del PPP existen pagos de uplift, pagos adicionales por servicios ancilares o adicionales que los generadores prestan al pool.

El componente de Loss of Load Probability (LOLP) se le añade al PPP, base sobre la cual funcionan los CdD. Cuando en el precio de referencia de contratos de opciones o derivados, como el PPP, se le añaden elementos distintos de los puramente involucrados en el establecimiento del precio que equilibre la demanda y la oferta, se están introduciendo partes adicionales a un precio cuyas fuentes de incertidumbre son diferentes de las que afectan al precio estricto de un Kw (el precio marginal del sistema). Es criticable que haya otros elementos en el PPP. OXERA proponía ya en 1993 eliminar el componente del LOLP del precio spot. Tanto la LOLP como las restricciones en la transmisión en un momento concreto del sistema son aspectos en los cuales los generadores tienen una ventaja informativa vis a vis los demandantes de cobertura. De hecho, es posible que los generadores hayan explotado estratégicamente restricciones en la transmisión en su beneficio. El hecho de que existan en el precio PPP además del precio marginal del sistema, dos pagos derivados del Valor de la Carga Perdida, LoLP, y de las restricciones en la transmisión, y que sobre estos dos elementos últimos los generadores tengan ventajas informativas sobre los operadores del otro lado del mercado, hace que aún sea más sencillo para los generadores provocar una mayor volatilidad en estos dos componentes del precio del pool, o bien que utilicen estos componentes en su beneficio. Algunos analistas del sector han propuesto eliminar estos componentes del precio del pool o cambiar su determinación³. Específicamente Taylor (1997)⁴ ha criticado recientemente el pago por capacidad existente en el Reino Unido por entender que como contribución a los costes fijos no es necesario. En otros países, Escandinavia, no existe este componente en el precio del pool.

El Informe de NERA efectuado para OFFER propone un cambio radical en la organización del sistema eléctrico a lo largo de tres posibles líneas de actuación:

a) o bien se continúa el proceso de desintegración de activos de los dos grandes generadores (desintegración vertical)

b) o bien se introducen instrumentos financieros que se intercambien de un modo más transparente y a los cuales tengan acceso un mayor número de demandantes.

c) introducir la posibilidad de pujas por el lado de la demanda en el pool.

En Enero de 1997 el regulador Británico, OFFER, comenzó una investigación sobre el funcionamiento de los CdD por sospechar que el poder de mercado existente en la generación tenía reflejo en los premios pagados por los CdD. El objetivo de OFFER era reducir los premios pagados por los contratantes de estos instrumentos, o sea, reducir el precio de los CdD. En 1997, según *PowerUK*⁵, los contratantes de CdD con los generadores pagaban un

³ ver *PowerUK*, Noviembre 1997, pp. 12-13.

⁴Ver *PowerUK*, Noviembre 1998.

⁵*PowerUK*, Enero 1997, pp. 1.

precio 15% superior al precio medio del pool. Las RECs en sus CdD a largo plazo con generadores independientes estaban pagando también un premio de 13% por encima del precio del pool. OFFER quiere reducir este premio al 8 -10%. Aprovechando que los contratos del carbón caducan en 1998 (causa del encarecimiento relativo de la electricidad contratada). OFFER ha adelantado que quiere ver reducido el premio que pagan las RECs por estos CdD en breve.

2.A.2. La introducción de otros instrumentos (CdD, Futuros, EFAs): 1993- actualidad

Se critica al existente mercado de CdD por ser poco transparente y limitar las posibilidades de entrada de nuevos operadores. Los contratos CdD se negocian privadamente, las compañías no publican precios, volúmenes ni tipos de opciones subyacentes en los CdD. De este modo es imposible saber para un potencial entrante o un analista cualquiera las verdaderas estrategias seguidas por los generadores tanto en el mercado de contratos como en el mercado spot.

En el Reino Unido se ha desarrollado recientemente un mercado de futuros, de productos estandarizados, llamados los *Electricity Forward Agreements*, EFA. Se trata, según *PowerUK*⁶, "de un híbrido entre el mercado opaco de CdD y un mercado de futuros" (pp. 11, Feb. 1997). El agente que hace de intermediador o agente walrasiano en este mercado es GNI, una empresa de brokers de Londres. GNI tan solo se encarga de acercar demandantes de EFA y vendedores de EFA. El mercado está organizado como over-the-counter y resulta muy opaco. Por un código de conducta autoimpuesto ningún agente puede revelar los datos concretos de los contratos a los no participantes en el mercado.

Los EFA son un tipo concreto de CdD pero más estandarizado. Se negocian EFA por bloques horarios (de cuatro horas cada uno) dentro del día (hay por tanto seis bloques al día), y por días (Laborables o de Fin de Semana). La denominación de los distintos EFA se puede esquematizar como en la siguiente Tabla.

Cuadro 2: contratos EFA.

	Lunes-Viernes	Sábado-Domingo
23:00- 03:00	WD1	WE1
03:00- 07:00	WD2	WE2
07:00- 11:00	WD3	WE3
11:00- 15:00	WD4	WE4
15:00- 19:00	WD5	WE5
19:00- 23:00	WD6	WE6

⁶Ver *PowerUK*, Febrero 1997, pp. 11.

(Fuente: *NG Intercommodities*, Londres, 1997)

Los EFA se contratan basándose en un precio de referencia que puede ser el PPP (precio de compra del pool, el más utilizado), SMP (precio marginal del sistema en el pool cada media hora), el pago por capacidad o bien la parte del uplift de la tarifa final. La carga mínima que se contrata en un EFA es de 1 Mw. pero lo más usual, según NGI, son contratos de 25 - 50 Mw. La cobertura temporal del EFA puede ser desde una semana hasta 52 semanas.

Cada contrato EFA se negocia inicialmente a través de un broker que no revela la identidad de los agentes que pujan en ningún momento. Cuando una oferta concreta es aceptada por las dos partes, el broker entonces revela la identidad de los dos lados del mercado y si aceptan contratar, el EFA queda así formalizado. Se da la posibilidad de retirarse del acuerdo cuando se revela la identidad de ambos por el riesgo financiero implícito en el contrato. El contrato rige hasta el día acordado y los pagos (compensaciones) se realizan 28 días después de haber finalizado la cobertura del EFA. Un EFA es similar a un CdD bidireccional, basado en un volumen estandarizado de contratación (bloques de cuatro horas), con duraciones que pueden variar (desde una semana, a más de un año).

Cuadro 3: diferencias institucionales entre los CdD y los EFA en el Reino Unido.

	CdD	EFA
<i>Tipo de mercado</i>	over- the-counter	over-the-counter
<i>Variable de referencia</i>	PIP, PPP, SMP, Pago de Capacidad, Uplift	
<i>Estructura</i>	Negociados individualmente uni o bidireccionales hechos a medida	Estandarizados: WE1-6 WD1- 6
<i>Periodo Cobertura</i>	Medio - Largo plazo	1 semana, 1 año o más
<i>Documentación</i>	Negociados individualmente	Condiciones estándar
<i>Finalización</i> días	Diaria- después de 28 días	semana, después 28
<i>Intercambio</i> de broker	Negociación Bilateral Contrato escrito	Por teléfono, acuerdo verbal a través
<i>Tamaño Mercado</i>	Grande: cubre 80% del pool	Pequeño: mercado emergente

(Fuente: *NG Intercommodities*, Londres, 1997)

Los EFA existentes en el Reino Unido son de varios tipos: distinguimos los EFA de carga base (Baseload) de 20MW que a su vez se distinguen en los EFA de día laborable o de fin de semana. A su vez, los EFA tipo *load shape 44* cubren 20 MW más la posibilidad de otros 20MW adicionales si el EFA cubre el periodo de 7 am a 7 pm en un día laborable. Este último es el EFA de mayor éxito hasta ahora. En la siguiente Tabla se ofrecen los distintos tipos de EFAs existentes y los premios de cada uno de ellos según estimaciones de PowerUK.

Tabla 5: EFA, tipos de contratos y precios.

	Carga Base	Precio*	Load shape44	Precio*
Cobertura (Potencia)	20 MW2%		20 MW	
Día laborable	Si	9%	Si	6%
Fin de semana	Si	1%-2%	Si	
7am-7pm (solo Laborables)	No		Si	9%
20 MW adicionales)				

* el Precio viene expresado como % sobre el precio del pool (PPP)
(Fuente: *PowerUK*, diversos números publicados en 1997)

Los contratos EFA en 1997 en el Reino Unido han sido contratados a premios significativamente menores que los registrados en los CdD. El premio pagado por un EFA varía según el bloque horario (dividido en 4 horas cada uno) que se trate. El EFA de carga base en 1997 fue contratado con un premio de 2% en relación al PPP (precio del pool) del año pasado. Contratos EFA de carga de día y de día laborable a un premio de 9% y el EFA de carga base más día laborable (el EFA de mayor éxito, el Load Shape 44) a un premio del 6%. Los EFA de tiempo nocturno se contratan a descuentos muy bajos. Una evolución de precios de distintos EFAs se ofrece en la Tabla 6, distinguiendo por temporada anual, año y tipo de cobertura.

Tabla 6: precios de EFAs para el Reino Unido, en p/Kwh

	1996-7 1	997-8	Incremento
Verano			
<u>Semanas 14- 39 (Abril- Sept):</u>			
Carga Base 24 horas/7 días	1.81	1.925	6.4%
Laborables 7 am-7 pm	2.59	2.885	11.4%
Noches 11 pm-7 am	1.11	1.15	3.6%
Invierno			
<u>Semanas 40- 13 (Octubre- Marzo):</u>			
Carga Base 24h/ 7 días	3.09	3.065	-0.8%
Laborables 7 am-7 pm	5.11	5.295	3.6%
Noches 11pm-7am	1.50	1.500	0
EFA 1 año			
	1996-7	1997-8	Incremento
Carga Base 24h/ 7 días	2.45	2.495	1.8
Laborables 7 am-7 pm	3.85	4.095	6.3
Noches 11 pm-7 am	1.305	1.325	1.5

(Fuente: *Utility Analysis*, 1998, diversos números)

En cuanto a las cantidades contratadas podemos ver en la siguiente Tabla 7 cómo las Regional Electricity Companies han contratado mayores cantidades de futuros desde el año 1994 hasta la actualidad seguramente atraídas por la mayor transparencia de estos contratos en comparación con los CdD y por la necesidad de cobertura de riesgos que su misma función en el mercado conlleva. Aunque aún el nivel de volumen contratado de electricidad a través de los EFA es muy pequeño en relación con la demanda total de las REC.

Tabla 7: cantidades cubiertas por contratos EFA adquiridos por las RECs (Regional Electricity Companies), 1994- 98.

<u>Año</u>	<u>Cobertura del EFA (TWh)</u>
1994/5	3.48
1995/6	9.15
1996/7	26.3
1997/8	28.64

(Fuente: *PowerUK*, 1998, Feb. pp. 1-3 y *OFFER*, 1998)

Los generadores, por otra parte, siguen manteniendo sus posiciones cubiertas por CdD y no han sido tan activos en el mercado de los EFAs. Es cierto que hasta 1998 muchos de los CdD comprometidos (especialmente relacionados con el carbón y la energía nuclear) no terminaban. En la Tabla 8 se muestran estimaciones de coberturas con CdD por los principales generadores en 1998.

Tabla 8: CdD comprometidos por los principales generadores. Estimaciones de *PowerUK* para Marzo 1998.

	Cantidad	Cobertura (en % de capacidad)
NP	57 Twh	90%
PG	50 Twh	85%
Eastern*	18 Twh	

*Eastern está verticalmente integrada y tiene menor necesidad de cobertura.

(Fuente: *PowerUK*, 1998, 50, pp. 17)

Como hemos mostrado en las últimas Tablas, la experiencia de este mercado señala que el volumen negociado de EFAs es pequeño. De hecho hay analistas que estiman⁷ que el

⁷Ver *PowerUK*, Febrero, 19, 1997, pp. 10-11.

volumen anual negociado es de unos 15 - 30 Tmh por año, lo cual hace un porcentaje muy bajo del volumen total del mercado, unos 270 Tmh. Además, si comparamos el volumen de estos instrumentos EFA intercambiados con otros mercados de futuros muy desarrollados como el mercado de futuros de crudo o el de divisas en donde el volumen intercambiado en contratos de futuros es varias veces el montante total de mercancía efectivamente intercambiada en un periodo, vemos como el mercado de los EFA es aún muy poco líquido.

Una razón de este fracaso parcial es que los generadores no están interesados en entrar en un mercado más transparente de contratos, ya que la información se transmitiría más fidedignamente a todos los operadores. Los operadores del mercado EFA se quejan de que no hay cantidad suficiente de agentes en el mercado, en especial de vendedores u ofertantes (i.e., generadores). Y los contratos rara vez se intercambian más de una sola vez. En cualquier caso hay analistas que reconocen el valor del mercado de los EFA como señales que transmiten y reflejan las expectativas de los operadores a medio y largo plazo.

Durante 1997 el mercado de EFA ha crecido alcanzando unos 30 Tmh. Los principales vendedores de EFA de venta son: National Power, PowerGen, First Hydro y Eastern, o sea se trata de generadores que tienen en propiedad plantas cuyo output pueden variar rápidamente.

Podemos agrupar en dos las razones básicas por las cuales el mercado de los EFA se ha desarrollado muy poco en el Reino Unido:

1. Los generadores no están interesados en este mercado de productos estandarizados más transparente que el de CdD. No serían capaces de ejercitar su poder de mercado en un mercado transparente donde un mayor número de demandantes tendrían acceso al mismo.

2. Los Grandes Usuarios y las RECs no están tan preocupadas por estos riesgos porque del precio que pagan al final, el PPP, tan solo el 55% del mismo viene determinado por el precio marginal del sistema. El resto son pagos adicionales, uplift, pagos por capacidad, pagos por cuellos de botella en la transmisión..... Con los que el riesgo a que están sometidos no viene bien especificado por el precio base del contrato de EFA: el precio marginal del sistema spot cada media hora. A partir de 1998 los contratos de carbón llegan a su terminación y probablemente los RECs y Grandes Usuarios se verán sometidos a un mayor nivel de riesgo por lo que estarán en condiciones de entrar en un mayor número de contratos de cobertura de riesgo.

Un mercado de derivados transparente tiene la finalidad de transmitir precios como señales a los entrantes, consumidores y operadores del sector que reflejen las expectativas de los agentes involucrados. Estas señales transparentes ayudarían, además, al regulador y vigilante del sector a evaluar mejor la eficiencia en la asignación de recursos del sector y el nivel de competencia logrado. Otro argumento adicional en favor de la introducción de un buen mercado de instrumentos de futuros es la integración vertical. Si los agentes no pueden cubrirse en condiciones de competencia de los riesgos a que están sometidos, ésta puede ser una razón para la integración vertical. Esta integración se quiere evitar en mercados donde la generación (y en ocasiones otros segmentos relacionados) ya se encuentra suficientemente concentrada.

Una de las razones que algunos analistas aportan como causa del escaso desarrollo aún del mercado de EFAs tiene que ver, de nuevo, con la interrelación entre este mercado y el

mercado spot. La complejidad del mecanismo de establecimiento de precios en el pool (mercado spot) ha actuado como barrera al desarrollo del mercado de futuros. Especialmente los elementos que no son parte del precio marginal del sistema, el *uplift* y el *pago por capacidad*.

El *uplift* cubre el coste de los errores hechos al predecir el nivel de demanda de electricidad y el coste de posibles cuellos de botella en la distribución/transmisión. Hay generadores que a pesar de haber pujado un precio por debajo del precio de equilibrio, el SMP, (para una media hora determinada) se pueden ver constreñidos a no ofertar por razones de mantenimiento del sistema. Estos generadores son compensados por esta disposición mostrada aunque no hayan entrado efectivamente en el pool. Lo mismo puede ocurrir con generadores que pujaron un precio demasiado alto pero que debido a cuellos de botella haya necesidad de utilizar sus ofertas en el pool. Estas ocurrencias, no previsibles, que componen el pago del *uplift* no son satisfechas hasta 28 días después del intercambio efectivo. El problema que plantea el *uplift* como componente del precio final de compra es que es difícil cubrirse de este riesgo que al final puede suponer un componente muy significativo en el precio final (el PPP), pudiendo llegar hasta el 35% del precio final en algunos periodos en el Reino Unido.

Tanto si el *uplift* como el pago por capacidad se determinan exógenamente por el regulador como si son determinados en un proceso de mercado (una subasta específica por ejemplo para los cuellos de botella existentes) se plantea el problema del posible poder de mercado en la determinación de estos dos componentes del precio final por parte de los generadores. Mas aún, si la generación y en algunos casos la distribución (como puede ser el caso español) se encuentra muy concentrada y verticalmente integrada. De hecho, hay analistas en el Reino Unido que argumentan que la principal dificultad para el desarrollo de un mercado transparente y competitivo de futuros es la estructura tan concentrada en la fase de generación⁸.

Los mercados de derivados pueden llegar a competir entre sí. En el Reino Unido ya existe un mercado de contratos de futuros para el gas y se piensa que este mercado puede servir de cobertura para la electricidad también. La aparición de contratos a plazos para otras mercancías susceptibles de ser utilizadas en la generación es atractiva para el propio desarrollo del mercado de EFAs.

2.A.3. Los CdD, los EFA y la regulación vía límites de precios

Durante 1995-97 OFFER impuso un límite global de precios sobre un índice de precios ponderados temporalmente. No parece haber funcionado muy bien porque a través de los CdD los generadores cumplían con la restricción global y lograban al mismo tiempo seguir sus estrategias deseadas. Los generadores pueden saltarse la restricción de la limitación al crecimiento de los precios fácilmente con un mercado de CdD opaco. De hecho, algunos analistas culpan al límite global de precios en el Reino Unido durante el periodo 1995-97 de la salida de un generador de la industria.

⁸PowerUK, Feb. 19, 1997, pp. 12.

Una estrategia posible por parte de los generadores consiste en vender en un CdD gran parte de sus capacidad para un año concreto y después pujar muy bajo en el mercado spot, en el pool, evitando de este modo la entrada de nuevos generadores, mientras que mantienen ingresos asegurados en el precio strike negociado en el CdD. Los generadores pueden incluso generar volatilidad extra en el mercado spot y asegurarse así los CdD.

Los generadores pueden sobrecontratar en el mercado de CdD especialmente para periodos valle (de demanda baja a lo largo del día). De hecho Nuclear Electric declaró en la House of Commons Trade and Industry Committee en 1995 que creía que los dos generadores importantes del Reino Unido habían sobrecontratado en CdD para estos periodos, haciendo que sus pujas en periodos valle en el mercado spot fueran muy bajas. De este modo el índice de precios (spot) regulado y limitado en su crecimiento por OFFER, que era calculado como una media de precios de Kw/h ponderada temporalmente (a lo largo de los periodos de alta y baja demanda del día), lograba ser controlada hacia la baja, haciendo pujas en el mercado spot muy bajas, pero teniendo asegurados sus ingresos en esas ventas por haber contratado ya ese volumen de Kw/h en CdD a precios mayores.

En base a datos ofrecidos por GEN- Intercommodities, la estrategia de sobrecontratar EFAs por parte de los generadores en periodos de demanda tipo valle (verano) parece confirmada para el año 1992.

Tabla 9: Volúmenes contratados de EFAs en el Reino Unido, datos mensuales en MWh.

	Volumen (MWh)
Octubre 1991	200
Noviembre 1991	8.560
Diciembre 1991	12.520
Enero 1992	19.016
Febrero 1992	15.180
Junio 1992	4.700
Julio 1992	247.600
Agosto 1992	227.700
Septiembre 1992	576.660
Octubre 1992	2.400

Fuente: *NG Intercommodities*, 1995.

Aunque esta serie es muy limitada en su cobertura temporal parece que los generadores hayan estado sobrecontratando EFAs durante los meses de demanda baja (verano). De este modo pueden hacer bajar el precio spot en estos meses manteniendo precios spot altos en época de frío y así satisfacer la restricción de un límite global de precios impuesta por OFFER desde 1995.

En Abril 1998⁹ el Prof. Littlechild anunció que los mecanismos actuales del pool debían ser radicalmente transformados. Defendió un modelo similar al Escandinavo en el cual existe el mercado del día antes, en donde los generadores anuncian pujas que les comprometen y se deja abierta la puerta a la participación de agentes puramente financieros. OFFER propone diversos modelos de funcionamiento institucional del pool y en todos se defiende la necesidad de que haya pujas por el lado de la demanda, en incrementar el papel de los contratos de futuros, opciones y otros derivados y en aumentar la transparencia y el número de agentes con acceso al mercado. Asimismo desde OFFER se defiende que el componente de restricciones en la transmisión (el uplift) debe desaparecer de la determinación del precio de equilibrio en el pool del día antes (de hecho debe desaparecer del precio spot completamente). En el mismo día del intercambio se instaura un mercado de balanceo en el cual los generadores pueden intercambiar con los demandantes electricidad libremente. Este componente del mercado se entiende que será marginal en el sentido de que las cantidades de hecho balanceadas en este mercado del mismo día serán pequeñas, tan solo las desviaciones con respecto a la demanda prevista tendrían hueco en este mercado.

Como síntesis de lo expuesto hasta aquí podemos enumerar las interrelaciones existentes entre el mercado spot y el de diferencias y futuros en el caso del Reino Unido en los siguientes puntos:

1. Si hay poder de mercado en precio spot, puede haber poder de mercado en la determinación del precio strike (del precio del CdD)

2. Si hay poder de mercado en mercado spot puede ser que haya discriminación de precios por parte de los ofertantes de CdD (los generadores) a través de los diversos demandantes de los mismos

3. Si hay poder de mercado, puede ser que el volumen de riesgos cubiertos por demandantes (RECs) y generadores sea diferente del nivel óptimo

4. Si hay poder de mercado puede ser que la posibilidad de cubrirse de riesgos para los generadores les afecte a sus pujas de equilibrio en el mercado spot

5. Sin conocer los elementos subyacentes en los contratos CdD o EFAs es imposible determinar lo competitiva que es la asignación de recursos. ¿Qué sabemos de la duración de los CdD? ¿De la renegociación de los CdD? ¿De los tipos de opciones (uni o bidireccionales) y combinaciones subyacentes? ¿Del precio strike negociado en cada contrato y del premio pagado por cada demandante?

6. El hecho de que haya un alto volumen de contratación a futuros no nos dice mucho acerca del grado de competencia en el mercado spot, en contra de la predicción de Allaz y Vila (1993).

7. Es importante que las reglas de funcionamiento del (precio del) pool sean claras, transparentes y sencillas. Los contratos CdD y EFAs se basan en los precios del pool. Los

⁹Ver PowerUK, Abril 1998, pp. 14-16.

componentes adicionales al precio marginal del sistema introducen complejidades adicionales a la transparencia de los contratos de futuros. En el Reino Unido existe desde 1997 la propuesta de reforma de las reglas del pool por la cual se permitiría:

- A. El día anterior a los intercambios efectivos se anuncian las pujas por parte de la demanda y por parte de los generadores
- B. El día del intercambio se construyen las oferta y la demanda agregada y se establece el precio marginal del sistema
- C. Cualquier desviación de la demanda final efectiva de la planeada o anunciada el día anterior, se cubre con contratos el día efectivo.

Esta propuesta no trata de introducir un mercado spot en tiempo real (como no lo es el pool actual). Todos los volúmenes se pagan el día anterior. En el día del intercambio real de MW las diferencias en las demandas planeadas con las reales se intercambian ese mismo día. Los agentes que no pujaron el día antes deberán comprar toda la electricidad al precio marginal de equilibrio determinado por los excesos de oferta o de demanda del día efectivo, que es un precio previsiblemente mucho más incierto y volátil que el precio de equilibrio del día antes. Los CdD cubren en este contexto el riesgo tanto de fluctuaciones en el precio el día antes como en el precio del día efectivo (una vez que la mayor parte de las demandas y ofertas ya se han cubierto a un precio, y una vez que se calcula el uplift)¹⁰.

Es difícil analizar estos contratos a la luz de los modelos discutidos previamente debido a la escasez de información sobre los contratos CdD y EFAs contratados en el Reino Unido. La información que se dispone de estos contratos es muy limitada. No se sabe si estos CdD son uni o bidireccionales, no se sabe bien la duración de estos contratos, no se sabe el precio negociado en estos CdD (el precio strike) y los CdD son contratos largos en donde se especifican muchas cláusulas a medida del ofertante y demandante del contrato. Estos CdD se entiende hasta ahora que son confidenciales, estrictamente privados. Hemos buscado información en varias fuentes, incluso en el agente broker más importante del Reino Unido, NGI, y en el regulador, OFFER, quienes no nos pudieron facilitar apenas información más desagregada que ésta que aquí presentamos debido a un código de conducta al que están sometidos o al desconocimiento que tienen de las condiciones subyacentes en los contratos.

Es importante que exista una autoridad que tenga competencias para vigilar estos mercados, el spot y el de futuros, conjuntamente porque ambos están íntimamente relacionados. Las estrategias de las empresas generadoras en ambos mercados se determinan conjuntamente con el objetivo de buscar el máximo de beneficios previsiblemente en aquel mercado más opaco y donde puedan desarrollar su posible poder de mercado de un modo menos llamativo. En el Reino Unido el nuevo Gobierno Laborista ha propuesto un nuevo *Competition Bill* en donde se amplían los supuestos de abuso de posición de dominio para cubrir mejor las demandas de vigilancia de los mercados recién liberalizados. Se incluye como propuesta en este Bill que se prohíben acuerdos y cárteles anti-competitivos así como efectuar

¹⁰sobre la denominada Option 10 ver *PowerUK*, Nov. 1997, pp. 1

abusos de posiciones de dominio en los mercados. Se propone que el Director General de Fair Trading o bien las Comisiones Regulatorias o Vigilantes específicas de cada sector en el Reino Unido puedan imponer multas apreciables sobre los operadores (de hasta un 10% de sus ingresos). Una mejor coordinación en la labor de vigilancia de prácticas abusivas en este sector hubiera dado al Reino Unido muy posiblemente un mercado de futuros más transparente y competitivo.

2.B. Países Escandinavos

En *Escandinavia* (Noruega y Suecia) existe un mercado liberalizado desde 1991, fecha en la que Noruega dividió el entonces existente monopolio en dos partes: un generador y una empresa encargada del transporte. En 1993 Noruega instauró el primer mercado de contratos de futuros para la electricidad del mundo. En 1996 se transformó el régimen de intercambio de estos contratos de futuros y se pasó de un mercado over-the-counter (básicamente bilateral y poco transparente) a un mercado centralizado donde los intercambios se realizan a través de pantallas de ordenador anónimamente. En 1996 asimismo se integraron los mercados Suecos y Noruegos en uno solo, denominado el Nord Pool.

El Nord Pool se compone de tres mercados relacionados: 1) el mercado spot diario, 2) el mercado regulado, en donde se permite el intercambio de energía real, y 3) el mercado de futuros, en donde se intercambian activos de cobertura que van desde una semana hasta 3 años. La mayor parte de las transacciones en el Nord Pool tiene lugar en contratos bilaterales entre los generadores y consumidores finales. Las discrepancias entre la cantidad contratada bilateralmente y los flujos reales, hora a hora, del mercado spot son intercambiadas a su vez en el mercado diario por los agentes.

Una característica importante del sistema Escandinavo es la separación total entre la *función de intercambio de electricidad*, y la consiguiente determinación de un precio que equilibre oferta y demanda, de la *función técnica* de asegurar los requisitos mínimos del sistema en su conjunto (restricciones tecnológicas, de transmisión, de capacidad del sistema...). Por esto, los contratos financieros que ocurren en el sector se establecen independientemente de las restricciones de transmisión del sistema. Con esta separación de funciones el Operador del Sistema tiene más fácil agregar las pujas de los ofertantes (generadores) en orden de méritos basándose en el precio de cada puja individual.

La integridad de la red corre a cargo del Operador del Sistema. El equilibrio entre la cantidad de electricidad contratada en el mercado financiero y la cantidad efectivamente disponible en un momento del tiempo se consigue en el Mercado Diario (en efecto es un mercado del día anterior) y las discrepancias remanentes se pasan al Mercado Regulado. En este mercado los generadores son requeridos por el Operador del Sistema para que aumenten una oferta determinada y los generadores hacen pujas al Operador por bloques de una hora. Los participantes que hayan causado un desequilibrio deben pagar por los ajustes realizados en el Mercado Regulado.

Los agentes en el Nord Pool deben asegurarse uno a uno que las cantidades que de hecho consumen (o producen) son iguales a las cantidades contratadas o comprometidas. Si un agente (i.e., un consumidor) tiene necesidad de mayor número de Kw. los debe contratar en el

mercado spot o Mercado Diario, en donde el día anterior al intercambio efectivo los agentes pueden contratar Kw. en bloques de una hora de duración¹¹. El intercambio efectivo tiene lugar el mismo día, y en este día se permiten intercambios para balancear la oferta y la demanda con el fin de corregir pequeñas desviaciones con respecto a la demanda prevista. Los intercambios en el día se permiten entre todos los participantes (generadores entre sí, generadores y demandantes). Los intermediarios financieros del sistema pueden participar también en el mercado del día anterior.

El Nord Pool utiliza el pool, como en Inglaterra y Gales, pero tan sólo para la asignación de unidades marginales o desviaciones de última hora con respecto a lo contratado tanto en el mercado de futuros como en el mercado del día anterior (Mercado Diario). Al basarse más radicalmente en el mercado y en contratos libremente contraídos entre las partes y al no incluir en el precio spot elementos de restricciones en la transmisión, produce señales más fidedignas sobre el coste real de producción de cada unidad de Kw. transaccionada. Y permite además que emerjan más fácilmente instrumentos financieros nuevos como otros derivados, futuros y swaps que consiguen distribuir mejor de los riesgos del mercado.

En *Finlandia*, el mercado eléctrico, el El-Ex., tiene una organización similar a la descrita en los países Escandinavos, pero con alguna diferencia. No tiene un solo mercado del día anterior, pero en cambio tiene la posibilidad de intercambios a futuros transparentes con periodos y términos estandarizados. Estos intercambios se pueden realizar hasta un día antes del día concreto. A este mercado de futuros se le añade en Finlandia la posibilidad de un mercado de opciones secundario en donde los operadores pueden cubrirse mejor de los riesgos asumidos cuando el intercambio efectivo cada media hora implique cantidades o riesgos diferentes del que contrataron en el mercado de futuros. La diferencia estriba en que en Finlandia han desarrollado aún más los mercados secundarios y dejan la posibilidad abierta de un amplio abanico de contratos a plazos a contratar entre las partes.

2.C. Contratos de futuros y de opciones en EEUU

Los contratos de futuros en electricidad se contratan en EEUU en la bolsa del New York Mercantile Exchange (NYMEX). Los contratos están estandarizados en cuanto a cantidades a intercambiar y se comercian en una subasta pública, abierta y competitiva. Para que exista transparencia en el mercado es necesario que los agentes sepan en cada momento a qué precios pueden intercambiar qué tipo concreto de productos, con sus características bien definidas y con especificación del punto de entrega y del momento o periodo de tiempo que se cubre. Estas funciones las cumple la bolsa NYMEX para el sector eléctrico.

Los contratos de futuros generalmente son utilizados como instrumentos puramente financieros pero se permite también el intercambio físico de Kw. en EEUU (que representan una parte muy pequeña, el 1%, de la cantidad contratada en este mercado). Como los intercambios de futuros se comercian en una subasta pública y anónima donde los precios se hacen visibles para todos de un modo instantáneo, este mercado cumple con una función

¹¹*Energy Utilities*, Sept. 1996, pp. 20- 23.

fundamental: ayudan a descubrir los precios que reflejan las valoraciones y expectativas de los agentes que participan.

Contratos de futuros:

Los generadores pueden vender contratos de futuros para así comprometer a un precio predeterminado parte de sus generaciones. Los grandes consumidores pueden comprar futuros para de este modo cubrirse de riesgos en la volatilidad del precio del Kw. Otros intermediadores del mercado pueden también participar para de este modo cubrirse de los riesgos que adoptan.

Contratos de opciones:

Un contrato de futuros genera una posición (larga o corta) en el mercado que, como puede ser al final del contrato efectivamente intercambiada, impone unos riesgos al tenedor o al vendedor del contrato. Para limitar los riesgos inherentes a un contrato de futuros se introducen los contratos de opciones. Combinando apropiadamente opciones y futuros un generador o un demandante pueden cubrirse de prácticamente cualquier riesgo que su posición inicial en el mercado conlleve. Dado que el subyacente de un contrato de opciones es precisamente un contrato de futuros para una mercancía concreta los agentes del mercado pueden utilizar opciones para de hecho cubrirse de riesgos derivados de cambios en los precios de futuros de la mercancía, del mismo modo que los contratos de futuros sirven para cubrirse para volatilidades en el precio de la mercancía misma. Comprar una opción es similar a comprar un seguro a cambio de un pago único (el premio). El que vende la opción (o el que la escribe) cumple una función similar a una compañía de seguros: recoge el premio y a cambio se obliga a comprar o vender la cantidad comprometida si el comprador de la opción quiere ejercitar su derecho. A diferencia de un contrato de futuros, el cual una vez llega a su término estipulado debe ser o bien ejercitado por medio de intercambio efectivo de la mercancía subyacente o bien liquidado, la opción, por contra, permite una tercera alternativa a su tenedor: si la volatilidad no ha sido la suficiente como para hacer que merezca la pena ejercitar el derecho de la opción el tenedor de la misma puede decidir no ejercitar su derecho.

Los contratos de futuros y de opciones, por lo tanto, se complementan de tal modo que cualquier agente puede combinar en su estrategia ambos tipos de contratos para cubrirse mejor de cualquier riesgo que asuma.

Los contratos de futuros especifican el despacho en la parte oeste del país. Para permitir la posibilidad de intercambios de futuros y de opciones el NYMEX abrió en 1993 otro mercado secundario, denominado el NYMEX ACCESSSM, el cual permite a los agentes intercambiar contratos una vez que la bolsa NYMEX de Nueva York ha cerrado y aprovechar así la diferencia horaria.

En cuanto a la organización del mercado geográfico, NYMEX ha dividido a EEUU en tres regiones amplias: el Este, el Oeste y Texas. Los contratos mencionados cubren la generación en la parte Oeste de EEUU en donde hay una gran variedad de fuentes de generación y donde hay un buen número de ofertantes: generadores propiedad de grupos de inversión, generadores propiedad de municipios, co-generadores, autoridades gubernativas y los intermediadores.

El NYMEX establece que los contratos de futuros y de opciones tienen dos puntos de despacho diferentes:

1. Uno localizado en la frontera del Estado de Oregón con California,
2. Otro localizado en Palo Verde (Arizona).

A la diferencia entre el precio spot de un Kw. en cada momento del tiempo y a su precio estipulado en el contrato de futuros se le denomina el básico. Este concepto puede reflejar diferencias en la calidad de la mercancía, en el tiempo de despacho o en la localización. El riesgo básico define a la incertidumbre asociada a que el diferencial entre precio de futuro menos el precio spot se incremente o disminuya en el tiempo que ocurre entre el momento en que se negocia una posición de cobertura de riesgos y el momento en que termina (o se liquida).

El mercado en EEUU tiene por tanto en el precio de futuros de la electricidad un componente que no tienen los mercados Europeos: el componente geográfico (o de localización). Precios del mismo Kw. en dos localizaciones distintas en el mismo momento del tiempo pueden ser diferentes debido por ejemplo a restricciones en la transmisión diferentes en ambas localizaciones en EEUU. Dado que el lugar donde se negocia un contrato de futuros y el lugar donde ese contrato se liquida puede ser diferentes, este riesgo puede ser relevante. El diferencial de precios debido a que los despachos se encuentran localizados en sitios diferentes es una fuente de riesgos para los agentes de los cuales se pueden cubrir.

Se trata, en suma, de un mercado muy diferente al Británico o al Escandinavo. No existe en EEUU un mercado spot de referencia claro, la dimensión espacial de la generación y la transmisión importan mucho más que en Europa y la función de los mercados de futuros organizados es más limitada hoy por hoy que en los países de nuestro entorno.

3. Conclusiones

Comparar los resultados obtenidos con regímenes institucionales muy diversos en distintos países es difícil. La medida de la bondad de un régimen regulatorio concreto debe estar relacionada directamente con el precio pagado por la electricidad por los consumidores y la seguridad en la oferta de electricidad a corto y a largo plazo. Cualquier comparación institucional debe ser realizada con muchos matices y recordando que en este sector hay elementos naturales que hacen que la generación del mismo Kw. tenga costes distintos en países con recursos y condiciones naturales diferentes.

En cualquier caso, basándonos en un estudio de Putnam, Hayes y Bartlett (1998) podemos ofrecer algunas medidas de los resultados de la liberalización en distintos países. El objetivo es observar cómo se han comportado los precios spot en los distintos pools y del régimen de contratos de futuros existente, intentar inferir algún efecto claro de estos mercados de futuros sobre el precio del pool.

Tabla 10: precios medios del mercado spot en distintos Pools, en US\$/ Mwh.

	1995			1997		
	Lab.	Fin Sem.	Total	Lab.	Fin Sem.	Total
<i>Australia (Victoria)</i>	30.8	21.4	28.1	14.6	7.2	12.5
<i>Nueva Zelanda</i>	19.5	18	19.1	26.6	24.5	26
<i>Noruega</i>	5.8	14.9	15.6	18.3	16.7	17.9
<i>Reino Unido</i>	45.8	24.6	31	42.2	29.6	38.6

Fuente: *PowerUK*, Abril 1998, pp. 17.

Estos precios reflejan seguramente más las condiciones idiosincrásicas de generación en cada país que el cambio en las condiciones del intercambio en el pool. En el Reino Unido de 1995 a 1997 se introdujeron los EFA, o contratos de futuros más transparentes y estandarizados que los CdD. Ya hemos mencionado el escaso éxito que los EFA han tenido en estos tres años de existencia. No parece, en cualquier caso, que hayan tenido el efecto pro-competitivo esperado sobre el precio en el pool. En Australia en 1995 se cambiaron las reglas de operación del pool y se introdujeron cambios que lo hacían más similar al caso de Inglaterra y Gales. Pero la gran reducción en precio para Australia parece ser más debida a sobrecapacidad y a la nueva entrada de generadores que a los cambios institucionales en la contratación en el pool¹².

En el siguiente Cuadro se sintetizan algunas características institucionales básicas de los mercados del día anterior (spot) y del mercado del mismo día (intradiario).

¹²Algunas explicaciones de la evolución de los distintos precios se ofrecen en *PowerUK*, Abril 1998, pp. 15-18.

Cuadro 4: propuestas de regímenes institucionales para los mercados eléctricos.

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Mercado día anterior:			
Participación de la demanda (pujas por el lado de la demanda)	No	Sí	Sí
Ofertas simples de generadores	No	Sí	Sí
Generadores demandan y ofertan	No	Sí	Sí
Incluidas restricciones de transmisión	No	Sí	No
Intermediadores financieros participan	Difícil	Difícil	Sí
Mercado del día (intradía):			
Participación de la demanda	No existe		
Generadores demandan y ofertan		Sí	Sí
Intercambios bilaterales		No	Sí
Intermediadores financieros participan		No	Sí
Operador del Sistema participa		Sí	Sí
Pagos de desequilibrio		No	Sí

(Fuente: *PowerUK*, Marzo 1998, pp. 15-16)

El Modelo 1 representa el actual sistema inglés y galés. El Modelo 3 se aproxima al modelo del Nord-Pool (países Escandinavos). El Modelo 2 es una propuesta efectuada por OFFER para el Reino Unido¹³. En este régimen los generadores harían sus pujas sin incluir ningún elemento de coste relacionado con la disponibilidad, el encendido de una planta o restricciones de carácter técnico. Por esta razón no queda claro como se atenderían las restricciones del sistema.

El Modelo 3 no tiene en cuenta en la determinación del precio las restricciones en la transmisión, lo cual permite al operador del mercado agregar las pujas en estricto orden de mérito (por precio). En este sistema se permite que un generador intercambie en el mercado del mismo día con otros ofertantes o bien con otros generadores para cubrir las necesidades de última hora. Se permite al mismo tiempo que los intermediadores financieros participen libremente en el mercado del día antes.

Tanto el Modelo 2 como el 3 permiten pujas por el lado de la demanda. De hecho esta innovación ha sido propuesta públicamente por OFFER para el Reino Unido. Este aspecto plantea un posible problema de pagos colaterales entre los propios generadores que puede funcionar como mecanismo facilitador de la colusión. Esta posibilidad teórica no ha sido estudiada en el caso del sistema eléctrico liberalizado y creemos que puede ser relevante. Si los generadores desconocen sus costes de producción (o desconocen el tipo de planta utilizada en

¹³"Working Paper on Trading Inside and Outside the Pool", OFFER, 1998.

cada tramo de sus pujas) y si les está permitido contratarse mutuamente Kw, tanto en el mercado spot como en el de futuros o plazos, el equilibrio puede resultar en una situación en la cual el operador más eficiente paga un precio por Kw. a los menos eficientes a cambio de que éstos no produzcan nada. Toda la producción correría a cargo del operador de menor coste a un nivel inferior al que se llegaría en competencia¹⁴. Esta posibilidad de efectuar pagos colaterales entre los propios generadores conduciría, de nuevo, a un equilibrio de tipo colusivo muy diferente del previsto por Allaz y Vila (1993).

¹⁴Ver Kihlstrom y Vives (1989) en un contexto diferente.

REFERENCIAS

Allaz, B., y Vila, J.L., 1993, "Cournot competition, forward markets and efficiency", *Journal of Economic Theory*, Vol. 59, No.1.

Energy Utilities, published by NERA, London, 1997-98.

Eldor y Zilcha, Y., 1990, "Oligopoly, uncertain demand and forward markets", *Journal of Economics and Business*, No. 42, pp. 17- 26.

Gerrard and National Intercommodities (GNI), 1997, *Electricity Forward Agreements*, London.

Green, R., 1998, "The electricity contract market", *Journal of Industrial Economics*, forthcoming.

Green, R., and Newbery, D., 1992, "Competition in the British electricity spot market", *Journal of Political Economy*, pp. 929- 953.

Hughes, J., y Kao, J., 1997, "Strategic forward contracting and observability", *International Journal of Industrial Organization*, 16, pp. 121- 133.

Kihlstrom, R y Vives, X., 1989, "Collusion by asymmetrically informed duopolists", *European Journal of Political Economy*, No. 5.

Klitzman, K., 1995, "Electricity Futures in a Competitive Marketplace", presentacion en NARUC, San Francisco.

New York Mercantile Exchange (NYMEX), "Trading in electricity futures", Marzo, 1996.

Newbery, D., "Pool reform and competition in electricity", DAE Working Paper, No. 9734, Cambridge University.

Lyon, T., y Mayo, J., 1997, "Liberalising European markets for energy and telecommunications: some lessons from the US electric utility industry" Zentrum fuer Europaeische Integrationsforschung Policy Paper, B97-03, University of Bonn.

OFFER, 1998, *Review of Electricity Trading Arrangements. Background Paper 1. Electricity Trading Arrangements in England and Wales*, February. Birmingham.

OM, 1992, *Trading in standardized electricity contracts*, OM Research Report 2

OXERA, 1994, *Electricity Contracting: pool prices and contracts for differences*, A, Powell, D. Helm, P. Lane, Oxford.

Phlips, L., 1995, *Competition Policy. A game theoretic perspective*, Oxford University Press.

Phlips, L., 1990, *Commodity Futures and Financial Markets*, Amsterdam: Kluwer.

Powel, A., 1993, "Trading forward in an imperfect market: the case of electricity in Britain", *The Economic Journal*, pp. 444- 453.

Power UK, monthly journal on the electricity industry in the UK, several issues 1997- 1998, FT Energy, London

Roberts, K., 1985, "Cartel behavior and adverse selection", *Journal of Industrial Economics*, No. 33, pp. 401- 413.

Seetin, M., 1995, "Regulation of US Futures Exchanges: Risk Management in the Emerging Competitive Electricity Marketplace", NYMEX.

Treat, J., 1995, "Will electricity futures work?", AEI Spring Energy Policy Forum.

Utility Analysis, diversos numeros 1997- 1998, London.

Yarrow, G., 1992, "British electricity prices since privatization", Working Paper No.1, Regulatory Policy Institute, Oxford University.

Yarrow, G., 1993, "Regulation and pricing performance in the gas industry", Working Paper, No. 2, Regulatory Policy Institute, Oxford University.

APÉNDICE

1. CONTRATO TIPO EFA (Reino Unido)

Proforma Statement
(To be used on the Notification date)

EFA Difference Statement

EFA Contract- Difference Statement

To:

From

Statement Date:

Agreement Details:

Contract Period:.....

Week Number:.....

Contract Amount:.....(MW)

Reference Variable:.....

Strike Price (Pounds/MwH):.....

Average value of the reference variable during
the period (pounds/MwH).....

Difference Payment:

Amount Payable:..... From [Buyer/Seller] To [Sller/Buyer]

EFA Settlement Date:.....

Payment Date:

Seller's Name:.....

Buyer's Name:.....

Non-standard terms and conditions (if any):.....

2. CONTRATO DE FUTUROS TIPO EN NYMEX (EEUU)

NYMEX Division
Palo Verde and California/Oregon border Electricity Futures
and Options Contract Specifications

Trading Unit:

Futures: 736 megawatt hours (Mwh) delivered over a monthly period.*

Options: One NYMEX Division electricity futures contract.

* Beginning with the October 1999 contract, the unit will change to 864 Mwh.

Trading Months:

Futures: 18 consecutive months.

Options: 12 consecutive months.

Price Quotation:

Futures and Options: Dollars and cents per Mwh.

Minimum Price Fluctuations:

Futures and Options: \$.01 (1¢) per Mwh (\$7.36 per contract(\$8.64*)).

Maximum Daily Price Fluctuation

Futures: \$15.00 per Mwh (\$11,040 per contract(\$12,960*)) for the first two months. Initial back month limits of \$3.00 per Mwh rise to \$6.00 per Mwh if the previous day's settlement price in any back month is at the \$3.00 limit. In the event of a \$7.50 per Mwh move in either of the first two contract months, back month limits are expanded to \$7.50 per Mwh in all months from the limit

in place in the direction of the move.

Options: No price limits.

Last Trading Day:

Futures: Trading will terminate on the fourth business day prior to the first day of the delivery month.

Options: Expiration will occur on the day preceding the expiration of the underlying futures contract.

Exercise of Options:

By a clearing member to the Exchange clearinghouse not later than 5:30 P.M. or 45 minutes after the underlying futures settlement price is posted, whichever is later, on any day up to and including the options expiration.

Options Strike Prices:

Increments of \$0.50 (50 cents) per Mwh with 20 above and 20 below the at-the-money strike prices, and the next ten strike prices are in increments of \$2.50 above the highest and below the lowest existing strike price for a total of 61 strike prices. The at-the-money strike price is the nearest to the previous day's close of the underlying futures contract. Strike price boundaries are adjusted according to the futures price movements.

Delivery Rate:

2 MW throughout every hour of the delivery period (can be amended upon mutual agreement of the buyer and seller).

Delivery Period:

Sixteen on-peak hours: hour ending 0700(6A.M.) prevailing time to hour ending 2200 Pacific standard time (10 P.M.). (This can be amended at the time of delivery by mutual consent of the buyer and seller.)

Scheduling:

Buyer and seller must follow Western Systems coordinating Council scheduling practices.

Exchange of Futures For, or in Connection with, Physicals (EFP)

The commercial buyer or seller may exchange a futures position for a physical position of equal quantity by submitting a notice to the Exchange. EFPs may be used to either initiate or liquidate a futures position.

Margin Requirements:

Margins are required for open futures or short options positions. The margin requirement for an options purchaser will never exceed the premium.

Position Limits:

5,000 contracts for all months combined, but not to exceed 350 in the last three days of trading in the spot month or 3,500 in any one month.