5. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE INGLATERRA Y GALES[180]

5.1. Las reformas emprendidas a finales de los ochenta[181]

5.1.1. La organización del sector eléctrico antes de la reestructuración

La industria eléctrica de Inglaterra y Gales fue nacionalizada en 1947. Este hecho determinó el inicio de una amplia reordenación del sector, que condujo a la Ley Eléctrica de 1957, en la que se establecieron las principales características de un modelo organizativo que, en lo fundamental, se mantuvo hasta finales de la década de los ochenta. Durante más de treinta años, la *Central Electricity Generating Board* (CEGB) fue el núcleo de la industria eléctrica. Esta empresa producía más del 90% de la electricidad consumida en Inglaterra y Gales, se encargaba del transporte a alta tensión y de los intercambios de energía eléctrica con Francia y Escocia, y abastecía directamente a British Rail y a unos pocos grandes consumidores.

Las doce *Area Boards* eran las responsables de la distribución y el suministro en cada una de las doce zonas que se delimitaron y asignaron en 1954. No obstante, estas compañías no eran totalmente independientes, pues su política empresarial estaba condicionada por las decisiones que tomaba la CEGB, a la que se había otorgado una función preponderante dentro del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales. Algunos autores mantienen que ello proporcionaba unos resultados similares a los que se habrían

[180] En el Reino Unido existen tres sistemas eléctricos: el de Inglaterra y Gales (88% de toda la energía consumida), el de Escocia (10% de toda la energía consumida) y el de Irlanda del Norte (2% de toda la energía consumida). El primero es el que ha experimentado una reorganización más amplia y es, con mucha diferencia, el más estudiado de los tres (de hecho, es probable que la reestructuración del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales sea la que más se ha analizado en todo el mundo).

[181] En Vickers y Yarrow (1988a, 1991b y 1991c), Putnam, Hayes & Barlett (1991), Armstrong, Cowan y Vickers (1994), Henney (1994), Yarrow (1994), Bunn (1995), Chesshire (1996), Thomas

conseguido si hubiese existido una plena integración vertical (Vickers y Yarrow, 1988a).

También existía un organismo de consulta, que servía como foro en el que se deliberaba sobre las cuestiones que afectaban al sector. El *Electricity Council* agrupaba a representantes de las empresas eléctricas y a un cierto número de delegados gubernamentales, aunque no estaba investido con poderes suficientes como para ejercer una labor efectiva de dirección o control. Sin embargo, sí servía como órgano de coordinación, lo que reforzaba la integración vertical entre las diferentes actividades.

La CEGB vendía casi toda su producción a las *Area Boards*, que pagaban una tarifa de suministro al por mayor (*Bulk Supply Tariff*), establecida de forma que la CEGB pudiera conseguir los objetivos financieros impuestos por el gobierno. A su vez, la *Bulk Supply Tariff* (BST) determinaba la estructura de las tarifas que las *Area Boards* cargaban a sus clientes.

Las redes de transmisión y distribución pertenecían a las compañías que prestaban estos servicios, y apenas eran utilizadas por terceros. Sólo las usaba ocasionalmente algún autoproductor para aportar sus excedentes al conjunto del sistema. En 1983, el gobierno intentó estimular la aparición de generadores independientes, que podrían acceder a las redes en condiciones no discriminatorias y vender su electricidad a las *Area Boards*. Las compañías de distribución y suministro estarían obligadas a comprar toda la energía que les fuese ofrecida por estos productores, pagando a cambio una tarifa que debía reflejar sus costes evitables (*Private Purchase Tariff*). Ahora bien, el principal componente de estos costes era el precio de la electricidad suministrada por la CEGB. Por tanto, la tarifa que cobrarían los productores independientes iba a estar estrechamente relacionada con la que pagaban las *Area*

(1996a), Green (1996a) y Álvarez (1997) se puede encontrar más información sobre las cuestiones que se tratan en este epígrafe.

Boards a la CEGB. Ello otorgaba a esta compañía la posibilidad de utilizar la BST como arma estratégica frente a los nuevos competidores.

La tarifa que cobraba la CEGB a las *Area Boards* tenía dos partes: una fija, que era independiente del volumen de electricidad que le compraban; y otra variable, que dependía de la cantidad de energía adquirida. Poco después de que se otorgase libertad de entrada a los productores independientes, la CEGB modificó la estructura de la BST, elevando la parte fija y reduciendo la parte variable. Como sólo esta última era relevante para determinar el coste evitable de las *Area Boards*, que era la referencia utilizada para establecer la tarifa que debían cobrar los productores independientes, el resultado de esta estrategia fue que el precio al que podían aspirar los nuevos competidores proporcionaba unos ingresos sensiblemente inferiores a los que recaudaba la CEGB, y demasiado bajos para incentivar la entrada. Este inconveniente se unió a la ausencia de una regulación efectiva que garantizase unas condiciones económicas adecuadas para el acceso a las redes.

Al final, los intentos para estimular la aparición de nuevas empresas productoras fracasaron. Sin embargo, estos hechos revelan la preponderancia de la CEGB en la industria eléctrica, pues muestran cómo esta compañía fue capaz de evitar la entrada de competidores sin que las *Area Boards*, que podrían haber abaratado el coste de su energía, hiciesen nada para evitarlo.

En el período previo a la privatización, las compañías eléctricas, en su calidad de empresas públicas, operaban dentro del marco establecido por el Libro Blanco sobre Industrias Nacionalizadas de 1978. Según este documento, los gestores de las compañías eléctricas tenían que someterse a las siguientes restricciones:

a. Un objetivo financiero, expresado a través de una tasa de beneficio sobre el capital empleado.

b. Un objetivo de eficiencia, establecido mediante una reducción mínima en los costes unitarios controlables.

c. Un límite a la financiación externa, que las obligaba a ir reduciendo su endeudamiento.

d. Una exigencia de rentabilidad sobre sus nuevas inversiones, que se expresaba por medio de una tasa de beneficio mínima.

Al margen de estas restricciones, la industria eléctrica de Inglaterra y Gales estaba sujeta a otras formas de intervención pública. Entre ellas, conviene destacar la decisiva influencia del gobierno en las adquisiciones de carbón que efectuaba la CEGB, que se dirigían a la industria nacional aunque su precio era superior al vigente en los mercados internacionales; la utilización de las tarifas eléctricas para reducir la tasa de inflación o incrementar el valor de las empresas en los momentos previos a la privatizacion; y la presión que ejerció el gobierno sobre las compañías del sector para que utilizasen tecnología y equipamiento británicos.

5.1.2. Los preparativos para la privatización

El Manifiesto Electoral con el que concurrió el Partido Conservador a las elecciones generales que se celebraron en junio de 1987 incluía el compromiso de privatizar el sector eléctrico. Poco después de conseguir su tercera victoria consecutiva, los *tories* empezaron a plantearse las líneas maestras de este proyecto, que plasmaron en un Libro Blanco publicado en febrero de 1988. Las propuestas recogidas en el mismo, aunque eran poco concretas en muchos aspectos, permitieron comprobar que la privatización de las empresas eléctricas iba a realizarse a la vez que se llevaba a cabo una profunda reforma del sector. Desde un principio, los miembros del equipo ministerial que la diseñó pensaron que la transferencia de la propiedad no supondría una

mayor competencia ni un mejor servicio para los consumidores si no se acometía una reestructuración que alterase el modelo organizativo que se había mantenido durante más de treinta años. Por esta razón, la enajenación de las compañías eléctricas llevó aparejada la que, sin lugar a dudas, fue la reordenación industrial más drástica de todas las que realizó el gobierno conservador en los sectores privatizados.

Durante el período inmediatamente anterior a la venta, el futuro de las centrales nucleares fue la cuestión que provocó mayores quebraderos de cabeza. El proyecto inicial del ejecutivo incluía la privatización de todas las instalaciones de generación. Sin embargo, no tuvo que pasar mucho tiempo para que el gobierno se diese cuenta de que las centrales nucleares no iban a ser capaces de proporcionar a sus compradores una rentabilidad adecuada, pues la empresa que las adquiriese debería hacer frente a los costes ocasionados por el tratamiento de los residuos nucleares y el desmantelamiento de las instalaciones. Además, desde mediados de los ochenta se venía observando una considerable reducción del precio de los combustibles fósiles, lo que las dejaba en mala posición si iban a tener que competir con otro tipo de centrales. A estos problemas se unía la amenaza de que, en el futuro, un cambio en la normativa medioambiental pudiera afectar negativamente a la producción de energía eléctrica de origen nuclear ("riesgo regulatorio").

Para sortear todas estas dificultades, el gobierno decidió agrupar todas las centrales nucleares (8'4 GW de potencia) y transferirlas a una gran compañía eléctrica que poseería las dos terceras partes de la capacidad de producción de la CEGB (36'7 GW de potencia en total). La otra tercera parte (17'4 GW) serviría para crear una segunda empresa de generación. También se acordó el establecimiento de una "obligación para adquirir electricidad producida a partir de combustibles que no sean de origen fósil" (*Non-Fossil Fuel Obligation*), que garantizaría la venta de una determinada

cantidad de KWh generados en centrales nucleares. Las compañías de distribución y suministro recuperarían el sobrecoste ocasionado por la adquisición de esta energía a través de un impuesto sobre la electricidad producida mediante combustibles fósiles (*Fossil Fuel Levy*), que se recaudaría por medio de un recargo que se aplicaría sobre el importe facturado a los usuarios[182].

Aun así, el gobierno acabó considerando que las centrales nucleares podían llegar a convertirse en una pesada carga para la compañía que ostentase la propiedad, así que decidió mantenerlas dentro del sector público: en julio de 1989, anunció que las viejas estaciones Magnox no serían privatizadas y, cuatro meses después, comunicó que tampoco vendería las demás instalaciones nucleares. Sin embargo, no se introdujo ningún otro cambio en la estructura empresarial que se había planeado, pues ello habría obligado a retrasar la privatización, que estaba prevista para los primeros meses de 1991. Por tanto, el 1 de abril de 1990, a la vez que entraban en vigor las normas que regían la nueva organización del sector eléctrico[183], se constituían tres nuevas compañías de generación: National Power (con 28’3 GW de potencia instalada), PowerGen (con 17’4 GW de potencia instalada) y Nuclear Electric (con 8’4 GW de potencia instalada). A pesar de la presencia de tres empresas, el reducido tamaño de Nuclear Electric y su escasa capacidad para actuar como un competidor activo permiten calificar a esta estructura empresarial como un duopolio. Como se verá más adelante, la evolución posterior del sector corrobora esta afirmación.

En diciembre de 1990, el gobierno vendió las doce *Area Boards*, que rebautizó previamente como *Regional Electricity Companies* (RECs),y en marzo de 1991 enajenó

[182] Este impuesto serviría también para financiar el sobrecoste asociado a la compra de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables.

[183] Para ello, se aprobó en 1989 una nueva Ley Eléctrica.

el 60% del capital de National Power y PowerGen (el 40% restante se privatizó en marzo de 1995). La red de transporte a alta tensión se transfirió a una nueva empresa, National Grid Company (NGC), que perteneció a las RECs hasta que éstas vendieron en bolsa la mayor parte de sus acciones a finales de 1995. Nuclear Electric se mantuvo en el sector público hasta que el gobierno decidió traspasar las centrales nucleares más modernas a una nueva compañía, British Energy, que fue privatizada en julio de 1996.

5.1.3. La estructura del sector eléctrico después de las reformas

Desde el 1 de abril de 1990, el sector eléctrico de Inglaterra y Gales adoptó un nuevo modelo organizativo, basado en la separación de actividades y en la eliminación de barreras a la entrada en aquéllas que pueden realizarse en régimen de competencia.

- La transmisión se separó de la generación. La red se cedió a una nueva empresa, NGC, que se encarga del transporte a alta tensión, de la gestión de las interconexiones con Francia y Escocia, de prestar ciertos servicios necesarios para mantener la estabilidad del sistema, de la administración del mercado de electricidad (*Pool*) y de establecer los planes de funcionamiento de las centrales según los resultados de los intercambios que se producen en ese mercado. Además, debe proporcionar acceso a su red de transmisión, en condiciones no discriminatorias, a cualquier empresa que lo solicite.

Al principio, NGC poseía también 2 GW de potencia instalada en varias centrales hidroeléctricas de bombeo situadas en el Norte de Gales. Estas plantas, agrupadas en una filial denominada First Hydro, servían para asegurar la estabilidad del sistema en los momentos de mayor demanda (se trata de centrales que pueden comenzar a funcionar en muy poco tiempo) y producían electricidad que se vendía en el *Pool* en

esos mismos períodos[184]. No obstante, el regulador entendió que la posesión de estas centrales podía dar lugar a un conflicto de intereses, y dictaminó que NGC debía proceder a su venta en una operación en la que no podrían participar ni National Power ni PowerGen. Como resultado de la misma, la compañía estadounidense Mission Energy adquirió First Hydro en enero de 1996.

Las doce RECs fueron las propietarias del capital de National Grid Company hasta que se vieron obligadas a vender sus acciones a finales de 1995. Durante ese período, se impuso un estricto control sobre las relaciones entre las compañías de distribución y suministro y la NGC, con el fin de preservar la independencia de esta última.

- La generación es una de las dos actividades que se pueden ejercer en régimen de libre competencia. Al principio, tres compañías productoras se repartieron casi todas las instalaciones de generación que poseía la CEGB (salvo los 2 GW que fueron a parar a National Grid Company). Sin embargo, no tuvo que pasar mucho tiempo para que nuevas empresas de generación anunciaran su deseo de competir con ellas.

Como veremos más adelante, la electricidad que producen se vende en el *Pool*, un mercado mayorista en el que también pueden comprar los grandes consumidores. A las compañías que generan electricidad se les permite actuar como empresas suministradoras, aunque National Power y PowerGen vieron temporalmente limitadas sus posibilidades para ganar cuota de mercado en esta actividad[185].

---

[184] Lo normal es que estas centrales bombeen agua desde un embalse inferior a un embalse superior durante los momentos de menor demanda, cuando la electricidad es más barata. Posteriormente, aprovechan el agua almacenada para generar energía eléctrica en las horas de mayor demanda, que es cuando el precio suele ser más elevado.

[185] Hasta el 1 de abril de 1994, National Power y PowerGen, conjuntamente, no podían suministrar a más del 15% de la demanda existente en cada una de las áreas abastecidas por las RECs. Desde esa fecha hasta el 31 de marzo de 1998, ese límite se amplió al 25%. Posteriormente, fue eliminado.

El 1 de abril de 1990, las antiguas *Area Boards* se convirtieron en *Regional Electricity Companies* y, desde entonces, se han encargado de la distribución de energía eléctrica a través de las redes de transporte a baja y media tensión que recorren la zona geográfica que tienen asignada, y de abastecer a todos los usuarios que residen en ella y no pueden elegir un suministrador alternativo o no desean cambiar de compañía.

Las RECs son las propietarias de las redes de distribución, aunque deben ponerlas a disposición de cualquier empresa o consumidor que las necesite sin aplicar unas tarifas de acceso que resulten discriminatorias. Para evitar conflictos de intereses, las RECs deben mantener una adecuada separación contable entre sus negocios de distribución y suministro, y tienen que cumplir los límites establecidos por el regulador a la hora de fijar los precios que aplican a sus clientes en ambas actividades.

Estas compañías pueden generar electricidad y adquirir mediante contrato la energía producida en sus propias instalaciones, siempre que mantengan una adecuada separación contable entre ambos negocios, cumplan con la obligación de comprar a un precio que no parezca excesivo al compararlo con el que ofrecen otras empresas de generación, y adquieran un volumen de electricidad que no sea superior al 15% de la demanda máxima registrada en el área que tienen asignada.

Aunque estas empresas se privatizaron a finales de 1990, el gobierno mantuvo hasta el 31 de marzo de 1995 una acción especial (*"golden-share"*) en cada una de ellas, lo que le permitía vetar cualquier intento de fusión y absorción. Como veremos posteriormente, desde el momento en que se produjo el vencimiento de estas acciones especiales se inició una cadena de operaciones financieras destinadas a conseguir el control de las RECs.

❑ El suministro de electricidad a los consumidores finales también se realiza en régimen de competencia. Para ello, se estableció un calendario que señalaba los plazos para la apertura del mercado[186]:

- Hasta el 31 de marzo de 1994, solamente podían elegir suministrador los consumidores que presentasen una demanda máxima de al menos 1 MW[187]. Ello les permitía dirigirse a su proveedor tradicional o *first-tier supplier* (la REC que tiene asignada esa zona), comprar directamente en el *Pool*, u optar por cualquiera de los demás suministradores (*second-tier suppliers*): las empresas de generación, los comercializadores independientes, o una REC distinta a la que había venido abasteciéndoles. Dentro de este grupo se encontraban 5.000 usuarios que consumían, aproximadamente, el 30% de toda la electricidad demandada en Inglaterra y Gales.

- Desde el 1 de abril de 1994, pudieron elegir suministrador todos los consumidores que alcanzaban una demanda máxima de al menos 100 KW. Con ello, el número de clientes con capacidad de elección se amplió hasta 50.000. Estos usuarios adquirían la mitad de la energía eléctrica que se consumía en Inglaterra y Gales.

- A partir del 1 de abril de 1998, tenían que haber accedido a la condición de "clientes con capacidad de elección" todos los consumidores de electricidad que existen en Inglaterra y Gales. Sin embargo, para evitar que se produjesen problemas técnicos a gran escala[188], el regulador llegó a un acuerdo con las empresas para realizar una liberalización escalonada que finalizó en mayo de 1999.

---

[186] Mientras tanto, las RECs eran las únicas empresas que abastecían a los clientes que no podían elegir suministrador.

[187] Para determinar si se alcanzan estos umbrales, se permite la agrupación de puntos de suministro que "estén próximos entre sí". En caso de que exista alguna duda sobre la interpretación de esta requisito, la decisión corresponde al regulador, que ha tendido a facilitar la acumulación de consumos.

5.1.4. La nueva regulación de las empresas privatizadas

La reestructuración de la industria eléctrica de Inglaterra y Gales trajo consigo la creación un nuevo organismo regulador, la *Office of Electricity Regulation* (Offer), encabezada por el Director General de Suministro Eléctrico, quien, según establece la Ley Eléctrica de 1989, es el único responsable de la actividad reguladora. Este organismo es una agencia estatal, pero ello no significa que sus actuaciones deban estar subordinadas a las opiniones del gobierno. De hecho, el Director General dispone de una gran autonomía para tomar sus propias decisiones.

Entre las funciones de Offer se encuentran las siguientes:

a. Asegurar que todos los consumidores pueden acceder al suministro de electricidad.

b. Salvaguardar los intereses de los usuarios. Para desarrollar esta tarea, Offer recibe las quejas que le transmiten los clientes a través de unos Comités Regionales de Consumidores.

c. Fomentar la eficiencia en el uso de la electricidad y en el funcionamiento del sistema eléctrico.

d. Proteger a los ciudadanos y a los trabajadores del sector de cualquier peligro ocasionado por la realización de las actividades propias de las empresas eléctricas.

e. Promover la competencia en la generación y el suministro, ya sea a través de actuaciones propias o solicitando la intervención de la *Monopolies and Mergers Comission* (MMC), que tiene amplios poderes para dirimir conflictos, investigar conductas contrarias a la libre competencia y autorizar o denegar fusiones y absorciones.

---

[188] En 1994, la apertura del mercado a 45.000 nuevos clientes provocó enormes problemas. Si estos problemas se hubiesen repetido en 1998, la concesión de capacidad de elección a más de 23 millones de consumidores habría podido colapsar el sistema eléctrico.

f. Revisar los límites de precios impuestos a las tarifas que cobran las empresas que realizan actividades de transporte a alta tensión, distribución y/o suministro a clientes que no tienen capacidad de elección. Si alguna compañía no está de acuerdo con los controles de precios establecidos por el Director General, debe presentar un recurso para que sea la MMC la que ratifique o modifique (al alza o a la baja) esos límites de precios.

- El incremento de las tarifas de transporte a alta tensión está restringido por un límite del tipo RPI-X. En consecuencia, National Grid Company debe ajustar su estructura tarifaria de forma que el crecimiento de su ingreso medio sea inferior en al menos un X por ciento al aumento que experimente el Índice de Precios al Consumo de la economía (*Retail Price Index*). El ingreso medio se determina calculando el cociente entre los ingresos totales obtenidos por ciertos servicios[189] y el valor medio de las demandas máximas registradas en el año de referencia y los cuatro años anteriores.

El valor de X se revisa cada 3 años. Durante el primer trienio, X se estableció de forma que, con las tarifas que se venían aplicando, NGC pudiera recobrar todos sus costes y obtener una rentabilidad razonable. Posteriormente, la restricción inicial (X=0) se endureció para conseguir menores incrementos de precios (X=3).

- Sobre las tarifas que cobran las empresas propietarias de la red de distribución existe una limitación similar. En este caso, X se revisa cada cinco años y toma valores distintos en las doce áreas asignadas a las RECs. Hasta el 31 de marzo de 1995, los controles de precios permitían que el ingreso medio obtenido por el transporte a baja tensión creciese más que el Índice de Precios al Consumo

[189] Las tarifas incluidas en el control de precios son las que cobra NGC por utilizar su red de transporte: "tarifa por los servicios que proporciona el sistema" y "tarifa por el uso de la infraestructura". Esta última varía según se trate de una empresa productora o de una compañía de distribución y/o suministro, y determina un precio distinto en función del área geográfica en que esté ubicado el cliente. Los ingresos obtenidos a través de las tarifas que pagan los usuarios por conectarse a la red o utilizar las

(RPI+X, en lugar de RPI-X, con X variando entre 0 y 2'5). La evolución de las cuentas de resultados de las compañías reveló que estos límites eran demasiado generosos, lo que llevó al Director General a proponer unos controles de precios bastante más duros. Volveremos sobre esta cuestión más adelante.

- Hasta el 31 de marzo de 1994, existían dos limitaciones sobre el crecimiento de las tarifas que cargaban las RECs a los consumidores finales de su área de suministro:

  - La primera afectaba a los precios aplicados a aquellos clientes que no presentaban una demanda máxima superior a 10 MW. El ingreso por KWh obtenido a partir de las cantidades facturadas a todos estos consumidores no podía incrementarse más que RPI-X+Y. Este último parámetro se iba ajustando para recoger la variación del coste de la electricidad adquirida, el crecimiento de las tarifas de transmisión y distribución, y los cambios que pudiera experimentar el impuesto sobre la electricidad producida a partir de combustibles fósiles (*Fossil Fuel Levy*)[190]. Por tanto, los controles de precios permitían traspasar a los clientes cualquier incremento en los costes que debían soportar las empresas suministradoras. El valor de X fue igual a 0 durante los cuatro años que duró esta limitación.

  - La segunda restricción afectaba a las tarifas aplicadas a los clientes que en ningún momento necesitaban más de 1 MW de potencia. En este caso, el

---

interconexiones con Francia y Escocia no están incluidos en el control de precios, aunque la compañía debe limitarse a obtener un beneficio "razonable".

[190] Las RECs están obligadas a firmar contratos para adquirir una parte de la electricidad que producen las centrales nucleares y las instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables. El sobrecoste que implica esta obligación de compra lo recuperan a través del *Fossil Fuel Levy*, que se aplica a toda la electricidad facturada a los consumidores finales. Al principio, este impuesto era de un 11%, después se redujo al 10%, y desde noviembre de 1996 fue disminuyendo progresivamente hasta que se situó en un 0'9% al principio del segundo trimestre de 1998 (ahora se considera que la energía nuclear no necesita ninguna protección, así que solamente es necesario financiar el sobrecoste ocasionado por la adquisición de electricidad producida a partir de energías renovables).

ingreso unitario (por KWh) no podía crecer más que RPI-X+F. El valor de X se mantuvo en 0 hasta el 31 de marzo de 1993, y el parámetro F se iba ajustando cada año para recoger las variaciones que experimentaba el impuesto sobre la energía eléctrica producida a partir de combustibles fósiles. Así pues, las compañías suministradoras no podían trasladar a sus clientes "cautivos" todos sus incrementos de costes. La finalidad de este control de precios era evitar que las empresas redujesen las tarifas que ofrecían a aquellos clientes cuya demanda máxima se situaba entre 1 y 10 MW, a la vez que elevaban las que debían aceptar los abonados que no podían cambiar de suministrador porque sus necesidades eran inferiores al umbral fijado (1 MW), sin que ello supusiese un incumplimiento del límite de precios expuesto en el párrafo anterior (RPI-X+Y).

A partir del 1 de abril de 1994 se eliminó el primero de estos dos límites de precios (RPI-X+Y) y se mantuvo tan sólo el segundo (RPI-X+F, con X=2 durante cuatro años), aunque se redujo su ámbito de aplicación a los ingresos obtenidos a partir de las tarifas aplicadas a los abonados cuya demanda máxima era inferior a 100 KW. El hecho de que todos los consumidores tengan capacidad para elegir suministrador no ha supuesto la desaparición de este control de precios, que se mantendrá durante un período mínimo de dos años para proteger a los clientes que necesitan poca electricidad y pueden verse obligados a mantener el contrato que les une a su compañía porque ninguna otra les hace una oferta mejor. No obstante, en la actualidad, estos límites de precios ya no se basan en índices del tipo RPI-X.

Como podemos comprobar, todos los umbrales de precios dependen de la evolución de ciertas variables que han de ser estimadas, ya que no es posible saber qué valor van a tomar cuando acabe el ejercicio. Por consiguiente, es necesario realizar una revisión a posteriori, que permite corregir las desviaciones entre los valores reales y las

predicciones realizadas a priori. La diferencia observada se traslada al siguiente ejercicio, incrementando o reduciendo los nuevos límites de precios[191].

5.1.5. Los intercambios de electricidad a través del *Pool*

El *Pool* es el eje central del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales. Se trata de un mercado mayorista, administrado por National Grid Company, en el que las empresas generadoras venden su producción a las RECs, a las compañías suministradoras y a los consumidores finales que deciden acceder directamente al mercado[192].

Cada mañana, las empresas productoras remiten a NGC sus ofertas para los 48 períodos de media hora en que se divide el día siguiente. Estas ofertas incluyen, entre otros, los siguientes elementos:

a. La disponibilidad de cada equipo durante los períodos de referencia, que puede variar posteriormente si se produce algún hecho que altere las previsiones que se habían realizado en el momento de presentar las pujas.

b. El precio al que ofrecen la electricidad que pueden producir en sus instalaciones disponibles. Si lo desean, pueden especificar tres tramos distintos (precio y cantidad) para cada media hora.

c. El precio al que están dispuestas a prestar algunos servicios complementarios.

A partir de las ofertas presentadas por los diferentes productores y de sus propias estimaciones sobre la evolución de la demanda, National Grid Company elabora un listado en el que aparece la cantidad de energía que debe generar cada instalación durante las 48 medias horas del día siguiente. Para realizar esta selección, NGC ordena

[191] Para eliminar parte de la incertidumbre asociada a la utilización de estimaciones, el regulador ha ido sustituyendo la tasa de inflación que se usa como referencia, para que los límites se refieran al incremento de precios del año anterior y no al que pueda producirse durante el presente ejercicio.

[192] Las empresas productoras pueden obtener una licencia de suministro para abastecer a sus propios abonados a partir de energía adquirida en el *Pool*.

las pujas según el precio exigido en cada una ellas, y escoge las ofertas que permiten minimizar el coste de atender la demanda esperada. De entre todas las estaciones elegidas, la que produce la energía más cara en cada media hora es la que fija el SMP (*System Marginal Price*), que es el precio que reciben todas las instalaciones que van a tener que funcionar durante ese período.

Además, las empresas productoras reciben un pago por la potencia que ponen a disposición del sistema (*capacity payment*). La finalidad de esta retribución es incentivar el crecimiento del parque de generación. Para ello, se diseñó un mecanismo que permite incrementar los pagos cuando se espera una demanda muy elevada y se reduce la diferencia entre la potencia disponible y el consumo previsto. El importe que perciben las compañías que se ofrecen a generar electricidad depende de una cantidad que intenta reflejar el valor que tiene para los usuarios la electricidad que no podrían consumir si no existiese bastante capacidad de producción (*value of lost load*: VOLL), y de la probabilidad de que la potencia disponible no sea suficiente para satisfacer la demanda (*loss of load probability*: LOLP). VOLL se estableció inicialmente en £2/KWh y se ha ido actualizando mediante la tasa de inflación. LOLP se calcula todos los días, para cada media hora, a partir del margen entre el consumo previsto y la capacidad de producción que se pone a disposición del sistema (cuanto menor es esta diferencia, mayor es su valor).

Las plantas que son seleccionadas para generar electricidad perciben "el precio de adquisición por parte del *Pool*" (*Pool Purchase Price*: PPP):

$$PPP = SMP + LOLP \cdot (VOLL - SMP)$$

Las instalaciones que no son elegidas, sólo consiguen una compensación por la potencia que han puesto a disposición del sistema (*capacity payment*: CP):

$$CP = LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figura en la oferta presentada})$$

El precio que han de pagar las empresas o los consumidores que deseen adquirir electricidad (*Pool Selling Price*: PSP) se determina añadiendo un recargo (*uplift*) al precio de entrada al *Pool* (PPP) durante los períodos en que se registra demanda media o alta. Este recargo sirve para realizar los siguientes pagos:

a. El coste de los servicios complementarios. NGC decide qué empresas deben prestar estos servicios a partir de las ofertas presentadas por los productores. Realiza la selección escogiendo a aquellas compañías que ofrecen un menor precio.

b. El coste ocasionado por las modificaciones impuestas por las restricciones de la red de transmisión. Cuando National Grid Company establece los planes de funcionamiento y determina el valor de SMP, no tiene en cuenta que algunas plantas no van a poder funcionar como consecuencia de las restricciones existentes en la red de transmisión. Estas instalaciones reciben el "beneficio perdido" y la retribución por la potencia que han puesto a disposición del sistema:

$$(SMP - \text{precio que figura en la oferta}) + LOLP \cdot (VOLL - SMP)$$

Las centrales que se incorporan para sustituirlas perciben el precio que han solicitado y el pago que las compensa por mantener disponible su capacidad de producción:

$$\text{Precio que figura en la oferta} + LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figura en la oferta})$$

c. El importe que se entrega a las instalaciones que han puesto su potencia a disposición del sistema pero no son seleccionadas en ningún momento porque el precio que figura en la puja es superior a SMP y no son necesarias para resolver los problemas ocasionados por las restricciones de la red de transmisión:

$$CP = LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figura en la oferta presentada})$$

d. La cantidad que percibe NGC por gestionar el *Pool*.

El valor de todos estos costes se divide entre el número de KWh adquiridos durante los "períodos de la tabla A" (los de demanda media y alta) para obtener el recargo que se aplica al precio de cada KWh suministrado en esos períodos[193]. El operador del mercado (NGC) se encarga de recaudar todos los importes y entregar las cantidades correspondientes a sus destinatarios[194].

Al principio, los costes que se recuperaban a través del recargo solamente recaían sobre quienes compraban electricidad en el *Pool*. Sin embargo, desde abril de 1994, NGC tiene que asumir una parte de los mismos cuando se sitúan por encima de un cierto nivel, pues se ha considerado que, como empresa responsable del transporte a alta tensión, también ha de compartir los costes ocasionados por las restricciones que existen en la red de transmisión.

El sobrecoste ocasionado por las pérdidas que se producen en el transporte a alta tensión se distribuye entre todos los agentes que demandan electricidad en el *Pool*. Para ello, se incrementa la energía adquirida mediante unos coeficientes que reflejan el valor medio de las pérdidas que se producen en cada período. De este modo, el número de

[193] En los períodos de demanda baja no se aplica ningún recargo. Por tanto, PSP es igual a PPP.

[194] Los cálculos que determinan la cantidad exacta que se debe pagar y los correspondientes derechos de cobro se realizan a posteriori.

KWh que se factura a las empresas y a los consumidores que compran en el *Pool* se iguala a la electricidad que producen las instalaciones de generación.

Los agentes que adquieren electricidad en el *Pool* pueden negociar contratos por diferencias con las empresas productoras para protegerse de las variaciones que experimentan los precios del *Pool*. Estos contratos pueden ser "bidireccionales" (*two-way*) o "unidireccionales" (*one-way*):

a. En el primer tipo de contratos, las compañías de generación pagan a sus clientes la diferencia entre el precio pactado y el precio de *Pool* cuando este último es superior al primero, y reciben de ellos esa diferencia cuando el precio del *Pool* es menor que el precio acordado.

b. En el segundo tipo de contratos, las empresas productoras no reciben ningún pago cuando el precio del *Pool* es inferior al que han pactado, pero sí tienen que pagar la diferencia entre ambos cuando el precio que han acordado es inferior al que se establece en el *Pool*.

Cuando entró en vigor la nueva organización del sistema eléctrico (1 de abril de 1990), casi toda la producción de National Power y PowerGen estaba vinculada a contratos de este tipo[195], impuestos por el gobierno para que estas compañías pudieran trasladar a las RECs el sobrecoste del carbón nacional, pues las dos empresas generadoras habían firmado a su vez unos contratos con British Coal en los que se comprometían a pagar un precio superior al vigente en los mercados internacionales[196].

[195] Según Helm y Powell (1992), a lo largo del año 1991, la electricidad vinculada a estos contratos representó el 84'3% de la capacidad de producción de National Power y el 89'1% de la capacidad de producción de PowerGen; en 1992 y 1993, estas cifras se redujeron a 72'7% (National Power) y 70'6% (PowerGen).

[196] De la dependencia que existía entre British Coal y las empresas de generación da una idea el hecho de que, en el año fiscal 1989/90, el 80% de la producción de British Coal se vendió a las compañías eléctricas, que utilizaron este combustible para obtener el 67% de la electricidad que generaron a lo largo de ese año (Parker, 1996a).

Las RECs también podrían traspasar a sus "clientes cautivos" todos los costes asociados a estos contratos, aunque los precios establecidos en ellos fuesen más altos que los del *Pool* o resultasen muy elevados al compararlos con los de contratos similares que les fueran ofrecidos en el futuro por los productores[197].

La mayoría de los contratos por diferencias establecidos por el gobierno tenía una duración de tres años, e incluía unos pagos iniciales destinados a compensar el exceso de potencia que existía en el sistema[198]. Otros contratos tenían una duración menor y no contemplaban ningún pago inicial, como era el caso de los que vencían el 31 de marzo de 1991 y estaban vinculados al suministro a consumidores que iban a tener capacidad de elección desde el primer momento. Estos últimos incluían una cláusula especial para que la compañía de distribución que perdiese clientes pudiera ceder los contratos a la empresa que se los arrebatase.

Los contratos más largos vencieron el 31 de marzo de 1993. En esa fecha, el gobierno ya había revisado su política hacia la minería del carbón y había impuesto unas obligaciones de compra muy inferiores, que se iban reduciendo todavía más a lo largo de un período de cinco años. El sobrecoste que ha supuesto la adquisición de carbón nacional se ha seguido traspasando a las RECs por medio de unos contratos por diferencias, cuyo importe se ha podido trasladar a los consumidores que no podían

[197] Se trata de una excepción, porque las licencias de las RECs establecen que estas compañías sólo podrán trasladar a sus "clientes cautivos" el coste de la electricidad que hayan adquirido a un precio que no sea significativamente superior al que podrían haber conseguido si hubiesen contratado con otros proveedores.

[198] Como la capacidad de producción de Nuclear Electric, National Power y PowerGen era muy superior a la que se necesitaba para abastecer la demanda, se pensó que, al principio, los precios del *Pool* serían muy bajos.

cambiar de suministrador (de hecho, los contratos se asignaron en función del número de "clientes cautivos" de las RECs)[199].

Actualmente, existe también un mercado en el que se intercambian contratos por diferencias que reúnen unas características muy concretas, que fueron estandarizadas para facilitar la negociación. Además, se designó a un intermediario que recibe todas las órdenes de compra o de venta, y se encarga de casar las peticiones[200].

5.2. La evolución de la industria eléctrica tras la reestructuración

5.2.1. La competencia en el *Pool*

El precio que perciben las empresas productoras determina más del 60% de los costes que han de sufragar los consumidores de electricidad[201]. Además, la creación de un mercado mayorista en el que se fija periódicamente ese precio, a través de los intercambios de electricidad gestionados por un operador independiente, es, sin lugar a dudas, la transformación más importante que experimentó el sector eléctrico a comienzos de la década de los noventa. Por consiguiente, el análisis de las variables relacionadas con la evolución de este mercado proporciona una referencia esencial a la hora de valorar los resultados de las reformas.

---

[199] Entre 1993 y 1998, las empresas productoras redujeron de 70 a 30 millones de toneladas sus adquisiciones de carbón nacional. Al mismo tiempo, el precio pagado a British Coal (RJB desde que fue privatizada en 1994) ha ido disminuyendo en términos reales, lo que ha permitido aminorar las primas de los contratos por diferencias vinculados a la compra de carbón británico (Green, 1998b).

[200] En Ketterer y Vegara (1996) se pueden encontrar más detalles.

[201] Durante el ejercicio 1996/7, la participación de cada actividad en los costes incorporados a las tarifas que pagaban los clientes que no tenían capacidad de elección fue la siguiente (Green y McDaniel, 1998):

- Generación: 61'3%
- Transmisión: 3'7%
- Distribución: 27'6%
- Suministro: 7'4%

Entre el 1 de abril de 1990 y el 31 de marzo de 1997, se incorporaron al sistema más de quince mil nuevos MW de potencia (véase cuadro 5.1). La mitad de esta capacidad adicional pertenece a empresas que entraron en el sector durante ese período, mientras que el resto lo aportaron las tres compañías creadas a partir de la CEGB. El 85% del total corresponde a centrales que producen electricidad mediante turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT).

CUADRO 5.1. COMPOSICIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA ENTRE 1990/91 Y 1996/97

EMPRESA	MW	% sobre el total
National Power	3.174	21%
PowerGen	3.040	20%
Nuclear Electric	1.250	8%
Nuevas empresas (IPPs) (*)	7.616	50%
TOTAL	15.080	100%

(*): Incluye el incremento de capacidad de la interconexión escocesa y la potencia de algunos pequeños productores.
Fuente: Littlechild (1998).

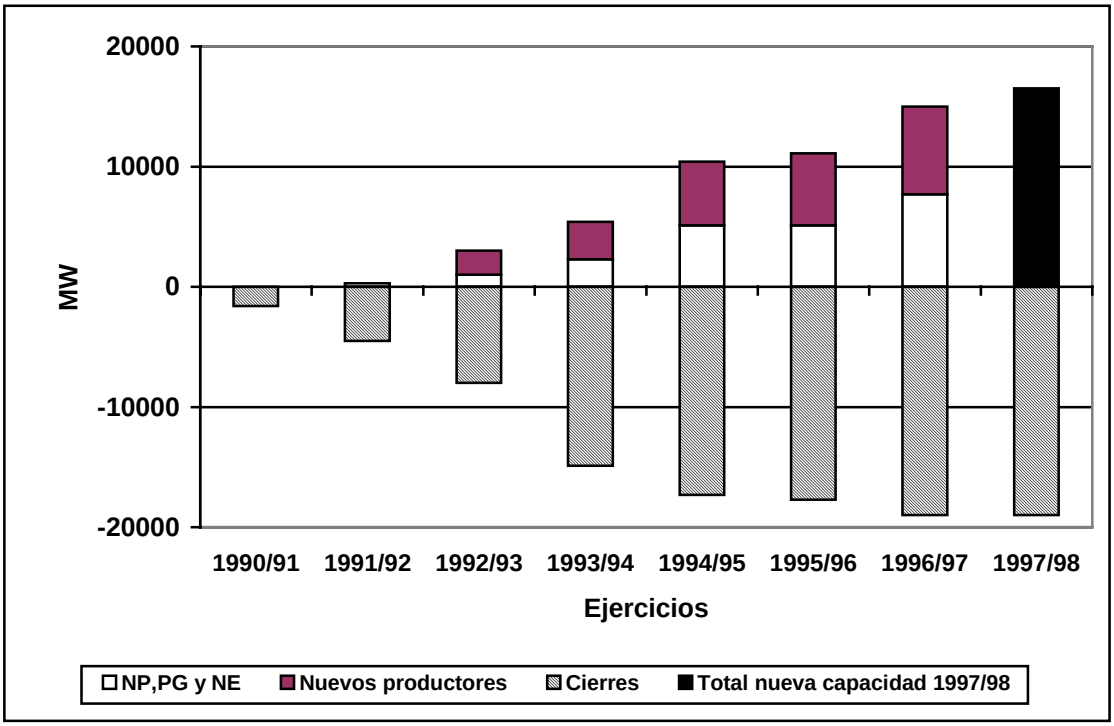
A la vez que instalaban nueva potencia, PowerGen y National Power procedían al cierre de las centrales que generaban una energía más cara o requerían mayores gastos de mantenimiento, lo que contribuyó a reforzar la caída de su participación en la capacidad de producción total: entre 1990 y 1998, se redujo del 77 al 52 por ciento, mientras que el peso de la potencia nuclear se incrementaba del 14 al 17 por ciento y la cuota de los nuevos productores alcanzaba el 23% (véase cuadro 5.2). Como consecuencia de estos cambios, la capacidad total instalada al final del período acabó situándose en un nivel muy parecido al que existía en 1990 (véase gráfico 5.1).

CUADRO 5.2. REPARTO DE LA POTENCIA INSTALADA

EMPRESA	1990		1998	
	GW	% sobre total	GW	% sobre total
National Power	30’0	47%	17’0	27%
PowerGen	19’0	30%	15’4	25%
Eastern	0’0	0%	6’7	11%
Nuclear Electric	8’7	14%	7’3	12%
Magnox Electric	0’0	0%	3’1	5%
Nuevas empresas	0’0	0%	7’3	12%
First Hydro	2’1	3%	2’1	3%
Interconexiones	2’9	5%	3’2	5%
Otras	0’2	1%	0’2	1%
TOTAL	62’8	100%	62’3	100%

Fuente: Offer (1998a).

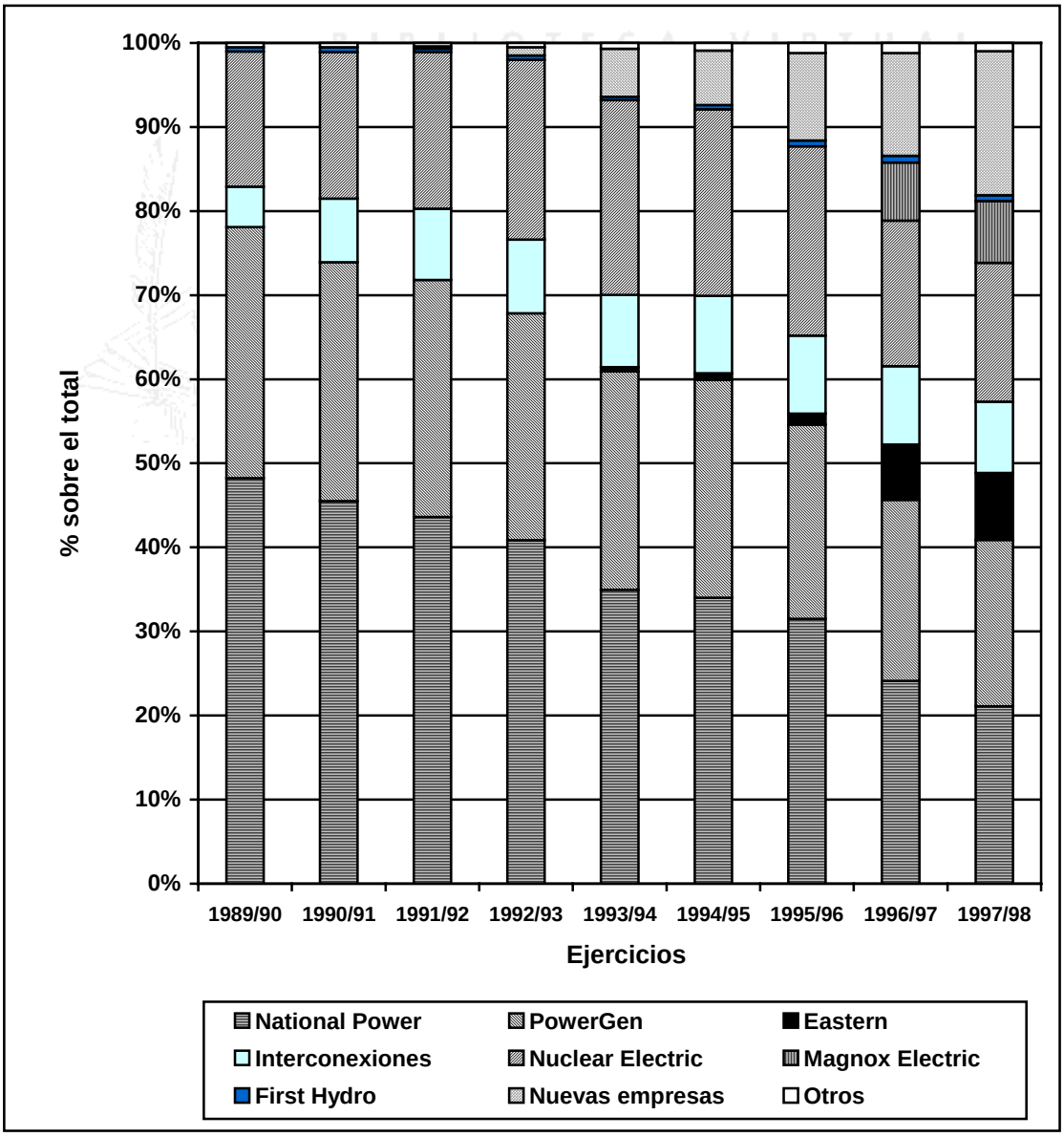
GRÁFICO 5.1. ALTAS Y BAJAS EN LA POTENCIA INSTALADA (valores acumulados)



Nota: En los datos correspondientes a 1997/98 no se distingue entre la capacidad instalada por las nuevas compañías y la aportada por National Power (NP), PowerGen (PG) y Nuclear Electric (NE).
Fuente: Littlechild (1998) y Offer (1998a).

La participación de National Power y PowerGen en el total de electricidad producida se redujo todavía más: si en el ejercicio 1990/91 se situaba en el 74%, en el ejercicio 1997/98 sólo ascendía al 41%. Durante ese período, la aportación de las nuevas compañías de generación fue ascendiendo hasta situarse en un 24% y la cuota de mercado de Nuclear Electric (Magnox Electric y Bristish Energy desde julio de 1996) pasó del 16 al 24 por ciento (véase gráfico 5.2).

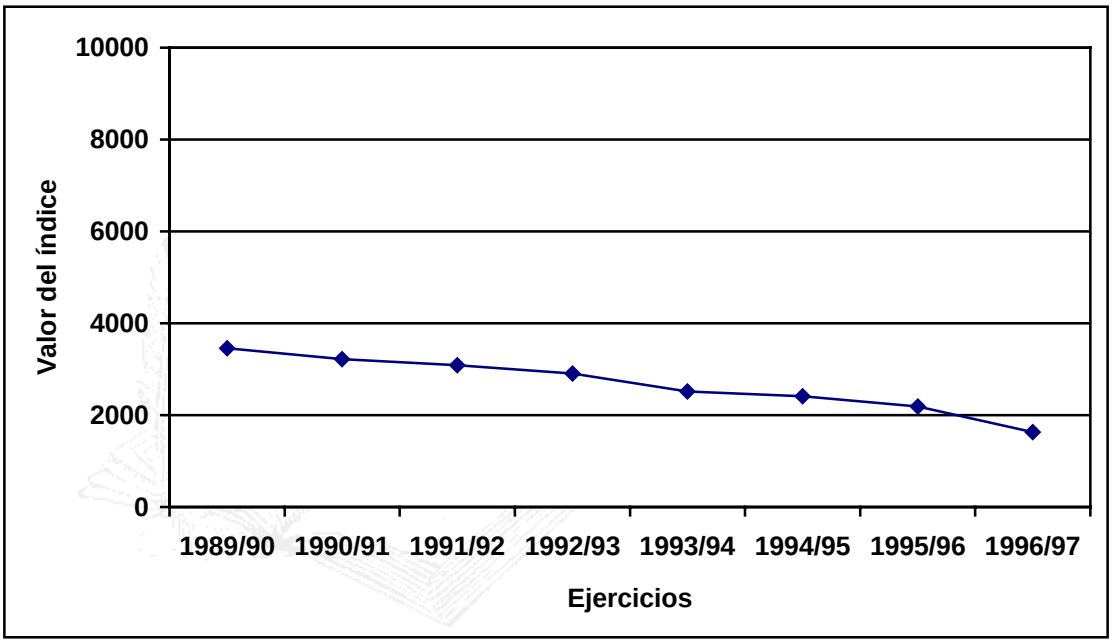
GRÁFICO 5.2. PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN TOTAL



Fuente: Green (1998b).

Por tanto, en una primera aproximación, parece que, durante el período analizado, se produjo un notable incremento de la competencia entre las empresas productoras de electricidad. La evolución del índice de Herfindahl, que disminuyó desde 3.500 hasta un valor ligeramente superior a 1.500, refleja la aparición de una estructura de mercado cada vez menos concentrada[202] (véase gráfico 5.3).

GRÁFICO 5.3. EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE HERFINDAHL

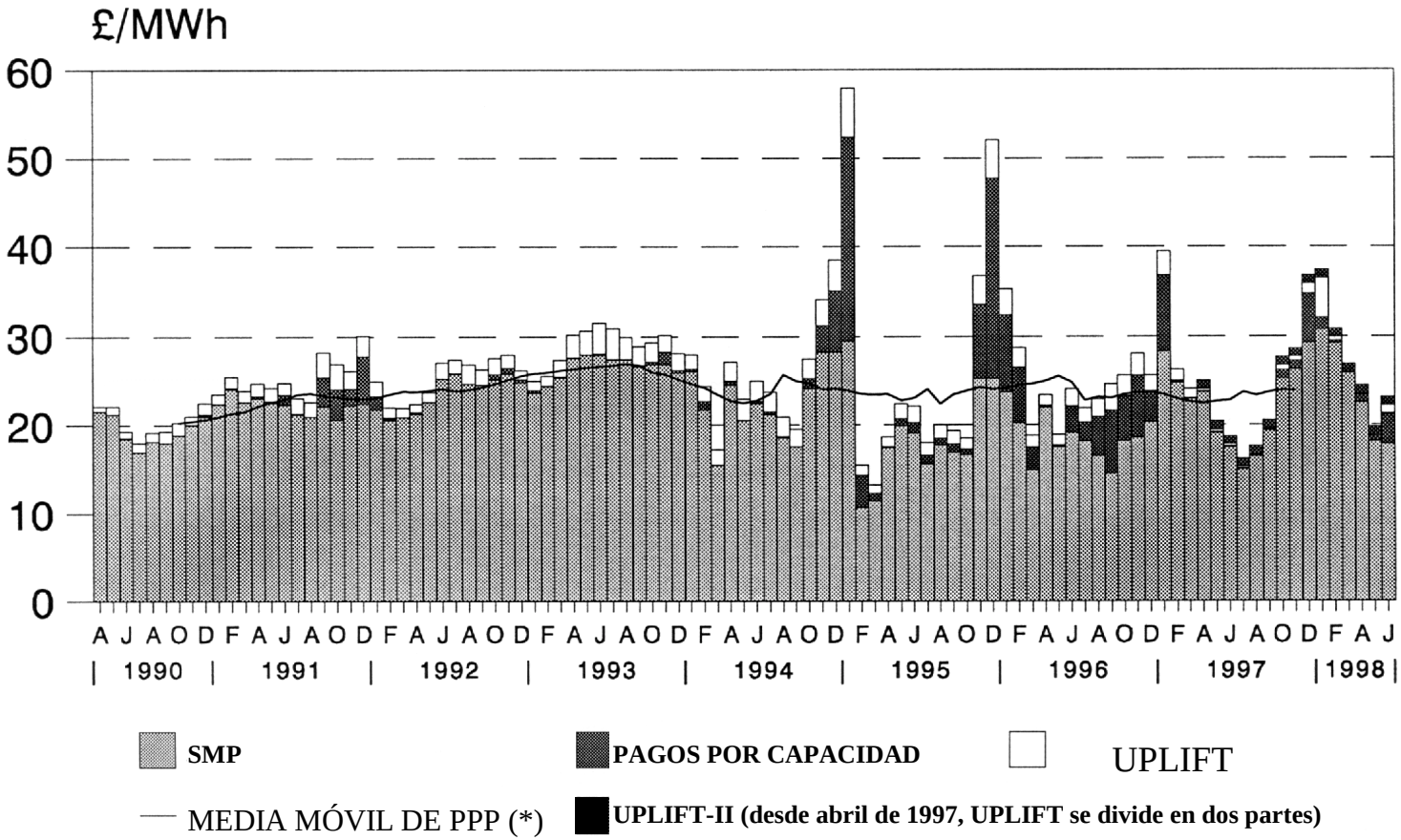


Fuente: Littlechild (1998).

Sin embargo, el estudio de las cuotas de mercado no proporciona información sobre la capacidad de las empresas para influir en el precio. Como veremos a continuación, PowerGen y National Power han encontrado la forma de conservar un importante poder de mercado, y ello ha obligado al regulador a intervenir para realizar modificaciones en las normas de funcionamiento e imponer cambios en la propiedad de las instalaciones.

[202] El índice de Herfindahl es la suma cuadrática de las cuotas de mercado. El valor máximo del índice (10.000) se corresponde con una situación de monopolio.

GRÁFICO 5.4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL POOL (ABRIL 1990 – JUNIO 1998) (#)



(#): Medias mensuales. (*): Para períodos de doce meses. Fuente: Green (1998b)

El gráfico 5.4 recoge la evolución del precio de la electricidad vendida en el *Pool* a lo largo del período comprendido entre abril de 1990 y junio de 1998. El incremento que se observa al comparar los valores correspondientes a 1991 con los que se registraron durante 1990 suscitó la primera controversia. El regulador informó que el crecimiento de los precios obedecía a tres razones (Álvarez, 1992):

* El precio marginal del sistema (SMP) aumentó porque los productores elevaron el precio de sus pujas y comenzaron a utilizar estratégicamente la posibilidad de ofrecer tres tramos (en el primero aparecía un volumen relativamente grande a un precio moderado; en los otros dos, se añadía una cantidad pequeña y se exigía por ella un precio muy superior).
* Los pagos para retribuir la capacidad puesta a disposición del sistema (CP) crecieron porque, en los períodos de mayor demanda, National Power y PowerGen declararon indisponible una parte de la potencia instalada en sus centrales, lo que incrementó el valor de LOLP que correspondía a esos períodos y, en consecuencia, los pagos por capacidad[203].
* El recargo (UPLIFT) se elevó por dos razones: la primera se refiere a la existencia de restricciones en la red de transmisión, pues las empresas decidieron aprovecharlas para solicitar un precio muy alto por la energía generada en las centrales que tenían que funcionar para atender la demanda de las zonas afectadas por esas restricciones; la segunda es el aumento de los pagos por la potencia que se ponía a disposición del sistema pero no entraba en funcionamiento. Estos pagos se incrementaron porque las dos grandes

[203] Además, como Wolak y Patrick (1997) han subrayado, el crecimiento marginal de LOLP es más grande cuanto menor es la diferencia entre la potencia que se pone a disposición del sistema y la demanda prevista.

compañías utilizaron la posibilidad de redeclarar como disponibles los equipos que, tan solo unas horas antes, habían declarado indisponibles para provocar un aumento de LOLP[204].

Al valorar los factores que estaban provocando las subidas de precios, el regulador consideró que el crecimiento de SMP no era preocupante, pues, durante el primer año, los productores habían presentado ofertas que, en algunos casos, eran inferiores al coste evitable, y ello había permitido que el precio marginal del sistema se situase por debajo del nivel previsto[205]. De hecho, como ya hemos visto, casi toda la electricidad generada por las dos grandes empresas durante ese período estaba vinculada a contratos por diferencias, así que los ingresos de estas compañías apenas dependían del precio fijado en el *Pool*. Helm y Powell (1992) han estudiado la relación entre la cobertura de estos contratos y los precios de las pujas, y han encontrado evidencia empírica que les permite afirmar que el incremento de SMP se debió al vencimiento, en marzo de 1991, de una parte de los contratos impuestos para transferir a las RECs el sobrecoste ocasionado por la adquisición de carbón británico.

No obstante, el regulador juzgó que el crecimiento de CP y UPLIFT ponía de manifiesto la capacidad de PowerGen y National Power para elevar los precios del *Pool*, lo que le llevó a adoptar varias medidas (Green, 1996b):

* En primer lugar, modificó el procedimiento que conducía al cálculo de LOLP. Así, en lugar de emplear la potencia que se ponía a disposición del sistema en

[204] Los productores envían sus ofertas a las 10 de la mañana del día que antecede a aquél que es objeto de negociación. Generalmente, los planes de funcionamiento y el precio marginal para cada media hora del día siguiente se hacen públicos a las 4 de la tarde. A partir de ese momento, pueden declarar como disponible cualquier equipo que no se haya puesto a disposición del sistema anteriormente. Además, debemos tener en cuenta que las previsiones de NGC sobre la evolución de la demanda se hacen públicas antes de que se remitan las pujas.

[205] Según Stevens (1995), durante el ejercicio 1990/91, el valor medio de SMP fue inferior en casi un 25% al que se había estimado previamente.

cada período, se utilizaría, cuando fuera superior, la capacidad de producción más alta de entre todas las que se hubiesen declarado durante los siete días previos.

* En segundo lugar, impuso la obligación de elaborar, a comienzos de año, unas previsiones sobre la disponibilidad de las instalaciones. Posteriormente, estas estimaciones serían comparadas con la potencia que se hubiese puesto a disposición del sistema en cada período, para determinar declaraciones de indisponibilidad no justificadas.
* En tercer lugar, estableció que las compañías productoras deberían informar, con una antelación mínima de seis meses, de la capacidad de producción que pretendiesen retirar definitivamente, para que diera tiempo a nombrar un asesor independiente que analizase los cierres previstos y estudiase la posibilidad de vender esas instalaciones.
* Finalmente, llegó a un acuerdo con las empresas propietarias de las centrales que venían beneficiándose de las restricciones existentes en la red de transmisión. Las compañías se comprometieron a ajustar sus ofertas a los costes, y el regulador anunció que sometería esas pujas a un seguimiento especial para asegurarse de que era así[206].

En el segundo semestre de 1992, el precio marginal del sistema experimentó una nueva subida, que algunos autores han relacionado con la proximidad del vencimiento de la mayoría de los contratos por diferencias vinculados a la adquisición de carbón británico (Green, 1996b): la cercanía de esa fecha determinó la necesidad de negociar

[206] Los productores argumentaban que, si estas centrales sólo funcionaban cuando existían restricciones en la red de transmisión, tenían que percibir un precio elevado para recuperar todos los costes.

unos nuevos contratos, y las compañías procuraron elevar los precios del mercado para conseguir unas condiciones económicas más favorables. Sin embargo, el regulador consideró que estos incrementos no podían ser censurados porque el valor medio de SMP durante el año anterior se había situado en un nivel inferior al que permitía recuperar los costes evitables de los productores.

Durante los primeros meses del ejercicio 1993/94, el precio de las ofertas de National Power y PowerGen se elevó notablemente, lo que provocó un importante incremento del precio marginal: entre abril y septiembre de 1993, SMP fue un 14% más alto que en los mismos meses del período anterior. Este aumento coincidió con el período en el que entraban en vigor nuevos contratos por diferencias para respaldar las compras de carbón nacional. La cobertura de estos contratos era inferior a la de los anteriores, así que, desde el 1 de abril, los ingresos de los dos grandes productores dependían, en mayor medida, de la evolución de los precios del *Pool*[207]. Al crecimiento de SMP se añadió una subida de más de un 55% en el recargo, ocasionada, fundamentalmente, por el coste de las restricciones existentes en la red de transmisión[208] (Offer, 1998a).

El Director General analizó estos incrementos de precios e informó de que los ingresos percibidos por los principales productores eran superiores a sus costes evitables y no reflejaban la disminución que se venía registrando en el precio de los combustibles (Newbery, 1995). A su juicio, esta situación se derivaba del poder de mercado que

[207] El *Pool* determinaba el precio de toda la electricidad que no estuviese vinculada a contratos y servía como referencia para establecer las condiciones económicas de cualquier contrato adicional entre los oferentes y los demandantes de energía eléctrica (en el ejercicio 1996/97, sólo el 25% de la electricidad negociada en el *Pool* estaba vinculada a contratos por diferencias relacionados con la obligación de adquirir carbón británico, aunque otro 64% estaba asociado a otros contratos por diferencias, de duración más breve (generalmente, uno o dos años)).

[208] Además, casi todos los contratos por diferencias utilizaban como precio de referencia el "precio de entrada al Pool" (PPP). Por tanto, cualquier incremento en el valor de UPLIFT se convertía en un ingreso íntegro para los productores que tenían derecho a percibir este recargo.

acumulaban las dos grandes compañías generadoras, y anunció su intención de solicitar la intervención de la MMC.

Las aportaciones de Green y Newbery (1992) y Von der Fehr y Harbord (1993) coinciden con la opinión del regulador. En el primer trabajo, los autores construyen un modelo para determinar el equilibrio del mercado mayorista y llegan a la conclusión de que las dos grandes compañías productoras disfrutan de un importante poder de mercado, que pueden emplear para presentar unas pujas muy superiores al coste evitable. En el segundo, se propone un modelo diferente al anterior pero los resultados son similares: PowerGen y National Power tienen incentivos para exigir un precio mayor que sus costes y su posición en el mercado les permite hacerlo.

Green (1994) encontró que, en algunos períodos, estas empresas estaban pidiendo un precio inferior al coste marginal por la energía generada en las estaciones que producían una electricidad más barata, para asegurarse de que eran incluidas en los planes de funcionamiento durante el mayor tiempo posible, y, a la vez, exigían un precio superior al coste marginal en las pujas correspondientes a las instalaciones que generaban una energía más cara, para elevar el valor de SMP e incrementar los ingresos que recibían por todas las centrales incluidas en los planes de funcionamiento. De hecho, es fácil comprobar que, entre 1990/91 y 1995/96, National Power y PowerGen dominaron claramente el segmento del mercado que fija el precio marginal del sistema: en los treinta y seis meses transcurridos hasta el 31 de marzo de 1993, las pujas de estas dos empresas establecieron, como mínimo, el 90% de los valores que tomó SMP en cada uno de los meses. En los tres años siguientes, esta proporción no bajó nunca del 75% y alcanzó niveles muy superiores con frecuencia (Offer, 1998a).

Esos elevados porcentajes obedecían a la diferencia entre la estructura del parque de generación de PowerGen y National Power y la composición de la potencia

instalada por las demás compañías, pues, mientras las dos grandes empresas tenían un parque de generación relativamente diversificado, con distintos tipos de plantas, la capacidad de producción del resto de los generadores estaba compuesta, fundamentalmente, por instalaciones nucleares y centrales de gas de ciclo combinado, que suelen funcionar permanentemente (proporcionan "carga básica": *baseload*). Por consiguiente, los equipos adicionales que eran necesarios durante las horas de demanda media y alta (proporcionando "carga no-básica": *non-baseload*) casi siempre los aportaban PowerGen y National Power que, hasta marzo de 1996, en ningún ejercicio suministraron menos del 90% de la electricidad generada mediante la potencia utilizada para incrementar la producción en los períodos de demanda media y alta (Green y Newbery, 1997)

Al final, la intervención de la MMC no fue necesaria. En febrero de 1994, el regulador llegó a un acuerdo con PowerGen y National Power para que vendieran una parte de sus instalaciones de generación y limitasen el precio de sus pujas:

- National Power se comprometió a negociar la venta de 4.000 de sus 26.000 MW de potencia antes de que transcurriesen dos años, y PowerGen asumió una obligación similar con respecto a 2.000 MW más (la décima parte de su capacidad de producción). Además, las instalaciones cedidas a terceros debían producir electricidad mediante carbón o petróleo, para que el parque de generación de sus competidores se diversificase y las dos grandes empresas perdieran parte de su capacidad para determinar el precio marginal del sistema[209]. Las ventas se efectuaron en septiembre de 1995 y abril de

[209] Este tipo de centrales entraba en los planes de funcionamiento para períodos que suponían entre uno y dos tercios del tiempo total y, en la mayoría de esas medias horas, era alguna de estas instalaciones la que determinaba el SMP.

1996. Eastern, la mayor de las RECs, adquirió las cinco centrales enajenadas y comenzó a ofrecer su producción en el *Pool* a principios de julio de 1996.

- Las dos grandes compañías productoras se comprometieron a pujar de modo que, durante los ejercicios 1994/95 y 1995/96, la media anual ponderada de los precios de entrada al *Pool* (PPP) no se situase por encima de 24 £/MWh si se utilizaba como factor de ponderación el número de horas que hubiese estado vigente cada precio, o de 25'5 £/MWh si se empleaba como factor de ponderación la demanda correspondiente a los períodos en que se hubiera establecido cada precio[210].

Durante los dos años en que estuvo vigente, el valor medio del precio de entrada al *Pool* se mantuvo por debajo de los umbrales fijados, a pesar del fuerte crecimiento que experimentaron los pagos por capacidad durante los últimos meses de 1994 y 1995. A juicio del regulador, el hecho de que los precios no superasen los límites establecidos puso de manifiesto el poder de mercado de PowerGen y National Power (los demás productores no tenían que respetar esa restricción). No obstante, existe constancia de que, paradójicamente, no fueron estas dos compañías las más afectadas por los controles de precios, pues casi todos sus ingresos dependían de las condiciones económicas que figuraban en contratos que ya se habían pactado cuando se impusieron las limitaciones (Green, 1998b).

El regulador no volvió a proponer medidas tan drásticas hasta la primavera de 1998. Durante el invierno anterior, el valor medio del precio marginal del sistema había crecido un 30% en comparación con el mismo período del año previo, y el Director

[210] Los dos límites están expresados en precios constantes con respecto a Octubre de 1993.

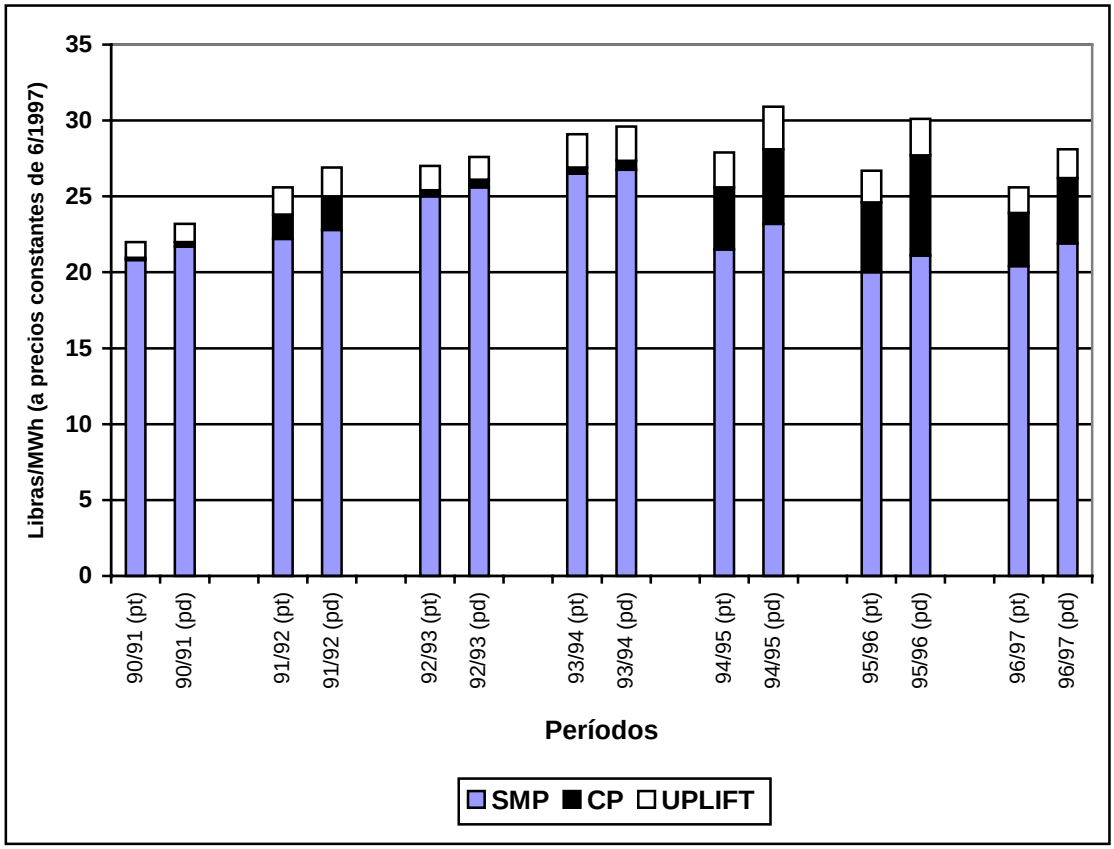
General consideró que este incremento no estaba justificado. La subida de SMP respondía a un aumento del precio exigido en las ofertas, y, en particular, al crecimiento de las pujas efectuadas por National Power y PowerGen, que habían fijado el valor de SMP en el 70% de los períodos comprendidos en esos tres meses[211].

Además, estas compañías seguían utilizando su poder de mercado para evitar que sus ingresos se redujesen como consecuencia de la disminución de los pagos por capacidad y de la caída de su aportación al total de energía negociada en el *Pool*. El resultado de esta estrategia había provocado un incremento del ratio entre los precios correspondientes a los períodos de mayor demanda, en los que estas empresas tienen una cuota de mercado muy superior, y los precios de los demás períodos. Esta diferencia se refleja en la discrepancia que aparece al calcular el precio medio de los distintos ejercicios: en los últimos años, se amplía el margen entre el valor que se obtiene al utilizar la demanda como factor de ponderación y el que resulta cuando se emplea la vigencia temporal de cada precio (véase gráfico 5.5).

En junio de 1998, ante la constatación de que PowerGen y National Power seguían conservando un notable poder de mercado, que utilizaban para elevar los precios y que les permitía conseguir unos elevados ingresos sin verse obligadas a competir para ampliar su cuota de mercado, el regulador planteó de nuevo la necesidad de que ambas compañías procediesen a la venta de algunas de sus centrales de carbón, y no rechazó la posibilidad de solicitar la intervención de la MMC si no se aceptaba esta propuesta (Offer, 1998b).

[211] Tras la venta de 6.000 MW de potencia en abril de 1996, la capacidad de estas compañías para determinar el precio marginal del sistema se aminoró, sobre todo durante el primer semestre de 1997. No obstante, en el ejercicio 1996/97 todavía fijaron el valor de SMP en un 69% de los períodos.

GRÁFICO 5.5. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DEL *POOL*



Notas: "(pt)" significa que cada precio se ha ponderado según su vigencia temporal; "(dt)" significa que cada precio se pondera por la cantidad demanda durante el período en que está vigente. Fuente: Littlechild (1998).

5.2.2. El efecto de los contratos por diferencias sobre la competencia

Según Newbery (1995), la existencia de contratos vinculados a la evolución de los precios del *Pool* ha ejercido una considerable influencia sobre los incentivos que determinan la estrategia de las empresas que venden electricidad en ese mercado. Para entender cómo se produce este efecto, consideremos el caso de una empresa productora que ha vinculado a contratos por diferencias una cantidad de energía eléctrica que es exactamente igual a la que espera generar en un determinado período. En estas circunstancias, todos los ingresos de las compañía están fijados de antemano, y dependen únicamente del precio de referencia que figura en los contratos. Ahora,

debemos preguntarnos qué es lo que más le interesa a esta empresa a la hora de elaborar las ofertas correspondientes ese período:

- Si el precio de la puja es inferior al coste evitable, cabe la posibilidad de que su electricidad sea demasiado barata y acabe produciendo más energía de la que había previsto. Como el exceso no cuenta con la cobertura de los contratos, puede acabar perdiendo dinero si el precio que obtiene en el *Pool* es inferior al coste evitable.
- Si el precio de la puja es superior al coste evitable, corre el riesgo de que su producción resulte demasiado cara y algunas de sus centrales no sean incluidas en los planes de funcionamiento. Si acaba generando una cantidad inferior a la que pactó en los contratos, no ingresará la diferencia entre el precio del *Pool* y el coste evitable de las instalaciones que no producen durante ese período.

Por tanto, la estrategia más adecuada sería presentar ofertas en las que figure un precio igual al coste evitable, pues, de este modo, se asegura de que va producir la mayor cantidad posible sin correr el riesgo de que alguna de las instalaciones pueda ocasionarle una merma en sus ingresos.

Esta argumentación no pretende trasladar la idea de que, en la práctica, todas las empresas que vinculen a contratos la mayor parte de su producción van a comportarse de ese modo, ya que podrían existir otras razones que las llevasen a adoptar una estrategia distinta (por ejemplo, elevar los precios del *Pool* mientras se negocian contratos a largo plazo para lograr unas condiciones económicas más favorables, o mantener los precios a un nivel relativamente bajo para no fomentar la entrada de competidores). Además, ya hemos visto que algunas empresas disfrutan de un poder de mercado muy importante, y lo utilizan para influir sobre la evolución de los distintos

componentes del precio con el fin de obtener los mayores ingresos posibles. Sin embargo, la explicación anterior revela que los contratos pueden incentivar el establecimiento de precios cercanos al coste evitable, sobre todo en períodos de demanda media y baja en los que la proporción de electricidad vinculada a contratos por diferencias es muy elevada.

Los contratos por diferencias también han servido para facilitar la entrada de nuevas compañías generadoras (*independent power producers*: IPPs), que firmaron contratos a largo plazo (normalmente, quince años) con las RECs para asegurar la venta de su producción futura. Gracias a estos acuerdos, los IPPs pudieron conseguir financiación para las construcción de sus centrales y fueron capaces de pactar unos contratos que les garantizaban la obtención del combustible necesario (Green, 1995). En estas condiciones, la aparición de nuevas empresas de generación se produjo con relativa rapidez. A ello contribuyeron otros factores, como la abolición, en 1991, de la Directiva Comunitaria que prohibía generar energía eléctrica a partir de gas, o el desarrollo de la tecnología que permitía producir electricidad mediante turbinas de gas de ciclo combinado (c*ombined-cycle gas turbines*: CCGTs). Este tipo de plantas tenía varias ventajas: se podían construir en un período relativamente corto, utilizaban un combustible que era relativamente barato en aquellos momentos y no obligaban a instalar mucha potencia para generar electricidad sin perder economías de escala.

La rapidez con la que se iniciaron proyectos para construir CCGTs, tanto por las compañías ya existentes como por sus nuevos competidores[212], dió lugar a un debate sobre la oportunidad de instalar nuevas centrales a la vez que se cerraban algunas de las

[212] La rapidez con la que se desarrollaron estos proyectos, ha llevado a algunos autores a utilitar la expresión "*dash for gas*" ("lanzarse a por el gas") para referirse a este fenómeno.

que venían generando electricidad mediante carbón, pues, en un futuro no muy lejano, ello incrementaría los problemas a los que se tendría que enfrentar British Coal, que ya se encontraba en una situación muy difícil como consecuencia de la escasa competitividad de su producción y de la imposición de nuevas restricciones sobre la emisión de gases contaminantes, que obligaban a instalar costosos equipos para reducir las emanaciones de las centrales de carbón e incrementaban el coste de la electricidad generada a partir de este mineral.

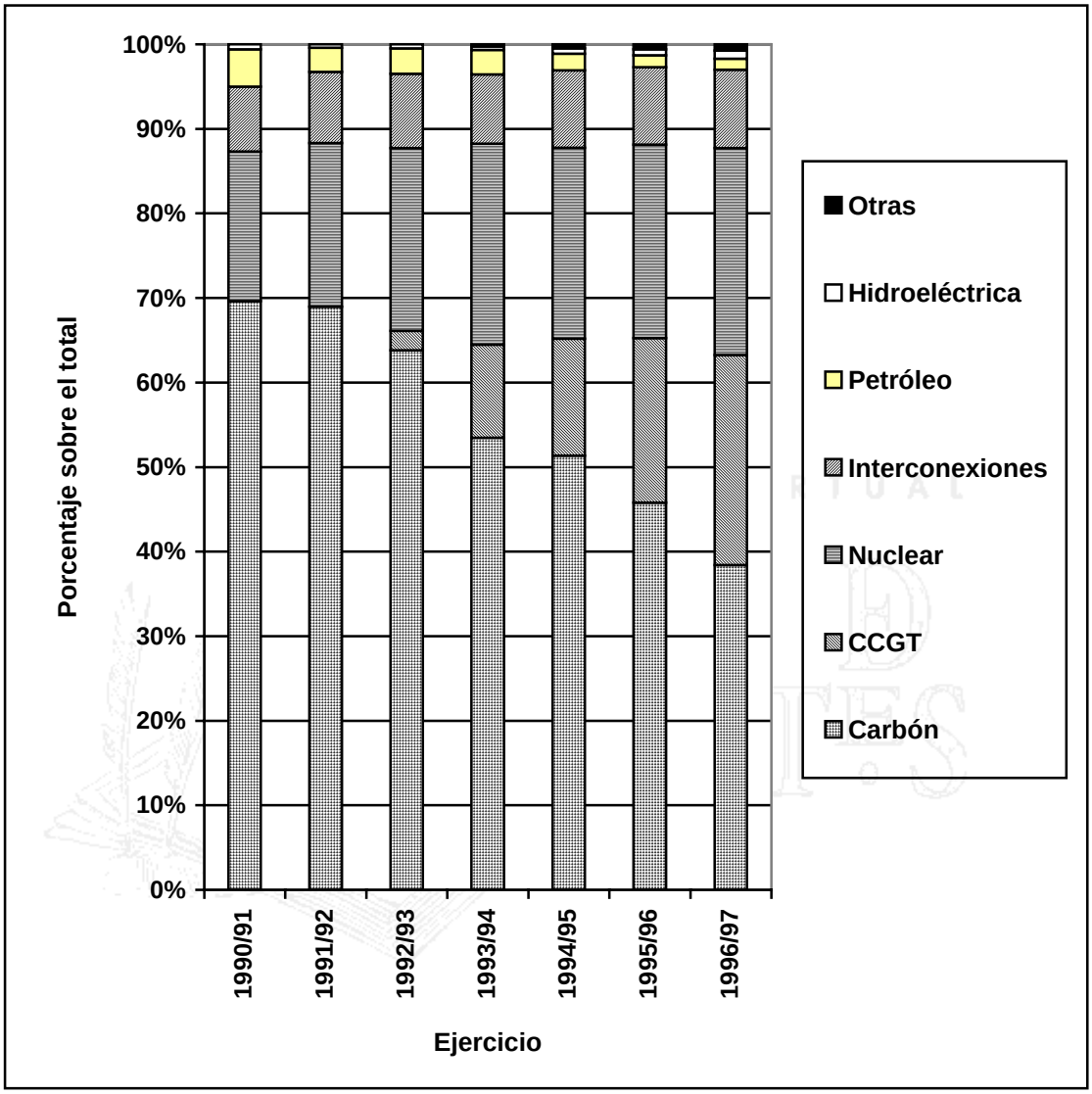
Los resultados de un informe elaborado por el Parlamento revelaron que, al comparar los costes de funcionamiento de las centrales de carbón ya existentes con los que acarreaba la construcción y utilización de las nuevas CCGTs, la diferencia no justificaba esta rápida sustitución de unas por otras (Newbery y Green, 1996). De hecho, si la comparación se realizaba utilizando el precio del carbón en los mercados internacionales, se obtenía que la producción de las CCGTs siempre resultaba más cara, pues había que añadir todo el precio de las instalaciones a los costes variables.

Además, las características de los contratos de suministro de gas obligaban a los propietarios de las CCGTs a procurar que funcionasen el mayor tiempo posible, lo que reducía, todavía más, la cuota de las centrales de carbón en la producción total[213] (véase gráfico 5.6).

No obstante, aún hay otro factor que debemos tener en cuenta para entender la rápida proliferación de las turbinas de gas de ciclo combinado. Como ya se ha comentado, las RECs podían generar una parte de la electricidad destinada a abastecer a sus clientes y, en el momento en que entró en vigor la reforma del sector, no poseían

[213] La mayoría de estos contratos eran del tipo “toma o paga” (*take-or-pay*): los productores de electricidad se obligaban a comprar una determinada cantidad de gas, que debían pagar aunque no la utilizasen.

GRÁFICO 5.6. COMPOSICIÓN DE LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA SEGÚN EL COMBUSTIBLE EMPLEADO



Fuente: Offer (1998a).

ninguna instalación. Ello las llevó a participar en el capital social de muchas de las nuevas empresas productoras, con las que firmaron contratos a largo plazo para garantizarles que no tendrían problemas para vender la electricidad que generasen. Estos contratos fueron revisados y analizados por el regulador, que quería asegurarse de que las RECs no habían favorecido a sus propias compañías productoras, pagándoles un precio superior al que ofrecían las demás empresas y traspasando ese coste a los consumidores que no podían cambiar de suministrador.

El Director General llegó a la conclusión de que el precio que aparecía en los contratos no era muy distinto del que figuraba en las ofertas realizadas por los restantes productores, aunque subrayó el hecho de que, probablemente, las RECs podrían haber logrado unos precios más bajos si hubiesen continuado sus negociaciones con ellos (Green, 1996b). Sin embargo, consideró que, con estos contratos, las RECs no habían infringido las condiciones de sus licencias, así que decidió no obstaculizarlos para favorecer la aparición de empresas que compitiesen con las dos grandes compañías generadoras.

Recientemente, Green y Newbery (1998) han expresado su preocupación por el hecho de que, una vez se haya otorgado libertad para elegir suministrador a todos los consumidores, las RECs pueden no estar dispuestas a firmar contratos a largo plazo con las empresas productoras, pues no dispondrán de la garantía que proporciona un conjunto de "clientes cautivos": cuando todos puedan cambiar de compañía, las RECs correrán mayores riesgos si pactan contratos para un período muy amplio, pues su cuota de mercado puede experimentar variaciones importantes a lo largo de ese período. Así pues, cabe la posibilidad de que permitir la libre competencia en el suministro no sea compatible con la entrada de nuevos rivales en la generación.

5.2.3. La competencia en el suministro

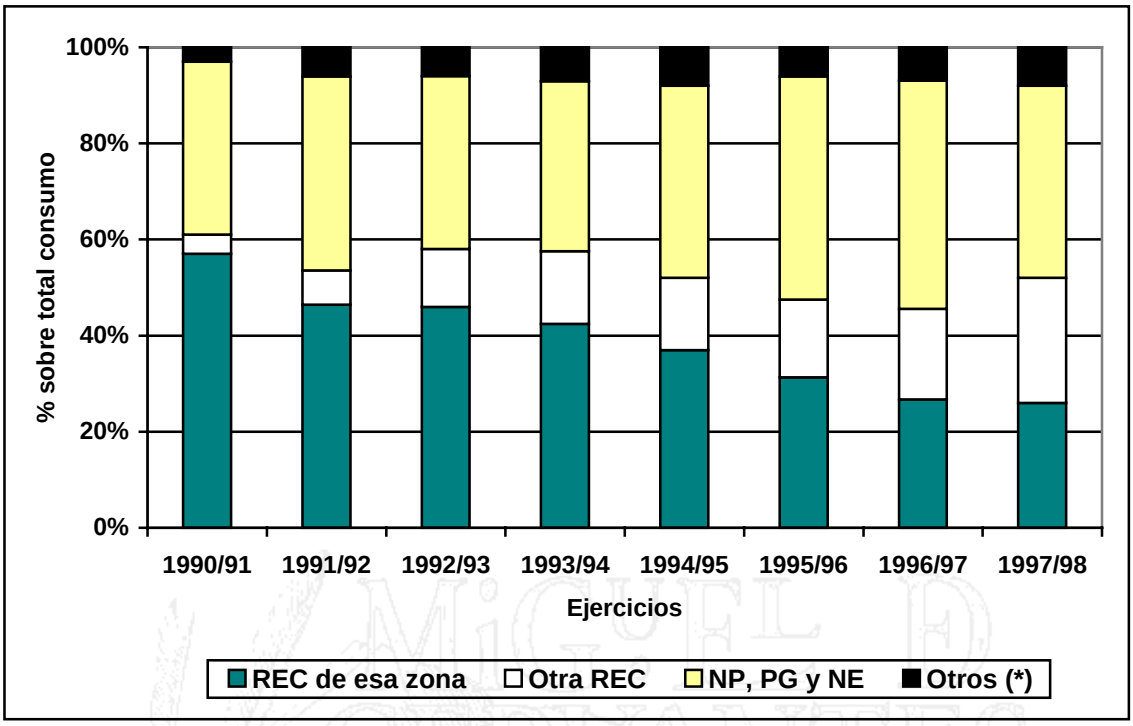
Desde que se otorgó libertad de elección a los consumidores que tienen una demanda máxima de al menos 1 MW, las RECs no han dejado de perder cuota de mercado en su área geográfica tradicional (véase gráfico 5.7). Sólo en el primer año (el ejercicio 1990/91), cambiaron de compañía los titulares del 30% de los puntos de suministro que alcanzaban el límite establecido. Estos usuarios consumían el 40% de la electricidad demandada por todos los clientes que pertenecían a ese segmento del

mercado. Siete años después, los porcentajes se habían incrementado hasta el 63 y el 74 por ciento, respectivamente.

Entre los usuarios que pudieron elegir a su proveedor de energía eléctrica a partir del 1 de abril de 1994, también se observa una rápida variación de las cuotas de mercado (véase gráfico 5.8). En un año, cambiaron de compañía los titulares del 25% de los puntos de suministro cuya demanda máxima era inferior a 1 MW y mayor o igual que 100 KW, y que consumían el 32% de la electricidad adquirida por este grupo de clientes. Tres años después, las nuevas empresas habían arrebatado a los proveedores tradicionales unas cuotas de mercado del 41 y del 54 por ciento, respectivamente.

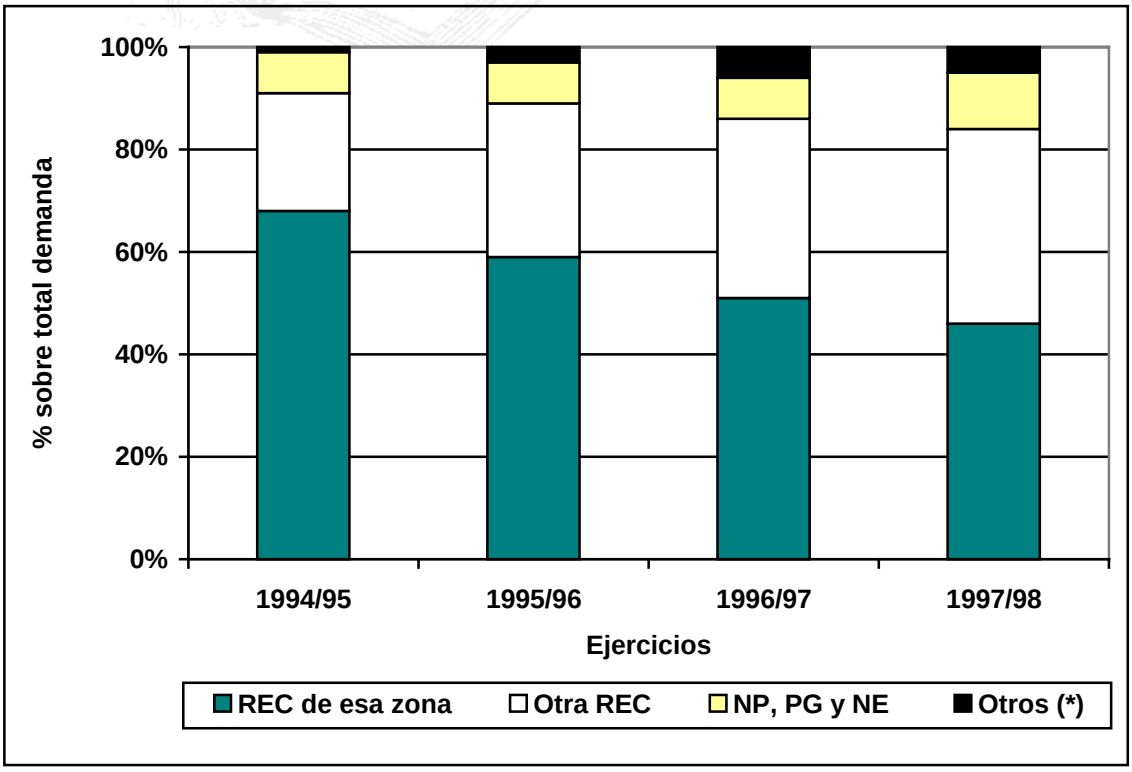
El grupo formado por las tres grandes compañías productoras (National Power, PowerGen y Nuclear Electric) ha sido el que ha ganado mayor cuota de mercado entre los usuarios que consumen al menos 1 MW; mientras que en el otro segmento, el conjunto de empresas que ha conseguido una mayor expansión es el integrado por las RECs que han entrado en zonas distintas a las que se les asignaron en 1954. En ambos casos, se puede comprobar que, al calcular la cuota de mercado que han logrado los nuevos competidores, se obtiene un valor más elevado si se utiliza la cantidad de energía consumida que si se emplean los puntos de suministro, lo que indica que, dentro de cada segmento, los clientes que más han cambiado de proveedor han sido los que adquieren más electricidad.

GRÁFICO 5.7. CUOTAS DE MERCADO ENTRE USUARIOS QUE CONSUMEN AL MENOS 1MW



(*): Scottish Power, Hydro-Electric y los suministradores independientes (incluye a algunos grandes consumidores que compran directamente en el *Pool*). Fuente: Littlechild (1998).

GRÁFICO 5.8. CUOTAS DE MERCADO ENTRE USUARIOS QUE CONSUMEN ENTRE 1 MW Y 100 KW

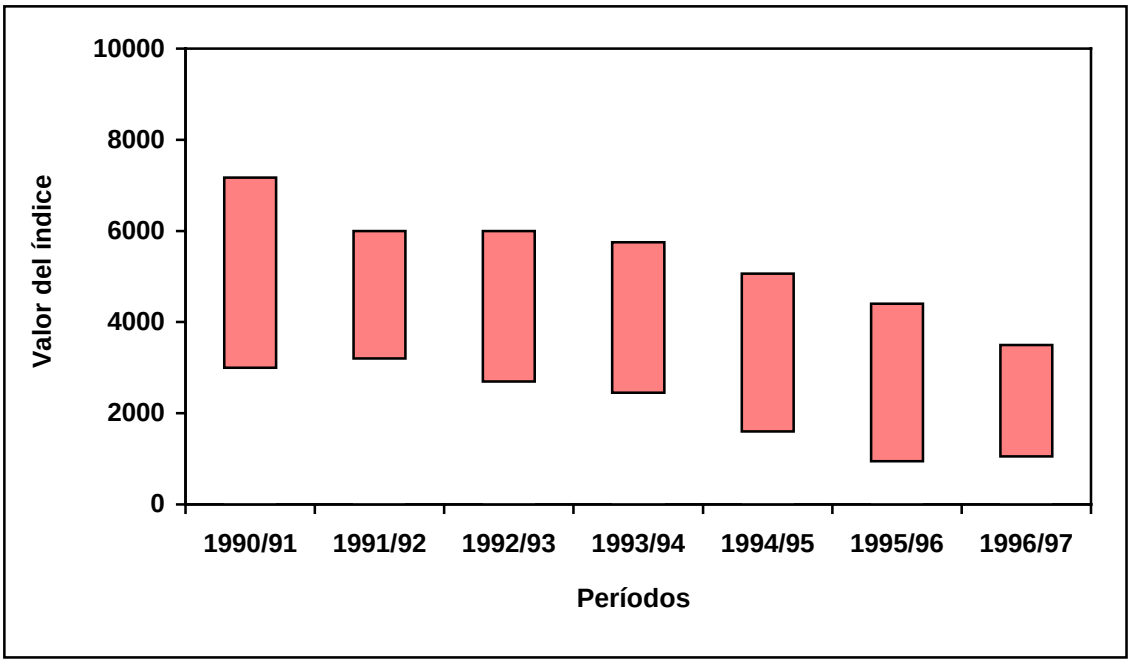


(*): Scottish Power, Hydro-Electric y los suministradores independientes (incluye a algunos grandes consumidores que compran directamente en el *Pool*). Fuente: Littlechild (1998).

Para determinar el grado de competencia, podemos usar de nuevo el índice de Herfindahl. No obstante, debemos obtener su valor en las doce áreas de suministro existentes en Inglaterra y Gales, pues cada una de estas zonas es una mercado diferente. Si lo calculásemos para el conjunto del territorio, nos saldría una cifra baja (inferior a mil) aunque solamente existiese una empresa monopolista en cada área, ya que habría doce compañías y ninguna de ellas tendría una cuota de mercado superior al 10% del total.

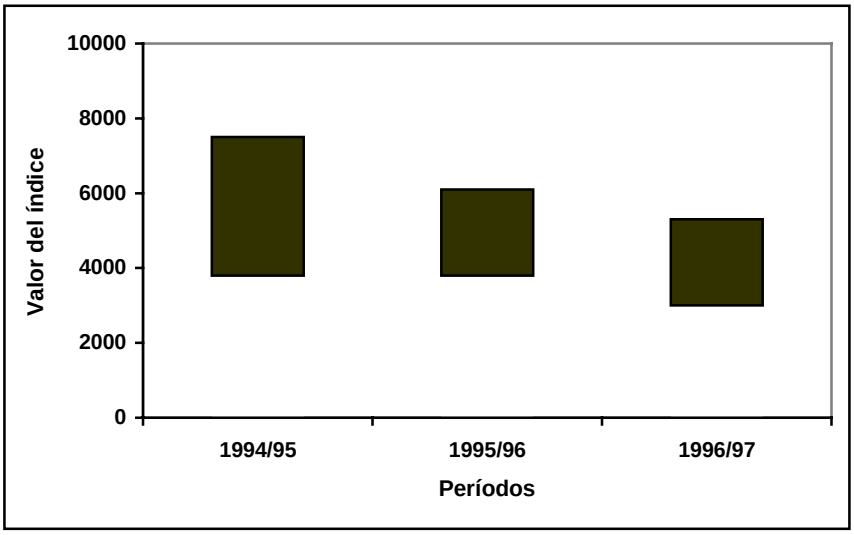
En los gráficos 5.9 y 5.10 aparece la evolución del índice de Herfindahl durante los períodos en que ambos grupos de consumidores han dispuesto de libertad para cambiar de suministrador. Cada barra representa el intervalo que incluye los valores del índice en las doce zonas de suministro. Aunque los dos gráficos permiten hablar de un mercado más repartido, se puede apreciar que, en el segmento de usuarios que consumen al menos 1 MW, se ha evolucionado hacia una mayor fragmentación de la oferta. Sin embargo, también se observa que existen importantes diferencias entre las distintas áreas: en algunas de ellas, los antiguos proveedores conservan todavía una cuota de mercado bastante elevada.

GRÁFICO 5.9. ÍNDICES DE HERFINDAHL PARA EL MERCADO DE USUARIOS QUE CONSUMEN AL MENOS 1 MW (*)



(*): Al final de cada período. Las cuotas de mercado se han calculado agregando los puntos de suministro. Elaboración propia a partir de Littlechild (1998).

GRÁFICO 5.10. ÍNDICES DE HERFINDAHL PARA USUARIOS QUE CONSUMEN ENTRE 1 MW Y 100 KW (*)



(*): Al final de cada período. Las cuotas de mercado se han calculado agregando los puntos de suministro. Elaboración propia a partir de Littlechild (1998).

Durante los tres primeros años, los precios pagados por los consumidores finales no siguieron una trayectoria uniforme (Littlechild, 1994; Yarrow, 1994). En los dos últimos trimestres del ejercicio 1990/91, casi todos los grandes clientes consiguieron

importantes rebajas. No obstante, en muchos casos, estas reducciones no sirvieron más que para compensar los incrementos de tarifas aprobados en los primeros meses de 1990[214]. Con estas subidas, el gobierno había intentado mejorar las expectativas de ingresos de las RECs, que se iban a vender en el mes de noviembre de ese mismo año.

Los menos beneficiados por las reducciones de precios que se produjeron a finales de 1990 y principios de 1991, tras la privatización de las RECs, fueron los clientes que demandaban una mayor cantidad de electricidad (más de 150 GWh anuales). Esta menor rebaja responde al hecho de que, hasta 1990, tales usuarios abonaban unas tarifas especiales que les permitían abastecerse a un precio extraordinariamente bajo.

Las reducciones iniciales que consiguieron los clientes que podían cambiar de suministrador provocaron un incremento de la relación entre los precios abonados por los consumidores domésticos y los precios pagados por los consumidores industriales. Además, antes de imponer los umbrales que limitaban el crecimiento de la tarifas correspondientes a los clientes que no tendrían libertad de elección, el gobierno aprobó un incremento inicial de esas tarifas (el 3% en términos reales) que contribuyó a ampliar todavía más la diferencia[215].

A las disminuciones que se produjeron en los meses siguientes a la privatización de las RECS las siguieron unos incrementos posteriores que afectaron a casi todos los grupos de clientes con libertad de elección, sobre todo a aquéllos que consumían una mayor cantidad y se habían venido beneficiando de unas tarifas mucho más bajas. No

[214] También debemos tener en cuenta que, desde el 1 de abril de 1990, la mayor parte del sobrecoste ocasionado por la adquisición de carbón británico se trasladaba, por medio de los contratos, a los “clientes cautivos”. Por consiguiente, los consumidores que tenían libertad de elección dejaron de financiar esa prima.

obstante, realizando un estudio a más largo plazo se puede comprobar que, desde abril de 1990, todos los usuarios, incluso aquéllos que no han podido cambiar de suministrador, han conseguido importantes rebajas en el precio de la electricidad. Según la información proporcionada por Offer, durante el período comprendido entre el 1 de abril de 1989 y el 31 de marzo de 1997, los clientes industriales han conseguido unas rebajas que, en términos reales, oscilan entre el 17 y el 25 por ciento (véase cuadro 5.3).

CUADRO 5.3. REDUCCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CLIENTES INDUSTRIALES (1989/90 - 1996/7) (*)

Grupo de clientes	Reducción media	Precio en 1996/97 (p/KWh)
Pequeños	19’4%	5’01
Medianos	24’6%	3’76
Grandes, de los que:	22’1%	2’88
-Moderadamente grandes	24’0%	3’16
-Muy grandes	17’8%	2’52

(*): En términos reales. Fuente: Littlechild (1998).

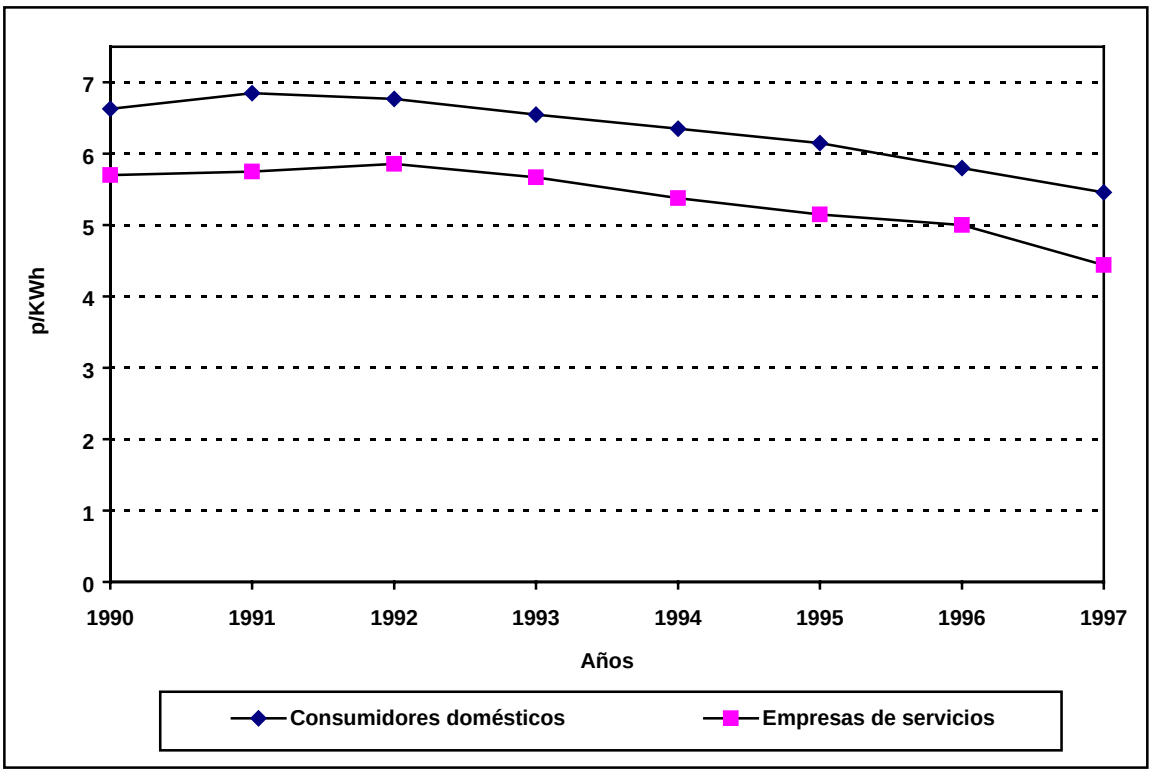
Las empresas de servicios también han logrado una importante disminución, que se inició antes de que muchas de ellas tuviesen libertad para elegir suministrador, pero que se mantuvo, e incluso se amplió, desde el 1 de abril de 1994, cuando la mayor parte de este tipo de clientes se incorporó al segmento competitivo del mercado (véase gráfico 5.11).

Las tarifas de los consumidores domésticos han experimentado una reducción real de casi un 20% (véase gráfico 5.11). Como ya se ha explicado, el gobierno estableció unos límites sobre los precios aplicados a los “clientes cautivos”. Estos controles pretendían salvaguardar los intereses de este tipo de usuarios, ya que las RECs

[215] Sin embargo, el efecto de esta subida no fue muy importante: durante el ejercició 1990/91, el crecimiento del Índice de Precios al Consumo rebasó la previsión del gobierno, así que fue necesario

tendrían incentivos para elevar sus tarifas como forma de compensar los descuentos que efectuasen a los consumidores que podían cambiar de suministrador. Hasta el 31 de marzo de 1994, el umbral de precios aplicado fue RPI-X+F, con X igual a cero. Desde el 1 de abril de 1994 hasta el 31 de marzo de 1998, el valor de X fue 2, lo que garantizaba una disminución real de un 2% [216]. En el gráfico 5.11 se observa la evolución de los precios que han pagado estos abonados. Debemos tener en cuenta que, hasta abril de 1994, el umbral RPI-0+F afectaba también a los pequeños consumidores industriales y a la mayor parte de las empresas de servicios. Esta circunstancia, unida al incumplimiento de las previsiones de inflación, explica las reducciones que consiguieron los usuarios domésticos entre 1992 y 1993 (Green, 1998b).

GRÁFICO 5.11. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA CONSUMIDORES DOMÉSTICOS Y EMPRESAS DE SERVICIOS (*)



(*) : Expresado en términos reales (peniques de 1990). Fuente: Green (1998b).

trasladar una parte del incremento inicial hasta el siguiente ejercicio.

[216] Hasta octubre de 1996, el impuesto sobre la electricidad producida mediante combustibles fósiles se mantuvo en torno al 10%, y F apenas influyó en el límite de precios. Desde noviembre de 1996, tomó valores negativos para reflejar la disminución del impuesto hasta el 0'9%.

Desde el 1 de abril de 1998, sólo existen restricciones sobre las tarifas que se aplican a los clientes que consumen menos de 12.000 KWh anuales: un año antes de esa fecha, el regulador inició un proceso de consultas que le llevó a fijar unos precios que suponen una rebaja media del 9%, en términos reales, si los comparamos con las tarifas vigentes en agosto de 1997. Hasta el 31 de marzo del año 2.000, las RECs no podrán aplicar unos precios superiores a los clientes de su área tradicional de suministro que consuman menos de 12.000 KWh anuales, y deberán tener la aprobación del regulador para realizar modificaciones en la estructura tarifaria inicialmente establecida (Offer 1998f). La aplicación de estas restricciones obedece a la necesidad de evitar que las RECs actúen como monopolistas frente a estos abonados, que pueden tener dificultades para encontrar un suministrador alternativo. Cuando se examine la evolución de la competencia en este segmento del mercado, será posible decidir si hay que mantener estos controles en el futuro.

Todos los clientes que tienen una demanda máxima inferior a 100 KW debían haber accedido a la condición de consumidores con libertad de elección el 1 de abril de 1998. Sin embargo, el Director General llegó a un acuerdo con las compañías para realizar una apertura escalonada. Ambas partes consideraron que lo más importante era impedir que se repitiesen problemas similares a los que se produjeron en 1994. En aquel momento, la ampliación del número de usuarios que podían cambiar de suministrador provocó un caos técnico de importantes proporciones (Henney, 1996): falta de coordinación, retraso en la instalación de los contadores, frecuentes fallos en la conexiones con los equipos de medición del *Pool*, emisión de facturas que contenían graves errores,...

Así pues, la libertad de elección se ha ido extendiendo en cada zona de suministro a lo largo de un período de seis meses que consta de tres fases, en las que

distintos grupos de consumidores han ido incorporándose al grupo de los que pueden cambiar de suministrador (Offer, 1998e). En las áreas asignadas a las RECs que estaban más preparadas para afrontar la apertura del mercado, ese período de seis meses comenzó en septiembre de 1998 o en octubre de 1998. En las demás zonas, se inició en diciembre de 1998 y concluyó en mayo de 1999.

El problema que supone otorgar libertad de elección a los usuarios domésticos cuando el coste asociado a la medición del consumo realizado en cada media hora es de unas 800 £/año se ha solucionado estableciendo unos "perfiles de demanda", que se utilizan para determinar cuánta electricidad consumen los abonados que no poseen un contador bastante preciso (Green y Newbery, 1997). De esta forma, la compañía que gestiona el *Pool* puede repartir entre ellos toda la energía que han tomado de la red en cada media hora y facturar a sus proveedores la cantidad y el precio correspondientes. Por su parte, las empresas suministradoras miden periódicamente el consumo que registran los contadores tradicionales y aplican la tarifa acordada para determinar el importe que han de pagar estos clientes.

Entre los factores que han hecho posibles las reducciones de precios que han conseguido los diferentes grupos de consumidores hay que señalar la reducción del coste del combustible, el incremento de la competencia entre los productores y suministradores, y el establecimiento de límites sobre las tarifas de transmisión, distribución y suministro. Sin embargo, Newbery y Pollit (1997) han señalado que, a pesar de estas disminuciones de precios, las empresas han logrado incrementar sus beneficios, lo que demuestra que han sido capaces de retener una parte de los excedentes generados por la liberalización del sector.

5.2.4. Los controles de precios sobre las actividades de transporte

Las empresas que se encargan de la transmisión y la distribución realizan sus actividades en régimen de monopolio. Como ya se ha explicado, estas compañías fueron privatizadas en los meses posteriores a la reestructuración del sector eléctrico, y quedaron sujetas a unos controles de precios que tratan de evitar el establecimiento de unas tarifas demasiado elevadas y la aplicación de condiciones discriminatorias a los distintos usuarios. La aparición de nuevas empresas productoras y suministradoras parece indicar que la existencia de un monopolio en la transmisión y la distribución no ha impedido que se incrementase la competencia en las otras dos actividades. Sin embargo, alrededor de estos límites de precios se han planteado algunas controversias que merecen cierta atención.

- Desde que se reorganizó el sector, los umbrales correspondientes a la actividad de transporte a alta tensión se han modificado en dos ocasiones. En la primera revisión, se amplió de tres a cuatro años el período de vigencia de la limitación y se estableció una restricción más dura (se pasó de RPI-0 a RPI-3). En la segunda revisión, se impuso una reducción nominal del 20% en los ingresos del primer año del período y se exigió una disminución real del 4% en los correspondientes a los tres años restantes (RPI-4). Así pues, las modificaciones de los controles de precios han permitido limitar, cada vez más, el crecimiento de los peajes que pagan los usuarios de la red de transmisión.
- Los umbrales que afectan a los ingresos de las empresas de distribución se modificaron en 1995. Los límites iniciales (RPI+X, con X variando entre 0 y 2’5) sólo debían servir para que las compañías obtuviesen suficientes recursos para financiar sus inversiones en las redes. Sin embargo, estas restricciones fueron demasiado blandas: durante los cinco años que estuvieron vigentes, las RECs no dejaron de incrementar sus ingresos y lograron duplicar su resultado de explotación (MacKerron y Watson, 1996).

Cuando conocieron estas cifras, las asociaciones de consumidores y algunas empresas del sector intentaron influir sobre el Director General para que acortase la vigencia de los controles iniciales e introdujese unos nuevos umbrales antes de la fecha prevista (abril de 1995). No obstante, el regulador pudo resistir las presiones y no los modificó hasta que concluyó el período de cinco años. En ese momento, impuso un recorte de ingresos para el primer año (entre un 11 y un 17 por ciento, según la compañía) y estableció una limitación del tipo RPI-2 sobre los precios correspondientes a los cuatro ejercicios siguientes (desde abril de 1996 hasta marzo del 2000).

Aunque estos cambios introducían una importante restricción sobre el crecimiento de los ingresos de las RECs, no tuvo que pasar mucho tiempo para que se revelasen insuficientes (MacKerron y Boira-Segarra, 1996). Cuando se anunciaron los nuevos umbrales, se produjo un notable incremento de la cotización bursátil de las compañías, pues, al parecer, los inversores esperaban unos controles más estrictos. Poco después, Northern Electric, una de las RECs, se enfrentó a un intento de absorción que fue calificado como "hostil" por el Consejo de Administración de la empresa, que respondió a la amenaza ofreciendo a los accionistas un elevado crecimiento de los beneficios.

El Director General examinó estos hechos y publicó un informe en el que argumentaba que, al establecer los nuevos controles de precios, había infravalorado la situación financiera de las RECs y, en consecuencia, éstos resultaban poco exigentes. En su opinión, ello justificaba una rectificación de las limitaciones que había impuesto unos meses antes, así que procedió a cambiar las restricciones que afectaban a los cuatro últimos ejercicios del período: en el primero de estos cuatro años, los ingresos tendrían que experimentar un reducción nominal de entre un 10 y un 13 por ciento; en los tres restantes, estarían sujetos a una restricción del tipo RPI-X, con X igual a 3.

A pesar de estas modificaciones adicionales, los inversores mantuvieron unas expectativas muy favorables sobre la rentabilidad futura de las RECs, pues se trataba de empresas que disponían de un elevado *cash-flow*, disfrutaban de una cómoda situación financiera (el gobierno había realizado una operación de saneamiento antes de privatizarlas) y estaban sujetas a unos controles de precios que, incluso después de los últimos cambios, les permitían conseguir unos beneficios "razonables" (Green y Newbery, 1998). En consecuencia, a los pocos meses de que caducaran las "acciones especiales" que mantuvo el gobierno hasta marzo de 1995, comenzaron a producirse los primeros intentos de absorción. A finales de 1997, casi todas las RECs habían cambiado de propietario: ocho pasaron a manos de sociedades estadounidenses, dos fueron adquiridas por las empresas de suministro de agua que operaban en sus zonas, y otra se incorporó al grupo encabezado por Scottish Power, una compañía eléctrica escocesa.

National Power y PowerGen, las dos grandes empresas productoras, también intentaron comprar alguna de las RECs, pero se encontraron con la oposición del Director General, que solicitó la intervención de la MMC. Este organismo no hizo una valoración muy positiva de las operaciones, pero se mostró dispuesto a dar su aprobación si las sociedades adquirentes se comprometían a cumplir una serie de condiciones. Sin embargo, ésta no fue una decisión unánime, y el Ministro de Industria y Comercio, basándose en los argumentos de quienes habían mantenido una postura discrepante, consideró que las operaciones "atentaban contra el interés público" y decidió prohibirlas (Green, 1996b). Por tanto, mientras se permitía que las RECs entrasen en el negocio de la generación a través de participaciones en el capital social de los IPPs, se negaba a las principales empresas productoras la posibilidad de convertirse en propietarias de una compañía de distribución y suministro. La aplicación de un trato desigual a la hora de juzgar procesos de integración vertical que, en principio, parecen

simétricos, obedece al poder de mercado de PowerGen y National Power en la actividad de generación.

5.2.5. Las tarifas de transporte a alta tensión

Cuando se dividió la antigua CEGB y se otorgó a National Grid Company la propiedad de la red de transmisión, se modificó la estructura de las tarifas de transporte a alta tensión. En estas nuevas tarifas, una parte del pago que han de realizar los usuarios de la red varía en función de la zona en que están ubicados. Así, los productores que se encuentran en el sur, donde hay exceso de demanda, abonan unos precios más bajos; mientras que los instalados en el norte, donde existe más potencia de la que se necesita para abastecer esa zona, satisfacen unas cantidades más elevadas. Con los usuarios que toman electricidad de la red ocurre lo contrario: si se hallan en el sur, pagan un peaje más alto que si se encuentran en el norte. De este modo, las tarifas reflejan el coste que supone trasladar energía generada en el norte para atender el exceso de demanda que se produce en el sur. Al mismo tiempo, influyen sobre los incentivos que determinan la localización de las empresas: las que consumen podrán conseguir un suministro más barato si se sitúan en el norte, y las que generan pagarán unos peajes más reducidos si se instalan en el sur. Si la ubicación sigue esta pauta, el sistema eléctrico de Inglaterra y Gales tenderá al equilibrio y se reducirán los costes asociados al desplazamiento de energía desde el norte hacia el sur.

Sin embargo, la diferenciación zonal que se introdujo en las nuevas tarifas resultó insuficiente (Yarrow, 1994): la mayor parte de las plantas que se empezaron a construir entre 1990 y 1991 se instalaron en el norte, lo que incrementó el exceso de producción existente en ese área geográfica y obligó a realizar costosas inversiones para conectarlas a la red de transmisión.

En 1992, NGC planteó una nueva estructura tarifaria que incorporaba una mayor diferenciación por zonas (Hunt y Shuttleworth, 1994). Esta propuesta incluía dos modificaciones fundamentales: en primer lugar, un incremento del número de áreas geográficas en que se dividía el territorio de Inglaterra y Gales para clasificar a los usuarios y determinar los pagos que les correspondían en función de su emplazamiento (la delimitación inicial estableció once zonas y NGC proponía catorce); en segundo lugar, la ampliación del intervalo en que variaban las cantidades que abonaban los agentes que utilizaban la red de transmisión, hasta el punto de ofrecer tarifas negativas a los productores que se instalasen cerca de los clientes situados en las ubicaciones peor conectadas, ya que ello le permitiría ahorrarse nuevas inversiones.

Offer revisó los cambios sugeridos por NGC y emitió un informe en el que se aceptaban los aspectos básicos pero se introducían algunas modificaciones: se recortaban los mayores incrementos y se establecía un plazo, que acabó en 1997, para ir reformando paulatinamente la estructura tarifaria. Este sistema ha permitido que se fuese ampliando gradualmente la diferencia entre los precios que pagan los usuarios situados en las distintas zonas, y ello ha reforzado la influencia de los peajes sobre los incentivos que determinan la localización de los agentes, aunque no tanto como en la propuesta de NGC.

Las tarifas que abonan los usuarios de la red de transmisión han experimentado modificaciones adicionales como consecuencia de los cambios que se han producido en la atribución de los costes ocasionados por la existencia de restricciones. Al principio, la diferencia entre el precio marginal del sistema y el de las ofertas presentadas por los productores incluidos en la programación a causa de las restricciones se recuperaba a través de un recargo que incrementaba el coste de la energía adquirida en el *Pool*. Sin embargo, después se consideró que, si este importe tenía su origen en la falta de

capacidad de la red, lo más apropiado era asignar a NGC una parte del mismo, pues, en caso contrario, esta compañía no estaría incentivada para realizar las inversiones que permiten suprimir las restricciones[217]. Así, desde abril de 1994, la empresa que se encarga del transporte a alta tensión abona una parte del recargo si algunas de las partidas que lo integran (el coste de las restricciones y el de varios servicios complementarios) se sitúan por encima de un determinado nivel, y recibe una suma previamente fijada si esas mismas cantidades disminuyen hasta un cierto valor (Green, 1996a). Una primera modalidad de este sistema se aplicó hasta marzo de 1997 y, durante los tres años que estuvo en vigor, el importe de los costes vinculados a la percepción de los incentivos económicos se ha situado casi siempre por debajo del umbral establecido, así que NGC ha podido incrementar sus ingresos con las cantidades que ha recaudado como compensación[218].

Posteriormente, en abril de 1997, el recargo se dividió en dos partes (Offer 1998a):

a. La primera, *Uplift-I* o *Pool Uplift* se suma a los precios que se determinan en el mercado durante los "períodos de Tabla A" y, por consiguiente, recae sobre los agentes que compran electricidad en esos períodos. Consta de dos elementos: el coste de las instalaciones que generan electricidad para cubrir la diferencia entre la demanda prevista y la demanda efectiva (en Inglaterra y Gales esta actividad se considera un servicio complementario), y los pagos que reciben los propietarios de las plantas que se

[217] Si NGC no invierte, los costes ocasionados por las restricciones recaen sobre los agentes que compran en el *Pool*. Si NGC realiza las inversiones necesarias no consigue nada a cambio, pues quienes se benefician de la desaparición de las restricciones son los demandantes de electricidad.

[218] Además de realizar inversiones que han incrementado la capacidad de la red, una de las vías que ha utilizado NGC para reducir los costes provocados por las restricciones ha sido la firma de contratos con las empresas propietarias de las plantas que funcionan como consecuencia de las mismas. A través de estos contratos, las compañías productoras reciben la garantía de que van a cobrar una cantidad suficiente para cubrir todos sus costes y NGC se asegura de que no van a percibir un precio excesivamente elevado.

han puesto a disposición del sistema pero no son incluidas en los planes de funcionamiento.

b. La segunda, *Uplift-II* o *Transport Uplift* se añade a la factura que abonan los usuarios de la red de transmisión. Se determina agregando el importe que obtienen las empresas que son seleccionadas para prestar los demás servicios complementarios y el coste ocasionado por la existencia de restricciones en la red.

El objetivo de esta división fue separar del precio de la electricidad que se vende en el *Pool* la cantidad destinada a retribuir el coste ocasionado por la falta de capacidad de la red y la prestación de unos servicios que se consideran vinculados a la estabilidad de la misma. A pesar de este cambio, todavía se mantiene un sistema de incentivos: si el importe de esos pagos no llega hasta un umbral previamente establecido, NGC se queda con una parte de la diferencia y, si se sitúa por encima de ese nivel, NGC tiene que afrontar un sobrecoste porque no puede trasladar a sus clientes todo el exceso[219] (Offer, 1998k).

5.2.6. La reorganización del mercado mayorista

En octubre de 1997, el Ministro de Industria y Energía solicitó al Director General que iniciase un proceso de consultas para recabar opiniones acerca de una posible modificación de las normas que ordenan los intercambios de electricidad en el mercado mayorista. En noviembre, el regulador expuso sus puntos de vista en un documento que envió a todas las partes implicadas (Offer, 1997), y estableció un calendario para evaluar y discutir las propuestas presentadas.

[219] La cantidad que incrementa o reduce los beneficios de la compañía está limitada por un valor máximo.

En su informe inicial, el Director General recalcó que existían bastantes razones para afirmar que las normas vigentes habían funcionado bien: estas reglas habían servido para introducir criterios de mercado en la determinación del precio de la electricidad a la vez que se mantenía la calidad del suministro, y habían permitido la entrada de nuevas empresas en las actividades que eran potencialmente competitivas. Sin embargo, también era posible encontrar argumentos para respaldar la revisión de las normas de intercambio:

i. Los consumidores que disponían de libertad para elegir suministrador consideraban que los precios fijados en el *Pool* eran demasiado elevados y mostraban una variabilidad excesiva. Además, no estaban de acuerdo con algunas de las reglas existentes, pues, a su juicio, dificultaban la participación de los consumidores finales y ralentizaban los procedimientos encaminados a tomar decisiones para adaptar la organización del *Pool* a la evolución de la competencia en la producción y el suministro.

ii. La complejidad y opacidad del proceso de fijación de precios también era objeto de crítica, tanto por su efecto sobre el nivel y la variabilidad de los mismos, como por su influencia sobre el desarrollo de otros mercados, pues no parecía posible que se negociasen cantidades importantes en el mercado de derivados mientras fuese difícil determinar cuáles son los factores que influyen sobre la evolución del precio del activo subyacente.

iii. Las normas vigentes no han impedido que las grandes compañías generadoras ejerzan su poder de mercado presentando ofertas que responden a una actuación estratégica global y no reflejan sus costes de producción. En este sentido, la queja más importante se refiere al hecho de que la disminución que ha experimentado el

precio de los combustibles no se ha traducido en una reducción proporcional del precio de la electricidad vendida en el *Pool*[220].

Asimismo, existe evidencia de que, bajo las actuales normas de funcionamiento, los pagos por la capacidad que se pone a disposición del sistema (*capacity payments*) no están influyendo en las inversiones de las compañías productoras, que no los consideran una señal sobre las necesidades de potencia sino una parte del precio total que perciben, así que diseñan su estrategia de forma que alcancen el valor que les permita recaudar los mayores ingresos posibles. Recientemente, el regulador ha elaborado un informe que prueba la existencia de una relación inversa entre el precio marginal del sistema y los pagos por capacidad y ha demostrado que las empresas elevan sus pujas para incrementar el precio marginal cuando prevén una reducción de los pagos por capacidad (Offer, 1998b).

iv. Con las actuales reglas, los productores no tienen que asumir los costes asociados a problemas de funcionamiento en sus instalaciones, pues el importe que reciben los propietarios de las centrales que sustituyen a las que no se acoplan, más elevado porque cobran el precio que aparece en la oferta que presentaron, se reparte entre todos los compradores a través del recargo. Estos tampoco se enfrentan a los costes que se derivan de variaciones en los consumos individuales porque no se ven obligados a pujar para conseguir la electricidad que demandan. Por tanto, los agentes no soportan las consecuencias económicas de sus decisiones ni afrontan los costes ocasionados por los riesgos asociados a sus actividades.

[220] Entre 1994 y 1998, el precio del gas en el mercado mayorista se redujo, en términos reales, más de un 50%, y el precio del carbón británico disminuyó casi un 25%. Además, los costes de capital de las centrales de gas de ciclo combinado (CCGT), que es la tecnología utilizada en casi todas las plantas construidas durante ese período, han caído desde 450 £/KW hasta 350 £/KW (a precios constantes) mientras su eficiencia termal se ha incrementado un 8%. Sin embargo, entre el ejercicio 1993/94 y el ejercicio 1997/98, el valor medio del precio marginal del sistema (ponderando cada precio en función del período en que ha estado vigente) sólo se redujo un 10%, en términos reales (Offer, 1998c).

v. Otra razón para modificar las normas que ordenan los intercambios de electricidad se refiere a la necesidad de resolver los problemas que plantea la liberalización del sector del gas, en el que también se ha desarrollado un mercado mayorista de compraventa. Hay que tener en cuenta que casi todas las centrales de ciclo combinado utilizan gas adquirido mediante contratos que admiten la interrupción del suministro si se produce un desequilibrio entre oferta y demanda, y esto puede provocar un descenso imprevisto de la producción de energía eléctrica. Además, cuando sube el precio del gas en el mercado mayorista, a las compañías generadoras les puede resultar más rentable vender el combustible en este mercado y renunciar a producir electricidad. Tanto en un caso como en otro, las empresas no asumen el sobrecoste que supone incorporar plantas que generan una energía más cara. En consecuencia, no tienen incentivos para adquirir el gas a través de otro tipo de contratos ni para evitar el encarecimiento provocado por el arbitraje entre ambos mercados.

A partir de estas consideraciones, el Director General emprendió un proceso encaminado a la elaboración de propuestas para la modificación de las normas de intercambio de electricidad. En marzo de 1998, publicó un documento de trabajo que recogía los tres pilares fundamentales de la reforma (Offer, 1998m):

a. Incrementar la transparencia del mercado mayorista a través de unos procedimientos más simples y de una mayor difusión de la información.

b. Establecer mecanismos adecuados para que la demanda se incorpore al mercado mayorista en las mismas condiciones en que lo hace la oferta.

c. Adoptar medidas para que los agentes tengan que afrontar las consecuencias de sus decisiones y se vean obligados a asumir los costes que acarrea el incumplimiento de los compromisos iniciales.

Una vez finalizado el proceso de consultas, el Director General elaboró un documento que contenía los aspectos básicos de la modificación de las normas de intercambio de electricidad (Offer, 1998c). En principio, el regulador tiene la intención de introducir el nuevo modelo en el mes de abril del año 2000, aunque la fecha definitiva dependerá del ritmo al que avancen los distintos grupos de trabajo.

Entre todas las reformas propuestas, la más importante es la que se refiere a la desaparición del *Pool*, que será sustituido por un conjunto de mercados:

a. *Forward and futures markets* (mercados a plazo y de futuros). Los agentes que estén dispuestos a participar en la compraventa de electricidad podrán acordar el establecimiento de varios mercados de este tipo, organizados en torno a operadores independientes que se encargarán del mantenimiento de la infraestructura necesaria y de que exista un entorno adecuado para realizar los intercambios y liquidar las operaciones.

Las empresas productoras podrán acudir a estos mercados para asegurar la venta de la electricidad que tengan intención de generar en un determinado período. Las compañías suministradoras y los consumidores podrán adquirir la energía que necesiten para satisfacer sus necesidades futuras, asegurando la cobertura de la demanda prevista con varios años de antelación o con unos pocos días de anticipo, aunque, en la práctica, lo normal será que compradores y vendedores ajusten continuamente sus posiciones para adaptarlas a los cambios de sus expectativas y conseguir unos mejores precios. Los precios, las cantidades y las demás condiciones serán los que acuerden las partes contratantes.

b. *Short-term bilateral market* (mercado bilateral a corto plazo). Este mercado servirá para que los agentes que hayan pactado operaciones a medio y largo plazo puedan ajustar sus posiciones mediante el intercambio de diferentes modalidades de contratos estandarizados que se referirán a un período o a un conjunto de períodos. La

negociación se efectuará a través de pantallas conectadas a un ordenador central, al que se remitirán las ofertas simples de compra o de venta que presenten los productores, suministradores y consumidores que deseen participar en este mercado[221]. Estas ofertas se casarán mediante un sistema que otorgue a cada agente el importe que haya solicitado. Un operador independiente se encargará del mantenimiento del sistema y de la liquidación de las operaciones.

El mercado bilateral a corto plazo estará abierto permanentemente. Los agentes dispondrán de veinte horas para negociar sobre la electricidad correspondiente a un determinado intervalo temporal. La sesión empezará veinticuatro horas antes de que comience el período que es objeto de negociación y finalizará cuatro horas antes de que se inicie ese mismo período.

c. *Balancing market* (mercado de equilibrios). En este mercado se efectuarán las transacciones que harán posible un ajuste perfecto entre oferta y demanda. Las operaciones correspondientes a un período concreto comenzarán cuatro horas antes de que se inicie ese período y se prolongarán hasta el momento en que se produce el intercambio físico, para que se pueda realizar un ajuste "en tiempo real".

National Grid Company se encargará de la administración del mercado de equilibrios, en el que también actuará como contraparte de todas las operaciones que se efectúen en el mismo. Por tanto, los agentes que deseen participar en este mercado no negociarán entre ellos, sino que presentarán ofertas de compra o de venta que serán aceptadas o rechazadas por NGC en función del precio exigido y de las necesidades existentes. Para determinar las cantidades que se han de negociar, el operador del mercado utilizará sus propias predicciones, los datos proporcionados por los participantes y cualquier información sobre el estado del sistema. También tendrá en

[221] También se contempla la participación de intermediarios, que podrán actuar por cuenta propia o en nombre de terceros.

cuenta las restricciones existentes en la red de transmisión, y se encargará de efectuar las transacciones que permitan asegurar el suministro en las zonas afectadas. Además, contratará los servicios complementarios que sean necesarios para mantener la estabilidad del sistema.

El importe de los pagos realizados por NGC en el mercado de equilibrios se repercutirá a todos los agentes que hayan producido o consumido una cantidad distinta a la que negociaron en los distintos mercados. Para ello, se determinará un precio que se aplicará a cualquier discrepancia entre la energía medida y la que se contrató previamente. Este precio dependerá del coste medio de las operaciones que haya tenido que realizar NGC para equilibrar producción y consumo en ese período.

Al calcular ese precio, no se incluirán los costes que se deban a operaciones efectuadas para resolver los problemas de abastecimiento originados por la existencia de restricciones en la red de transmisión. El importe de estas transacciones sólo se repercutirá a los consumidores ubicados en las zonas afectadas[222]. Por tanto, la energía eléctrica podrá tener un precio diferente en cada una de las áreas geográficas delimitadas por las restricciones.

Así pues, cuando entren en vigor las nuevas normas de intercambio, las actividades de National Grid Company se organizarán en torno a tres funciones básicas:

- Gestión de la red de transmisión y prestación del servicio de transporte a alta tensión.
- Mantenimiento de la estabilidad del sistema y coordinación técnica de las actividades desarrolladas por los agentes que participan en la producción, el transporte y el suministro de energía eléctrica (“operador del sistema”).

[222] National Grid Company deberá compensar a las empresas generadoras que se vean obligadas a reducir su producción y tendrá que adquirir electricidad para abastecer a los consumidores que residan en zonas aisladas por las restricciones. También podrá negociar con estos clientes y con sus suministradores la reducción de las cantidades que demandan.

- Administración del mercado de equilibrios.

Algunas de las partes consultadas por el Director General han señalado que sería posible atribuir las dos últimas funciones a una sociedad independiente que las llevase a cabo al margen de la empresa que se encarga de la red. El regulador se ha pronunciado a favor de la separación, pero ha señalado que antes de asignar esas funciones a otra compañía puede ser conveniente dejar que transcurra un período de prueba para examinar los resultados de las reformas.

En octubre, el gobierno aceptó las propuestas del Director General y, al mes siguiente, el regulador publicó un documento en el que se especificaban las etapas del proceso, se establecía un calendario que delimitaba cada fase y se impartían instrucciones para crear los grupos de trabajo que se encargarán de avanzar en los detalles de las reformas (Offer, 1998d).

5.2.7. Otras reformas en curso

5.2.7.1. Medidas para reforzar la separación entre la distribución y el suministro

En la actualidad, las licencias de las RECs imponen la obligación de llevar contabilidades separadas para registrar independientemente los ingresos y gastos provenientes de los negocios que realizan en el ámbito de la producción, la distribución y el suministro, distinguiendo, en este último caso, entre las operaciones que efectúan con clientes ubicados en su zona (*first-tier supplier*), y las que llevan a cabo con usuarios situados en el área geográfica tradicionalmente abastecida por otras compañías (*second-tier supplier*). Además, las actuales licencias prohiben establecer condiciones de acceso a la red de distribución que supongan un trato discriminatorio para otras empresas, así como cualquier práctica que pueda dar lugar a subvenciones cruzadas entre los negocios desarrollados por la REC.

Por consiguiente, las licencias otorgadas a principios de los noventa permiten que una misma compañía de distribución participe en la producción y el suministro de electricidad siempre que elabore contabilidades distintas, ofrezca condiciones similares a todos los usuarios de la red y no organice un sistema de subvenciones cruzadas. Sin embargo, el Director General considera que estas restricciones son insuficientes porque no garantizan la separación de los negocios de las RECs, y, si se mantiene la situación actual, la vinculación existente puede constituir un obstáculo para el desarrollo de la competencia en el suministro (Offer, 1998e).

El regulador ha comprobado que, en la práctica, resulta difícil determinar si una empresa está utilizando los ingresos que consigue en una actividad para ofrecer precios muy bajos en las demás. Asimismo, ha señalado que, cuando se otorgue libertad de elección a todos los consumidores y no exista ningún control sobre las tarifas que se les aplican, las RECs tendrán incentivos para discriminar a las compañías que intenten competir con ellas en el suministro, gestionando la red de la forma que sea más beneficiosa para sus propios intereses e imponiendo a las empresas rivales unas condiciones de acceso que resulten excesivamente gravosas. También ha alertado sobre la posibilidad de que las RECs empleen la información que consiguen como administradoras de la red para colocarse en una posición más ventajosa a la hora de competir por el suministro a consumidores finales.

En marzo de 1998, el gobierno propuso dividir las autorizaciones de las RECs para crear dos licencias distintas: en una de ellas, se habilitaría a las compañías para gestionar la red de distribución y se recogerían las condiciones bajo las que tendrían que prestar este servicio; en la otra, se les otorgaría permiso para operar como empresas de suministro en las distintas áreas geográficas y se establecerían las normas que deberían cumplir para realizar esta actividad. Una vez concedidas las nuevas licencias, sería

posible exigir a las RECs una mayor separación entre sus negocios de distribución y suministro.

El Director General recibió con satisfacción la propuesta del gobierno y emprendió de inmediato un proceso de consultas para analizar los términos de la reforma con las partes implicadas. En su informe inicial, el regulador se mostró partidario de aprobar medidas que obligasen a las RECs a separar jurídicamente la gestión de sus negocios de distribución y suministro, e incluso se refirió a la posibilidad de imponer una segregación total, que forzaría a las RECs a abandonar la venta de electricidad a consumidores finales y a transferir a una empresa independiente todos los activos relacionados con esta actividad (Offer, 1998j).

Posteriormente, el gobierno reiteró su intención de solicitar al Parlamento la modificación de las licencias de las RECs, pero rechazó la idea de obligarlas a salir de la actividad de suministro, pues, en su opinión, la separación jurídica puede servir para lograr los mismos objetivos sin que sea necesario realizar una reforma tan drástica (Offer, 1998i). A finales de 1998, el Director General volvió a defender la asignación de ambas actividades a compañías independientes, aunque, al mismo tiempo, dio los primeros pasos para impulsar el proceso destinado a conseguir la separación jurídica mediante la creación de empresas distintas controladas por un mismo propietario (Offer, 1998g):

a. Las RECs tendrán que preparar unos contratos que ordenen la relación entre sus negocios de distribución y suministro. Estos contratos deberán recoger unas condiciones económicas equivalentes a las que ofrecen a otros usuarios de la red de transporte a baja tensión. Las compañías han tenido que presentar un borrador antes del 31 de marzo de 1999. Las propuestas se debatirán durante unos meses y servirán como

base para elaborar los acuerdos definitivos, que entrarán en vigor durante el segundo semestre de 1999.

b. Las RECs deberán preparar un plan para separar la gestión de sus negocios de distribución y suministro. Este proyecto detallará los pasos que van a dar para establecer sistemas informáticos independientes, dividir la plantilla y los demás recursos compartidos, y colocar cada negocio en diferentes emplazamientos.

c. Como los ingresos procedentes de la distribución seguirán sometidos a una limitación del tipo RPI-X, pero se eliminarán todas las restricciones sobre las ganancias generadas por el suministro, Offer procederá a separar, con más precisión que en la actualidad, los costes correspondientes a cada actividad.

5.2.7.2. Separación de las actividades relacionadas con la medición del consumo

El Director General tiene la intención de abrir a la competencia todas las actividades relacionadas con la medición del consumo, pero, para ello, considera necesario desligar este negocio de la gestión de la red de distribución, pues, si los suministradores tienen que seguir acudiendo a las RECs para que les proporcionen este servicio, no aparecerán nuevas empresas de medición (Offer, 1998j). Sin embargo, una vez desvinculado, las compañías de suministro podrán prestarlo mediante sus propios medios o contratarlo con un tercero.

Como paso previo para la separación, habría que imponer a las RECs la obligación de que facturasen aparte el coste de este servicio. Actualmente, los ingresos que obtienen por las actividades relacionadas con la medición (instalación y alquiler de los contadores, lectura y registro del nivel de consumo, y gestión de los datos) se incluyen dentro del importe limitado por el control de precios que recae sobre la actividad de distribución, así que la separación de este negocio requeriría la revisión del procedimiento empleado para calcular los costes de la actividad de transporte a baja

tensión, con el fin de apartar las cantidades correspondientes a las operaciones de medición y establecer, hasta que exista suficiente competencia, una restricción sobre los precios aplicados por las compañías encargadas de prestar este servicio.

A finales de 1998, el Director General presentó sus primeras propuestas sobre separación de las actividades relacionadas con la medición (Offer, 1998g). Entre ellas, se incluye la posibilidad de solicitar a las RECs que convoquen subastas para vender los activos vinculados a este área de negocio. También se baraja la idea de asignar las operaciones de medición a la compañías que se encarguen del suministro dentro del grupo empresarial encabezado por cada una de las RECs, estableciendo al mismo tiempo las condiciones que garanticen una competencia efectiva entre estas sociedades y sus rivales.

5.2.7.3. Fomentar la competencia en las conexiones a la red de distribución

En abril de 1995, se modificaron las licencias de las RECs para establecer un marco que facilitase la aparición de presiones competitivas en los trabajos de conexión a la red de distribución. Este cambio permitió delimitar las tareas que pueden efectuar las empresas ajenas a las RECs, siempre que tengan un permiso que ha de ser concedido por las propias RECs. El objetivo de esta reforma era que los usuarios pudiesen acudir a cualquiera de las compañías independientes para contratar la realización de los trabajos especificados en la autorización que se les hubiera otorgado[223].

Sin embargo, los consumidores consideran que, en la práctica, no existe competencia porque las RECs están obstaculizando la aparición de empresas que puedan efectuar estas tareas, de forma que, gracias a estos impedimentos, siguen cobrando una tarifas muy elevadas por los trabajos de conexión a la red (Offer, 1998e).

[223] Entre ellos figuran el suministro de los materiales necesarios, la construcción de la infraestructura eléctrica que une el punto de consumo con la red de distribución, la colocación de los equipos de medida, y el registro de la conexión efectuada.

Por su parte, el regulador ha comprobado que las compañías de distribución suelen establecer requisitos que complican innecesariamente la concesión de los permisos, no colaboran con las empresas a las que otorgan autorizaciones, y no informan a sus clientes sobre la posibilidad de acudir a ellas (Offer, 1998l). En consecuencia, ha decidido iniciar un proceso de consultas para modificar las normas que regulan la realización de conexiones por parte de compañías ajenas a las RECs, redefiniendo esta actividad dentro del marco que determinará las relaciones entre distribución y suministro en el futuro.

5.2.7.4. El debate sobre los controles de precios

A comienzos de 1998, el gobierno publicó un "Libro Verde sobre regulación de las compañías de servicios". En este documento se apuntaban diferentes opciones para modificar la regulación vigente y, entre ellas, figuraban algunas concernientes a las limitaciones de precios. El gobierno proponía a los reguladores que valorasen la posibilidad de cambiar esta forma de control y ofrecía dos alternativas:

I. Aplicar una restricción sobre las ganancias de las empresas. Las variaciones anuales de los precios estarían limitadas por la obligación de no sobrepasar una tasa de beneficio que se establecería en función de los costes previstos y de unos criterios sobre las ganancias que se consideran razonables.

II. Establecer un intervalo de control. Con este sistema, las variaciones anuales de los precios se determinan a partir de las ganancias obtenidas en los ejercicios precedentes, de modo que, si la tasa de beneficio se sitúa fuera de un intervalo fijado de antemano, al año siguiente, los precios se han de ajustar, al alza o a la baja, para compensar la diferencia del período anterior y acomodar los ingresos previstos a los límites del intervalo.

Antes de redactar su informe, el Director General de Suministro Eléctrico se dirigió a las compañías y a expertos independientes para recabar su opinión sobre el procedimiento de control más adecuado. Después de analizar las respuestas de las partes consultadas, decidió pronunciarse a favor de mantener el sistema RPI-X, pues, a su juicio, las alternativas sugeridas por el gobierno podrían reducir los incentivos de las empresas para lograr una mayor eficiencia productiva y serían difíciles de aplicar porque habría que definir y calcular el nivel de beneficios que serviría como referencia (Offer, 1998e). Además, el regulador ha recogido los argumentos de la MMC, que considera que los controles del tipo RPI-X son los más apropiados cuando la actividad regulada consiste en la prestación de un servicio de red.

Sin embargo, el Director General no ha rechazado completamente la posibilidad de introducir Mecanismos de Corrección de Error (*Error Correction Mechanisms*, ECMs). El gobierno considera que es necesario distinguir entre los ingresos que logran las empresas reguladas como consecuencia de una buena gestión y los que obtienen gracias a factores externos o a cálculos incorrectos, y ha defendido este sistema como forma de ajustar los umbrales que limitan los precios de las compañías cuando se produzcan cambios inesperados en los costes que escapan al control de los gestores de las empresas, o cuando se compruebe que la información que utilizó el regulador para fijar los límites de precios era incompleta o estaba manipulada por la compañía que se la suministró.

La opinión del Director General sobre estos Mecanismos de Corrección de Error es más bien negativa (Offer, 1998h), pues considera que no va a ser fácil separar los beneficios que se obtienen como consecuencia de factores ajenos a la gestión de la compañía ya que, en la práctica, casi todos los costes están condicionados por circunstancias que escapan al control de los administradores, y éstos, a su vez, tienen

capacidad para influir, en mayor o menor medida, sobre una buena parte de los costes. También le parece complicado determinar si una empresa oculta o falsea información, así que, a su juicio, en lugar de trabajar para establecer un mecanismo formal que permita incorporar las discrepancias que se descubran, sería preferible tomar medidas para mejorar los procedimientos de supervisión. No obstante, el regulador sigue estudiando la idea de introducir Mecanismos de Corrección de Error, y ha incluido esta posibilidad en el proceso de consultas que inició a mediados de 1998 para recabar opiniones acerca del establecimiento de nuevos umbrales de precios para las compañías de distribución.