

¿HAN REDUCIDO LA PRIVATIZACIÓN Y LA LIBERALIZACIÓN EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN BRETAÑA?

STEVE THOMAS*

Las reformas al sistema eléctrico británico de 1990 se han considerado muy exitosas y un modelo que otros países deben emular. Hay dos criterios importantes a partir de los cuales se pueden evaluar las reformas. Primero, si se ha comprometido la fiabilidad del sistema y, segundo, si se ha reducido el costo de la electricidad. Hasta ahora no hay evidencia que señale que la fiabilidad del sistema en Gran Bretaña se haya comprometido con las reformas. Sin embargo, el segundo criterio, y más precisamente si los precios serían más bajos de no haberse llevado a cabo las reformas, es más difícil de evaluar. En términos reales, las tarifas eléctricas quedaron relativamente estables durante los primeros años de la privatización, pero están empezando a bajar de modo más pronunciado ahora. Un análisis cuidadoso de los factores que han conducido a estas reducciones de precio sugiere que había tres factores principales detrás de ellas: bajas en los precios nacionales e internacionales de los hidrocarburos; disponibilidad de una nueva tecnología generadora, la de TGCC (turbinas de gas de ciclo combinado), y reducciones en el costo de los servicios monopólicos, vigilado por el Regulador.

* SPRU, Universidad de Sussex. Ponencia preparada para el Seminario "Las tarifas rumanas y la política de precios en el sector energético", organizado por la APER, Bucarest, 28 de abril de 1999.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se examina el impacto que las reformas a la industria británica del suministro de la electricidad que se llevaron a cabo en 1990 han tenido hasta ahora en las tarifas. Sin embargo, para poner este análisis en su contexto, primero es importante identificar exactamente los cambios que se llevaron a cabo.

En Gran Bretaña, a dichos cambios se les etiquetó, casi invariablemente, como privatización. Este término escatima justicia a lo que era un proceso de mucho más largo alcance que el de una simple transferencia de propiedad del sector público al privado. La privatización, de hecho, comprendió por lo menos cinco cambios diferentes, casi cualquiera de los cuales podría haberse llevado a cabo en forma aislada. Éstos eran:

- *La privatización.* Anteriormente, el gobierno central era el propietario único de la industria y durante los seis años siguientes dicha propiedad se transfirió de manera progresiva a los accionistas privados.
- *La reestructuración y la integración.* La industria estaba dividida en cuatro partes: la generación de electricidad, el sistema de transmisión de alto voltaje, el sistema de distribución local y la venta al mayoreo a los consumidores finales; en suma, la generación, la transmisión, la distribución y el suministro. Se reestructuraron las compañías existentes; una grande de generación y transmisión y 12 distribuidoras fueron reestructuradas y a veces divididas sobre la base de esas líneas de-integradas;
- *La liberalización y la introducción de la competencia en la generación de la electricidad.* Se abandonó en la práctica toda la planificación central del sector de la generación. Se eliminaron las barreras a la entrada de nuevas empresas generadoras y la decisión sobre qué planta contratar se tomaría sobre una base competitiva. En el Pool, una especie de mercado *swap*, el precio de mayoreo de la energía eléctrica se fija cada 30 minutos.
- *La liberalización y la introducción de la competencia en el suministro.* Se autorizó que los consumidores finales seleccionen a su proveedor de energía eléctrica entre las compañías existentes o cualquier otra que decida entrar al mercado.
- *La re-regulación.* Los precios para las actividades consideradas como monopolios naturales, transmisión y distribución, los fijará un nuevo Regulador, que utilizará un "precio límite" o fórmula de "incentivo". Los precios para las actividades competitivas serán los que fije el mercado.

La nueva estructura del mercado para Inglaterra y Gales inicialmente comprendió tres grandes empresas generadoras: National Power, PowerGen y Nu-

clear Electric. Las centrales nucleares no podían privatizarse entonces y se consideró necesario crear una empresa que fuera su propietaria para operarlas. Así, se estableció una empresa de transmisión por separado, la National Grid Company. Los negocios de la distribución y el suministro se combinaron en 12 compañías regionales, conocidas como las Regional Electric Companies (Empresas Eléctricas Regionales, REC por sus siglas en inglés). No todos estos cambios podían alcanzarse de inmediato; algunos aún están pendientes y otros se abandonaron.

Dos factores particulares merecen un comentario aquí. Primero, hasta septiembre de 1998 no se dio a los pequeños consumidores la opción de escoger a su proveedor; por ende, en el periodo considerado el suministro a esos consumidores era un negocio monopólico regulado. Segundo, el *Pool* ha sido hasta ahora en gran medida rebasado por los contratos bilaterales de largo plazo entre los proveedores y las empresas generadoras, con precios establecidos que no se relacionan ni de ninguna manera siguen la tendencia de los precios del *Pool*. En los próximos años este último se sustituirá por arreglos comerciales más complejos, que aún no se han concretado.

MOVIMIENTOS EN EL COSTO DE LA ELECTRICIDAD

Antes de considerar en detalle los cambios en los recibos eléctricos desde la privatización, es importante notar que para hacer una comparación justa de los precios antes y después de la privatización es necesario usar el año 1987, y no el de 1990, como punto de partida. Esto porque en los dos años subsecuentes a 1987 el gobierno del Reino Unido impuso incrementos de precios reales (neto de inflación) del 7%, principalmente para hacer aún más rentable (ya lo era) a la industria y por ende más atractiva para los inversionistas privados. En 1987/1988, el último año normal antes de la privatización, la industria hizo una aportación neta de 1 164 millones de libras a la Tesorería en utilidades e impuestos, así como 304 millones por pagos de intereses. Por lo tanto, la imagen de las industrias nacionalizadas como pasivos con pérdidas no fue el caso en este campo.

Otro factor importante que debe tenerse en cuenta es la aplicación del impuesto al valor agregado (IVA). Se estableció el 1o. de abril de 1994 una tasa del 8%, pero se redujo al 5% el 1o. de septiembre de 1997. Para evitar las distorsiones al respecto, todas las cifras de este trabajo excluyen el IVA, así como varias rebajas al consumidor, la más importante de las cuales fue la de 50 libras en 1995/1996, debido a la venta de la National Grid Company. Esta rebaja reflejó la baja valoración de dicha empresa cuando se vendió y, por tanto, no sería apropiado incluirlo como un beneficio de la privatización.

CUADRO 1
RECIBOS RESIDENCIALES PROMEDIOS ACTUALES
(Ajustado a precios de 1997/1998)

	1990/1991	1991/1992	1992/1993	1993/1994	1994/1995	1995/1996	1996/1997	1997/1998	% de cambio
Usuario normal	315	336	331	322	310	294	287	261	-17
Usuario alto	423	451	446	436	421	400	393	359	-15
Usuario bajo	126	135	135	130	126	117	111	105	-17

Notas: Las cifras mostradas representan un promedio ponderado para las 15 regiones del Reino Unido (12 en Inglaterra y Gales, dos en Escocia y una en Irlanda del Norte).

Se calcula que un usuario normal consume 3 300 kWh por año. Un usuario alto consume 6 600 kWh por año, de los cuales 3 000 kWh se cobran conforme a la tarifa de día, más alta, y 3 600 kWh a la tarifa nocturna, más baja. Un usuario bajo consume 1 000 kWh por año.

Si nos centramos en los consumidores residenciales, los movimientos en el recibo promedio desde 1990, neto de impuesto y neto de inflación, se muestran en el cuadro 1. Los datos del cuadro demuestran que los precios aumentaron inicialmente y no fue hasta cuatro años después de la privatización que regresaron al nivel que tenían al efectuarse ésta. Pasaron de cinco a seis años para que los precios retornaran a sus niveles de 1987/1988, cuando el proceso de privatización empezó a tener un impacto. Hasta el momento, hay poca evidencia de que haya trato discriminatorio alguno entre los usuarios bajos y altos. Sin embargo, el cuadro 1 muestra un promedio ponderado para todo el Reino Unido, incluidos Escocia e Irlanda del Norte, que tienen sistemas de suministro de electricidad separados y que funcionan sobre bases diferentes, menos competitivas, que Inglaterra y Gales. Por tanto, es útil enfocarse en una región particular del suministro en Inglaterra y Gales y para tal efecto se utilizará el caso de Seeboard, una empresa distribuidora y proveedora bastante típica que suministra a Brighton, para el análisis subsecuente.

Después de 1990 los recibos de consumo comprendieron cinco conceptos separados, uno para cada una de las cuatro partes de los componentes de la industria y un subsidio para la industria nuclear. Este último era necesario para asegurar la solvencia de la empresa propietaria de las plantas de energía nuclear. En el cuadro 2 se muestra la contribución de estos conceptos en los recibos para las tres categorías de consumidores. Para entender el cuadro global de movimientos de los precios es necesario considerar los factores que determinan estos cinco elementos individuales. Dos de ellos, la transmisión y distribución, continuarán siendo cargos normales para el uso de servicios monopólicos, y los fija el Regulador. A los pequeños consumidores sólo ahora se está empezando a permitirles el derecho a escoger su empresa proveedora de electricidad, proceso que se programa durará de septiembre de 1998 a junio de 1999. Por lo tanto, para el periodo considerado el elemento del suministro también fue un cargo de monopolio establecido por el Regulador. El gobierno, en consulta con el Regulador, determinó el subsidio nuclear que formalmente se conoce como el Fossil Fuel Levy (Impuesto de Combustible Fósil, FFL por sus siglas en inglés).

El mercado determina los costos de generación. La diferencia entre el recibo del consumidor y la suma de los cuatro conceptos preestablecidos es, por consiguiente, el costo de la generación que las empresas traspasan a los proveedores. Esto refleja el costo de generación y también el nivel de ganancias de las empresas.

CUADRO 2

COMPONENTES DE LOS RECIBOS DE ELECTRICIDAD*

	Pequeño consumidor	Mediano consumidor	Gran consumidor
Generación	54	64	69
Distribución	25	19	15
Subsidio nuclear	10	10	10
Transmisión	5	6	6
Suministro	6	1	1

* A precios de 1992/1993. El desglose se basa en una factura anual de 415 libras para el pequeño consumidor; 45 000 para el mediano consumidor y 500 000 para el gran consumidor.

Con el nuevo régimen regulador, el precio de los servicios monopólicos se determina con la fórmula $\text{Precio} = \text{IPM} - X$. El IPM (índice de precios al menudeo) es una medida general de inflación de los precios al consumidor y X es un término incentivo. Por ejemplo, si X es -2, el proveedor de un servicio monopólico debe reducir sus precios 2% en términos reales. Hay que tomar en cuenta que puede haber un poco de confusión sobre los signos aritméticos para el factor X. En términos convencionales, un X negativo se usa cuando implica una reducción de precios, aunque más lógicamente sugiere un aumento. Aquí se seguirán las normas convencionales y un X negativo implicará una baja del precio. El factor de X lo fija el Regulador para un periodo de cuatro a cinco años en adelante, tiempo suficiente para que las empresas planeen con seguridad su programa de inversión, pero no tanto para permitir que los precios puedan alejarse mucho de los costos. Sin embargo, el gobierno determinó la política inicial de precios en 1990. Éstos estuvieron vigentes por tres años para la transmisión, por cuatro años para el suministro y por cinco años para la distribución. Se fija una distribución separada de uso de sistema para cada una de las 15 regiones del Reino Unido y, por lo tanto, en este análisis se usan los cargos aplicados por Seeboard.

DISTRIBUCIÓN

Las políticas iniciales de distribución propuestas por el gobierno eran notablemente generosas para las empresas distribuidoras, con un factor X que podrían variar entre 0 (para una empresa) y 2.5 durante los cinco años, hasta marzo de 1995. Es decir, a todas las empresas, salvo una, se les permitió aumen-

tar sus precios de distribución en términos reales. Para Seaboard, X se fijó en 0.75, lo que implica que para 1994/1995 los cargos de distribución eran aproximadamente 3% más altos que en 1990/1991.

Posteriormente, el Regulador determinó metas más difíciles para todas las empresas. A Seaboard exigió una reducción de precio única de 14% para 1995/1996, una reducción única adicional de 13% para 1996/1997 y un X de -3 para los siguientes tres años (véase el cuadro 3). Para 1997/1998 esto implicó una reducción anual en los precios de distribución de aproximadamente 4% por año desde la privatización.

CUADRO 3

PRECIOS DE DISTRIBUCIÓN (1990/1991=100)

1990/1991	1991/1992	1992/1993	1993/1994	1994/1995	1995/1996	1996/1997	1997/1998
100.0	100.7	101.5	102.3	103.0	88.6	77.1	74.8

SUMINISTRO

La fórmula inicial del suministro propuesta por el gobierno estaría vigente por cuatro años y no era tan generosa. Permitió a todas las empresas aumentar sus precios de suministro en línea con la inflación, es decir, X estaba fijado en 0 (véase el cuadro 4). El regulador fijó X en -2 para los siguientes cuatro años, implicando así una reducción anual durante el periodo hasta 1998 de 1.1% por año. Durante los ocho años transcurridos desde la privatización, los precios del suministro han caído sólo poco más de 1% por año. En el futuro, dado que los consumidores pronto podrán escoger a su proveedor, los cargos del suministro los determinará el mercado.

CUADRO 4

PRECIOS DE SUMINISTRO DE SEABOARD (1990/1991=100)

1990/1991	1991/1992	1992/1993	1993/1994	1994/1995	1995/1996	1996/1997	1997/1998
100.0	100.0	100.0	100.0	98.0	96.1	94.1	92.2

TRANSMISIÓN

La fórmula de transmisión propuesta por el gobierno estaría vigente por sólo tres años y X para la National Grid Company (NGC) era 0. Durante los siguientes cuatro años, hasta 1997, el Regulador fijó X en -3. Para 1997/1998 se impuso una reducción única de 20% y en los siguientes tres años X sería -4 (véase el cuadro 5). El resultado neto durante los ocho años subsecuentes a la privatización significó una reducción anual de aproximadamente 4% por año.

CUADRO 5
PRECIOS DE TRANSMISIÓN DE NGC (1990/1991=100)

1990/1991	1991/1992	1992/1993	1993/1994	1994/1995	1995/1996	1996/1997	1997/1998
100.0	100.0	100.0	97.0	94.1	91.3	88.5	70.8

EL IMPUESTO DE COMBUSTIBLE FÓSIL

El FFL era en gran medida preestablecido por el gobierno en 1990 para el periodo que concluía en 1998. La Comisión Europea dictaminó que era un subsidio injusto y sólo se permitió con tal de que se eliminara paulatinamente hasta 1998. Se le fijó en un 10%, es decir, 10% de todos los pagos de recibo de los consumidores se transfirieron a la empresa nuclear, Nuclear Electric. Inicialmente, el subsidio representó la mitad del ingreso de esta empresa, que entonces todavía pertenecía al sector público. Debe subrayarse que esto no significó que el monto de los recibos de consumo subiera 10% al privatizarse el servicio, sino sólo que se destinó 10% de los pagos de los consumidores a la empresa nuclear. El subsidio también se pagaba a otras fuentes de energía que no utilizaban combustibles fósiles (por eso su nombre), aunque esto representó sólo una parte pequeña, aunque creciente, del uso del FFL (todavía menos del 10%).

El sector nuclear se comportó mucho mejor de lo anticipado y sus plantas generan mucho más energía de lo que se esperaba. Como resultado, la mayoría de las nucleoelectricas se privatizaron en 1996 y el elemento nuclear del FFL se eliminó. Se redujo a 3.7% a partir del 1o. de noviembre de 1996 y a 2.2% desde el 1o. de abril de 1997.

LOS CONCEPTOS DE LOS RECIBOS

Si se acepta que el desglose del recibo por consumo residencial que se muestra en el cuadro 2 es razonablemente cercano al desglose para Seaboard en

1990, podemos identificar los conceptos de los recibos de los consumidores y entender cómo han evolucionado los costos de generación traspasados a los consumidores (véase el cuadro 6).

GENERACIÓN

Para entender los movimientos en los precios de generación es necesario examinar las fuentes de generación y sus determinantes del costo. Durante el periodo 1990-1998 la mezcla de generación estuvo dominada por cuatro fuentes que representaban aproximadamente 90% del mercado:

- La generación basada en carbón de dos grandes empresas: National Power y PowerGen;
- Las nuevas plantas de generación basada en gas que usan turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC) operadas por National Power y PowerGen;
- Nuevas TGCC pertenecientes a las REC que se autovendan energía, y
- El poder nuclear.

La generación basada en carbón. En 1990, la electricidad producida con el carbón proveniente de las minas británicas representaba aproximadamente el 70% de la generación. Se consideraba necesaria alguna protección temporal para la industria minera británica, que produce a precios superiores a los del mercado mundial. El gobierno impuso a National Power y PowerGen contratos para la compra de carbón británico hasta 1993. Esto les requería aceptar un volumen paulatinamente más pequeño de carbón (75 000 toneladas por año hasta llegar a 65 000), pero a precios que disminuyeron en términos reales 5% por año (14% total). En 1993 estos contratos se renovaron por cinco años más, con menores volúmenes (30 000 ton) y precios más bajos (22% en términos reales). Para 1997/1998 el carbón británico representaba aproximadamente 35% del mercado de generación. Desde luego, a partir del periodo de la privatización el precio del carbón británico se ha desplomado 30% en términos reales.

Las TGCC de National Power y PowerGen. El endurecimiento en 1990 de las regulaciones sobre las emisiones de gas de ácido implicaron que si PowerGen y National Power hubieran querido continuar operando sus plantas de carbón con los mismos factores de producción, hubieran tenido que adaptar equipo de *Flue Gas Desulphurisation* (FGD) a aproximadamente 12 gw de planta.

CUADRO 6
CONCEPTOS DE UN RECIBO

	1990/1991	1991/1992	1992/1993	1993/1994	1994/1995	1995/1996	1996/1997	1997/1998
Distribución	25	25.2	25.4	25.6	25.7	22.1	19.3	18.7
FPL	10	10	10	10	10	10	10	2.2
Suministro	6	6	6	6	5.9	5.8	5.6	5.5
Transmisión	5	5	5	4.8	4.7	4.6	4.4	3.5
TOTAL B	46	46.2	46.4	46.4	46.3	42.5	39.3	29.9
Recibo típico (€)	258	286	291	291	281	266	266	258
1990 diners (€)	258	276	271	267	250	231	225	211
1990=100 (A)	100	107.0	105.0	103.5	96.9	89.5	87.2	81.8
Generación (B-AN)	54	60.8	58.6	57.1	50.6	47.0	47.9	51.9

a. Las cifras se basan en las tarifas vigentes el 10. de abril de 1996 y no reflejan la reducción subsecuente en el FFL.

De hecho, cumplieron la meta de adaptar FGD a 6 GW de planta de generación basada en carbón y construyeron alrededor de 5 GW de nuevas TGCC, pedidas en 1990-1993. Las compañías argumentaron que las nuevas TGCC fueron competitivas con las plantas de generación basada en carbón cuando fueron ordenadas. Después de que fueron pedidas, de 1995 en adelante, el costo del gas se cayó de modo estrepitoso y ahora representa aproximadamente 40% menos en términos reales que cuando las plantas fueron ordenadas. No está claro en qué medida los contratos de gas han permitido a los generadores aprovechar los menores precios del combustible y hasta qué punto cualquier reducción en los precios del gas se ha transferido a los consumidores. Estas plantas ahora constituyen alrededor de 15% del mercado.

Las TGCC propiedad de las REC. Las REC pidieron su propias TGCC (aproximadamente 5 000 MW) en 1990-1992, principalmente para reducir su dependencia respecto a National Power y PowerGen. El Regulador examinó la situación económica de esas plantas en 1993 y concluyó que eran competitivas. Sin embargo, las plantas contrataron gas, en términos de tomar o pagar, por un periodo de 15 años a precios predeterminados y las REC se vendieron energía a sí mismas, generalmente en términos y volúmenes fijos. Como resultado, no han podido aprovechar la reducción en el precio del gas y ahora estas plantas producen energía a precios mucho más altos que los del mercado. Constituyen aproximadamente el 15% del mercado de la generación.

La energía nuclear. El comportamiento de las plantas nucleoelectricas ha sido una de las inequívocas historias de éxito de la privatización. Con sólo un aumento pequeño en la capacidad generadora, el sector nuclear elevó aproximadamente 50% su rendimiento y aumentó su participación en el mercado de alrededor de 17 a 25%. Este sector ya no requiere un subsidio del consumidor. Sin embargo, durante el periodo en que se le subvencionó (hasta 1997), era esencialmente un *price taker* (aprovechador de precios) y los beneficios de este mejor rendimiento no se pasaron a los consumidores.

Para el futuro, están construyéndose nuevas TGCC que producirán la energía a un costo significativamente más barato que las que operan ahora. Una combinación de costos de capital y precios de gas más bajos y eficiencias termales más altas significan que las turbinas que se ordenan ahora generarían aproximadamente 30% menos que las solicitadas en 1991.

En este sentido, una reducción de aproximadamente 10% en los costos que pagan los consumidores parece ser una pobre contrapartida. Ha habido caídas dramáticas en los precios del gas y el carbón, enormes mejoras en el comportamiento nuclear y una nueva tecnología dinámica, la TGCC, que estaba ines-

peradamente disponible. Ha habido reducciones fuertes, además, en la fuerza de trabajo de las empresas generadoras; en el caso de National Power y PowerGen, sólo alrededor del 25% de la nómina que tenían en 1990 todavía está empleada. Si se deja de lado que su participación del mercado es de un poco más de la mitad de lo que era en 1990, la productividad laboral parece haberse duplicado.

Si se consideran las ganancias de las dos grandes empresas generadoras basadas en los combustibles fósiles, se hace más evidente hacia dónde se han dirigido las utilidades producto de una productividad laboral mejorada y los precios de combustibles fósiles más bajos.

CUADRO 6
GANANCIAS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS
(millones de libras)

	1990/1991	1991/1992	1992/1993	1993/1994	1994/1995	1995/1996	1996/1997 ^a
National Power							
Rotación	3948	4141	4040	3281	3206	3133	2796
Ganancias	235	335	317	471	419	516	505
Ganancias/ rotación(%)	5.9	8.1	7.8	14.4	13.1	16.4	18.1
PowerGen							
Rotación	2412	2610	2544	2232	2255	2202	2105
Ganancias	116	223	248	359	334	371	450
Ganancias/ rotación(%)	4.8	8.4	11.1	16.1	14.7	16.8	21.4

LA COMPETENCIA PARA LOS PEQUEÑOS COMPETIDORES

Mientras que hasta el momento los pequeños consumidores han permanecido cautivos de su empresa local, los grandes consumidores han podido escoger a su proveedor; el más grande desde 1990 y los medianos desde 1994. Es difícil monitorear la información sobre los precios que han pagado porque sus compras se realizan mediante contratos individuales, que son confidenciales, en lugar de basarse en tarifas. No obstante, hay fuerte evidencia de que este grupo de consumidores se ha beneficiado mejor que los pequeños consumidores.

El Regulador y el gobierno están fijando sus esperanzas en que la competencia se traduzca en un trato mejor a los pequeños consumidores.

Todavía es muy temprano para determinar si éste efectivamente sería el caso, pero hay varios factores que pueden limitar los beneficios que corresponderían a los pequeños consumidores:

Los pequeños consumidores tienen un poder limitado del mercado. No tienen ni el tiempo ni los recursos para monitorear los precios y evaluar ofertas encontradas y no están dispuestos a cambiar de proveedor en forma frecuente.

Como resultado, es probable que los proveedores continúen tratándolos básicamente como cautivos y los primeros tenderán a pasar cualquier reducción del costo a los sectores más competitivos del mercado.

Los márgenes en el suministro de electricidad son muy pequeños para permitir reducciones significativas del precio. Si el mercado de la generación funciona sin problemas será difícil para un proveedor comprar energía más barata que otro, dejando a los proveedores en la competencia a competir en sólo 5% del importe de los recibos de los consumidores (los otros conceptos son cobros monopólicos normales).

Quizás como resultado, los ahorros disponibles para los pequeños consumidores sean muy reducidos —alrededor de 5 libras por año sobre un recibo anual de 250 libras— y pocos consumidores están mostrando interés en cambiar de proveedor. Mientras los beneficios pueden resultar pequeños, los costos de introducir la competencia —algunos obvios, otros no tanto— pueden ser significativos. Los sistemas informáticos necesarios para permitir a los consumidores cambiar de proveedores costarán 720 000 libras, o 30 libras para cada consumidor durante los próximos diez años. Sin embargo, si los pequeños consumidores realmente se vuelven móviles, buscando activamente al proveedor más barato, será mucho más difícil para los proveedores hacer contratos de energía de largo plazo. Esto, a su vez, hará muy riesgoso el negocio de la generación. Una empresa que construya una planta de energía no sabrá con más de un año de anticipación cuánta energía puede vender y en cuánto la venderá. Por lo tanto, la “prima de riesgo” para los préstamos para plantas de energía aumentará y, por supuesto, este costo adicional se transferirá a los consumidores.

CONCLUSIONES

Hay una falacia comúnmente aceptada de que la eficiencia en la industria del suministro de electricidad sólo empezó a mejorar después de la privatización. De hecho, antes la eficiencia había mejorado constantemente y, por ejemplo, a lo largo de los años ochenta, los costos no combustibles por unidad de rendi-

miento en la industria eléctrica estaban cayendo en términos reales en aproximadamente 2% al año. No fue hasta seis o siete años después de la privatización que la reducción neta en los costos de servicios monopólicos llegaron a ser equivalentes a ese porcentaje. No está claro cuánto tiempo pueden sostenerse las altas tasas de mejoramiento que en la actualidad se están imponiendo.

En los primeros tres a cuatro años después de la privatización, los consumidores obtuvieron muy pobres resultados del proceso, en gran parte debido a las muy débiles condiciones impuestas por el gobierno. En parte, esto se debía a las modestas metas de costo fijadas a los proveedores de servicios monopólicos. También se debió a los contratos entre las empresas generadoras y las REC, lo que aparentemente permitió que los costos de la generación trasladados a los consumidores aumentaran, a pesar de que los precios del carbón se desplomaron en términos reales.

Desde entonces, el Regulador ha empezado a dedicarse a regular los servicios monopólicos, forzando una reducción de precios, y esto representa la parte más importante de las bajas de precios que se han dado desde 1994/1995. Sin embargo, las empresas generadoras parecen haber sido capaces de retener muchas de las ganancias provenientes de los menores precios del combustible en forma de utilidades adicionales y los consumidores tienen que pagar por las malas decisiones de inversión de las REC respecto a la construcción de plantas generadoras de energía basada en gas, las cuales han resultado no ser económicas.

Para el futuro, el gobierno espera que la mayor competencia en el suministro a los pequeños consumidores redundará en un trato mucho mejor del que han tenido hasta ahora. Todavía queda por ver si éste efectivamente será el caso, pero hay argumentos significativos que sugieren que cualquier ganancia neta para los consumidores pequeños será reducida.