

Coyuntura y debate

COMENTARIOS A LA "PROPUESTA DE REFORMA ESTRUCTURAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA MEXICANA", PUBLICADO POR EL SECRETARIO DE ENERGÍA, DR. LUIS TÉLLEZ K.

STEVE THOMAS*

Las propuestas de reforma de la industria eléctrica mexicana están claramente basadas en la estructura y los mecanismos adoptados en Gran Bretaña en 1990, del modelo británico. Sin embargo, la estructura de la industria en este país ha evolucionado significativamente desde entonces y muchos de sus mecanismos han cambiado. La industria británica no se guía ya por el modelo británico. En particular, el mercado mayorista, donde se supone que se compraría y vendería la electricidad y que estaba destinado a ser el eje del sistema británico, ha fracasado, y está siendo remplazado. A pesar de ello, México está planeando adoptar un mercado mayorista casi idéntico al fallido *Power pool* inglés.

Los objetivos de las reformas británicas eran complejos y, en general, no estaban relacionados a problemas específicos de la industria eléctrica. Ésta era rentable, eficiente y ampliamente capaz de satisfacer sus propias demandas de inversión. Para México, parece ser que el principal objetivo es establecer un sistema que genere las grandes sumas de capital necesarias para satisfacer el rápido crecimiento de la demanda de electricidad. Es improbable que un sistema diseñado para alcanzar las metas de Gran Bretaña sea apropiado para satisfacer las muy diferentes necesidades de México.

El modelo británico se basaba en la separación de actividades potencialmente competitivas, es decir, la generación y suministro de electrici-

* Investigador del SPRU, Universidad de Sussex, Inglaterra.

dad a los usuarios finales, de las actividades monopólicas, o sea, la operación de las redes de transmisión y distribución. Los precios de los servicios monopólicos se fijarían mediante la aplicación de reglas estrictas, mientras que los correspondientes a las actividades competitivas los establecería el mercado. En Gran Bretaña, las actividades monopólicas están actualmente en manos de empresas separadas, pero las generadoras están absorbiendo a las compañías que abastecen de electricidad a los usuarios. Es probable que esto reduzca significativamente la competencia y si se permiten las fusiones y adquisiciones en las compañías generadoras, esto podría dejar a Gran Bretaña con un sector de generación eléctrica no competitivo.

México necesitará crear un gran número de empresas generadoras y distribuidoras de electricidad, y esto puede hacer que la privatización se postergue hasta, por lo menos, el año 2003. Si se fundan las suficientes empresas generadoras para que haya competencia en esta área, éstas serán pequeñas y vulnerables a las adquisiciones y fusiones. Al igual que en Inglaterra, puede resultar difícil resistirse a la presión de permitir que las empresas generadoras adquieran a las de distribución. Esto reduciría la presencia de fuerzas competitivas que pudieran haber en la industria eléctrica.

Se pretendía que el *Power pool* permitiera desarrollar la competencia en la generación de electricidad en Gran Bretaña. Sin embargo, la combinación de factores, como un mal diseño, un *software* inadecuado y el predominio de contratos rígidos de largo plazo para la venta de la mayor parte de la energía, ha tenido como consecuencia que nunca se haya podido confiar en el mercado mayorista, y que éste no haya desempeñado un papel importante en la fijación de los precios. Este sistema se encuentra ahora en el proceso de ser reemplazado por una estructura de mercado muy diferente. A pesar del fracaso del *Power pool* en Gran Bretaña, el mercado mayorista que se propone para México es casi una copia exacta de aquél. Es casi inconcebible que México pueda seguir adelante con tan desacreditada estructura de mercado, por lo que esta parte de la propuesta se tendrá que reformular. Los contratos de largo plazo para las ventas de energía eléctrica son aún los que predominan en Gran Bretaña porque reducen el riesgo económico que implican los cambios de precios impredecibles tanto para las empresas generadoras como para las suministradoras de electricidad. Puede ser que cualquiera que sea la forma de mercado de corto plazo que se elija, los contratos de largo plazo (o la integración de generación y suministro) seguirán predominando.

La experiencia británica sugiere que de cualquier forma que las empresas eléctricas sean privatizadas, a menos que el gobierno mexicano tome estrictas medidas para evitar adquisiciones foráneas, la industria de electricidad de México caerá muy rápidamente en manos extranjeras. No está claro si semejante situación sería políticamente aceptable para el pueblo mexicano.

El precio de la electricidad en Gran Bretaña ha bajado en alrededor de 11% desde que se anunció la privatización.¹ Esto fue en gran medida el resultado de las reducciones en los precios de monopolio que impuso la Autoridad Reguladora. Si los precios de los combustibles fósiles no hubieran bajado en términos reales en más de 30% desde que se dio la privatización, es probable que el costo de la generación de electricidad se hubiera incrementado de modo considerable, anulando las ganancias obtenidas por los precios de monopolio. La imperiosa necesidad de invertir en la red de México significa que probablemente no se podrán reducir los precios de monopolio en México después de la privatización. A no ser que los precios de los combustibles fósiles sigan bajando, el costo de la generación de electricidad subirá para pagar las ganancias adicionales que exigen las empresas privatizadas y también las altas tasas de interés que la construcción de las nuevas plantas de energía va a generar en un mercado de la electricidad competitivo. En síntesis, es probable que la privatización en México tenga como resultado un aumento considerable del precio de la electricidad.

En la propuesta de reforma de México no se dice nada sobre los niveles probables de empleo en la industria eléctrica después de la privatización. La experiencia británica muestra que la pérdida de empleos será grande, aunque se verá compensada, hasta cierto punto, por los que se generarán con la construcción de nuevas plantas de energía y extensiones de la red.

La experiencia con el modelo británico sugiere que si éste se instrumenta en México hay un alto riesgo de fracaso. En términos reales, es improbable que la privatización pueda tener lugar antes del 2003, lo que es demasiado tarde para resolver los problemas inmediatos de falta de capital de inversión en la industria eléctrica de México. La experiencia británica sugiere con fuerza que la privatización va a traer un alza, no una baja, de los precios de la electricidad en México. Si los aumentos de precios se dieran ahora y las empresas existentes recibieran estas entradas adicionales, es probable que estos ingresos extraordinarios permitan resolver los problemas inmediatos. Esto daría tiempo para planear un proceso de reforma más adecuado, que se pudiera aplicar para satisfacer los objetivos de largo plazo y mejorar la eficiencia de la industria eléctrica de México.

INTRODUCCIÓN

En febrero de 1999 el Secretario de Energía de México publicó la "Propuestas de la reforma estructural de la industria eléctrica en México". Queda claro que estas propuestas se basan casi por completo en la

¹ Esto tuvo lugar durante un periodo de casi diez años. Nota de la editora.

estructura y los mecanismos que se adoptaron en Gran Bretaña en 1990, el *modelo británico*. El propósito de este informe es comentar la experiencia de Gran Bretaña en cuanto a la instrumentación de esta estructura y sus mecanismos y, a partir de ahí, obtener conclusiones sobre qué tan apropiado es el modelo británico para México.

El modelo británico que se adoptó en Gran Bretaña en 1990 ha evolucionado considerablemente desde entonces, y el modelo de hoy difiere significativamente de aquél. De especial preocupación es la propuesta que sugiere que México adopte un *Power pool* o mercado mayorista casi idéntico al que se aplicó en Gran Bretaña como medio principal para comercializar la electricidad. La experiencia de este país con el *Power pool* ha sido muy mala, los precios han variado de manera impredecible y han sido manipulados por las empresas generadoras. Esto ha tenido como resultado una baja credibilidad en el mercado mayorista de electricidad en Gran Bretaña, e incluso antes de la publicación de la propuesta de reforma del sector eléctrico en México, ya se había decidido abandonar el *Power pool* y remplazarlo con mecanismos de comercialización totalmente diferentes. Estos mecanismos están siendo difíciles y costosos de definir y desarrollar. La forma definitiva del nuevo mercado no está clara todavía, y tomará al menos dos años antes de que se establezcan los nuevos mecanismos de comercialización.

OBJETIVOS DE LA REFORMA

Antes de examinar las propuestas en detalle, es importante analizar los motivos que hay detrás de los cambios que se sugieren. En Gran Bretaña, las reformas fueron impulsadas por una compleja serie de objetivos, la mayoría de los cuales tenía poco que ver con los problemas específicos del abastecimiento de electricidad. En el momento de la privatización, el abastecimiento de electricidad era muy confiable, su costo era comparable al de otros países de Europa, la industria podía fácilmente satisfacer sus necesidades de inversión, fundamentalmente con sus ingresos, y era una industria rentable. Las reformas fueron impulsadas desde las más altas esferas del gobierno, por la primera ministra Margaret Thatcher, la privatización de la electricidad era parte de un programa mucho más amplio para transferir las empresas públicas a manos privadas. Esto se hizo porque en el gobierno se tenía la creencia de que las empresas privadas eran inevitablemente más eficientes que las públicas. Un segundo objetivo, común en otras privatizaciones en Gran Bretaña, era obtener ingresos con la venta de las empresas. La privatización de la electricidad significó ingresos de 25 000 millones de dólares estadounidenses para el erario de Gran Bretaña. Esto permitió al gobierno reducir la tasa estándar del impuesto a la renta en un 1% un año antes de las elecciones generales.

Un tercer objetivo, también común en el programa de privatización en general, fue reducir el poder de los sindicatos en Gran Bretaña. Éstos eran particularmente fuertes en las industrias nacionalizadas. Al fraccionar estas empresas, venderlas e introducir la competencia, el gobierno creía que el poder de los sindicatos disminuiría significativamente.

La estructura misma y los mecanismos adoptados fueron claramente diseñados para promover la eficiencia en la industria, pero estaban restringidos por los objetivos políticos globales. De ahí que mantener la industria como propiedad pública no era una opción y las propuestas tenían que estar planteadas de tal manera que las nuevas compañías pudieran venderse por una gran suma de dinero. Esto limitó el grado en que se pudo introducir la competencia.

No está claro si hay también objetivos políticos más amplios detrás de las propuestas mexicanas. En la propuesta de reforma la necesidad de invertir para satisfacer la creciente demanda de electricidad constituye el principal objetivo. Se basa en la suposición de que la demanda crecerá, por lo menos, 6% al año, durante los seis años (alrededor del 40%) siguientes a la publicación de ese documento, lo que significa que se necesitan 13 GW provenientes de nuevas plantas generadoras. También se detecta la necesidad de una inversión importante en la transmisión y distribución de la electricidad. Según los estándares europeos, 6% al año es una tasa muy alta de crecimiento de la demanda. En las últimas dos décadas, en Gran Bretaña ha crecido 1% al año o menos. En 1990, el conjunto de plantas generadoras de ese país eran modernas y confiables y si bien había necesidad de invertir para disminuir los impactos sobre el medio ambiente, la necesidad de inversión global para el área de generación de energía era baja y podría haber sido fácilmente cubierta por las empresas de propiedad gubernamental. El sistema de transmisión estaba completo, tenía una capacidad adicional importante y el sistema de distribución también era muy bueno. Tanto el sistema de transmisión como el de distribución estaban en buen estado de conservación. Por lo tanto, las necesidades de inversión en transmisión y distribución eran muy pocas.

En resumen, los objetivos de la privatización eléctrica en Gran Bretaña parecen ser muy diferentes de los de México, a la vez que las necesidades de la industria británica, especialmente las de inversión, eran muy diferentes a las que tiene México. Parece improbable que la solución utilizada en relación con los objetivos de la privatización y las necesidades de la industria eléctrica en Gran Bretaña vaya a ser la adecuada para México.

LA ESTRUCTURA

Principios

La propuesta de estructura para México se basa en los mismos principios directrices de las reformas en Gran Bretaña. La industria debe estar dividida en cuatro actividades diferentes:

- generación—operación de las plantas generadoras;
- transmisión—operación de la red nacional de alto voltaje;
- distribución—operación de la red local de distribución de bajo voltaje, y
- abastecimiento—un número importante de empresas competidoras deberá participar en este sector. Los precios para actividades que son monopolios naturales, como la transmisión y la distribución, deberá establecerlos un cuerpo regulatorio independiente.

Hay dos principios fundamentales en esta estructura. Primero, se identifican las actividades que pueden ser competitivas, generación y abastecimiento, y sus precios los deberá fijar el mercado. Para que los mercados puedan funcionar de manera fluida, es necesaria la presencia de un gran número de empresas que compitan en estos sectores. Los precios para las actividades que son monopolios naturales, como la transmisión y la distribución, debe fijarlos un organismo regulador independiente.

Segundo, para evitar abusos provenientes del poder del mercado, se debe desintegrar² la industria. Es decir, a las empresas que operan en un sector de la industria eléctrica no se les debe permitir que lo hagan en otros.

Experiencia en Gran Bretaña

Aun cuando esta estructura sigue los principios teóricos del libre mercado, en la práctica no ha sido posible instrumentarla en Gran Bretaña. Antes de la privatización, la generación y transmisión las realizaba una compañía estatal, la *Central Electricity Generating Board* (CEGB). La distribución y el abastecimiento estaba a cargo de 12 empresas regionales, las *Area Boards*, también de propiedad estatal.

En el área de generación, el fallido intento de diseñar una estructura que permitiera la venta de las plantas de energía nuclear tuvo como consecuencia que sólo se crearan dos grandes empresas generadoras a partir de la CEGB, la *National Power* y la *PowerGen*. Entre las dos completaban una participación en el mercado de 80% (el resto era nuclear e importaciones de Francia y Escocia). Otra razón práctica para haber

² Lo que en la jerga de la industria del suministro eléctrico significa separar las funciones de *generación*, *transmisión* y *distribución*. Nota de la editora.

creado sólo dos empresas es que hubiera sido difícil crear un gran número de empresas en un corto tiempo.

Esto ha generado permanentemente problemas al Regulador Británico debido al poder de mercado que tienen las dos grandes compañías. En 1999 surgieron varias empresas nuevas de generación de electricidad y la participación conjunta de las dos grandes compañías bajó a sólo 30%. A pesar de esto, la Autoridad Reguladora siguió pensando que estas dos grandes empresas estaban manipulando los precios en el *Power pool* y adoptó nuevas medidas para reducir la participación en el mercado de las mismas.

En la transmisión de energía eléctrica se creó una nueva compañía, la *National Grid Company* (NGC), a partir de la CEBG. En un principio estuvo en manos de las compañías de distribución (mencionadas más adelante) y tenía poca capacidad de generación. Ahora es una empresa totalmente independiente y no se le permite generar ni vender electricidad de ninguna manera.

Las 12 empresas Area Boards fueron privatizadas, sin hacerles cambio alguno, y se les denominó Regional Electricity Companies (REC, Compañías Regionales de Electricidad); empero, se les exigió que llevaran una contabilidad separada de sus negocios de distribución y de abastecimiento. También se les exigió que no obtuvieran más de un 15% de su energía de plantas de las que fueran propietarios de acciones. Las REC rápidamente construyeron nuevas plantas de energía, hasta el límite permitido, y estas empresas son los nuevos y principales participantes del área de generación. Una de las REC, Eastern, es ahora la más grande generadora de electricidad en Gran Bretaña, con una participación en ese mercado de casi 10 por ciento.

En 1998, la preocupación del Regulador era que, a pesar de la contabilidad separada, las REC usaban sus negocios monopólicos de distribución para subsidiar injustamente a los de abastecimiento. Esta autoridad propuso que la separación de los dos negocios fuera más radical, quizá con la exigencia de que las REC se dividieran en dos empresas totalmente separadas. Aún no está claro qué tan radical va a ser el requisito de separación establecido por el gobierno.

En 1996 las dos grandes empresas de generación trataron de comprar una REC, pero el gobierno se los impidió, basándose en que esto les daría demasiado poder de mercado. Sin embargo, en 1999 obtuvieron el permiso y cuatro de las REC son actualmente propiedad de empresas con importantes intereses en generación. Otras tres REC han vendido sus negocios de abastecimiento a empresas generadoras, reteniendo sólo el negocio de distribución. De las cinco REC restantes una, Eastern, se ha convertido en una importante empresa de generación de electricidad, mientras que los dueños de por lo menos dos de las empresas que quedan estarían, al parecer, buscando compradores, que se espera sean del área de generación.

Es probable que en unos pocos años la estructura de la industria británica sea la que se describe a continuación. Habrá cuatro o cinco grandes empresas de generación de electricidad, que serán dueñas de la mayoría, si es que no de todas, las 12 empresas originales de abastecimiento de Gran Bretaña. En el sector de distribución probablemente habrá un gran número de fusiones y tal vez queden media docena de compañías que se especialicen en la operación y mantenimiento de las redes (quizás incluyendo agua, gas y otros servicios). La NGC seguirá, en gran medida, conservando su forma actual.

Esta estructura no es ideal. Los sectores monopólicos de la industria van a estar claramente separados y permitirán un acceso amplio a nuevos participantes en las áreas de generación o de abastecimiento de electricidad. Sin embargo, ambas actividades estarán integradas y en manos de un número reducido de empresas. Esto podría significar que el mercado de mayoreo o *Power pool* y los contratos de largo plazo dejarán de ser importantes porque serán las empresas generadoras las que venderán la energía directamente a sus clientes. Esto hará que la generación de electricidad sea menos competitiva porque el precio no se fijará cada 30 minutos, como fue planeado, sino que, en el mejor de los casos, anualmente, cuando se negocien los contratos con los usuarios finales. También será difícil para los nuevos participantes en el área de la energía entrar al mercado, pues esto será posible sólo si tienen usuarios a quienes vender energía.

El otro gran problema que puede surgir es que habrá muy pocas empresas en la generación y abastecimiento de electricidad para que pueda haber una verdadera competencia. Si hay nuevas fusiones entre las cuatro o cinco empresas restantes, quizá sólo queden tres y se corre el riesgo de que éstas no compitan de manera importante.

Hay varios elementos prácticos detrás de estas desviaciones de la estructura deseada. Si se estableciera un mercado de generación de electricidad, como se pensó en 1990, con múltiples participantes y precios que se fijaran cada 30 minutos, esto haría que el negocio fuera en extremo riesgoso. Si una compañía generadora construyese una planta no sabría cuánta energía podría vender y a qué precio. Este riesgo se puede reducir suministrando energía directamente a los usuarios con base en contratos anuales en lugar de venderla en el tan competido mercado de mayoreo.

El otro problema es que el abastecimiento probablemente no es viable como negocio separado. El abastecimiento representa sólo una pequeña parte en las cuentas de electricidad (1-4%) y el ingreso por tener nuevos clientes es muy reducido para justificar los gastos que significaría competir por ellos. En Gran Bretaña no ha surgido ninguna empresa grande de abastecimiento que compita con las REC.

Las propuestas mexicanas

Las propuestas de México siguen muy de cerca la lógica de la estructura británica de 1990, y parecen no haber tomado en cuenta en absoluto los posteriores desarrollos en Gran Bretaña.

Se espera que el área de generación, actualmente propiedad en su mayor parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), quede en manos de varias compañías nuevas. El número exacto no se ha especificado, pero se ha dicho que será el suficiente para asegurar una importante competencia total. Esto sugiere que se crearán al menos seis compañías, las cuales inicialmente serán propietarias de no más de 5 GW de centrales generadoras. Esto significaría, según los estándares internacionales, que serían empresas más bien pequeñas. Parece improbable que estas numerosas empresas puedan sobrevivir, a menos que sean filiales de empresas extranjeras. Sin embargo, crear seis o más compañías y que éstas tengan una historia registrada (los inversionistas son renuentes a pagar mucho por una compañía desconocida) tomará algún tiempo. En la propuesta de reforma en la industria eléctrica mexicana se pretende que la privatización se inicie a fines del 2000. Esto es ahora poco realista. Incluso si las propuestas se adoptaran ahora y se instrumentaran lo más pronto posible y razonable, parece difícil que la privatización pueda llevarse a cabo antes de tres años.

Para las áreas de distribución y abastecimiento, las propuestas difieren un poco de las que se adoptaron en Gran Bretaña. Este país tenía un cronograma definido, expuesto al público, con el que los usuarios podían elegir su suministrador de electricidad. La competencia se planificaba a lo largo de ocho años, dándole oportunidad inmediatamente a los grandes usuarios (5 000, que representaban 30% de las ventas de electricidad). No hay espacio aquí para discutir si dar a todos los usuarios la opción de elegir a su suministrador sea la mejor forma de reducir el precio final de la electricidad. Sin embargo, en Gran Bretaña hay poca evidencia de que los usuarios estén interesados en participar en el mercado cambiando frecuentemente de suministrador de electricidad.

Las propuestas mexicanas son menos ambiciosas que las adoptadas en Gran Bretaña y, al igual que éstas, las de México pretenden que 30% del mercado (350 usuarios) tengan de inmediato la opción de elegir. Estos usuarios "elegibles" estarían en condiciones de decidir comprar a cualquiera de las empresas de distribución y generación recién creadas. Sólo hay declaraciones vagas sobre el alcance de la competencia en cuanto a los usuarios más pequeños. Esto puede ser razonable dada la poca probabilidad de que nuevas compañías vengan a competir a México en este sector de suministro de electricidad a pequeños usuarios, especialmente los más pobres. Dado que el abastecimiento seguirá siendo un monopolio para un 70% del mercado, con precios fijados por el regulador, no parece haber ninguna justificación para crear compañías de distribución y abastecimiento de forma separada.

La propuesta es que los negocios de distribución y abastecimiento de electricidad de la CFE y de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC), se dividan en varias empresas regionales nuevas de distribución de electricidad. Para los fines de la reglamentación, es conveniente crear varias empresas, por lo menos seis, de modo que el regulador pueda evaluar el desempeño de éstas, mediante comparaciones entre ellas (la así llamada "regulación por vara de medir").

Al igual que con la generación, si las compañías han de venderse por una suma que refleje su valor, habrá un periodo de al menos tres años para instalar estas empresas y para que establezca un registro de operación.

Para el sector de transmisión, hay algunas complicaciones en México debido a la existencia de algunas redes aisladas. Sin embargo, la mayoría de los consumidores está conectada a la red principal y, como en Gran Bretaña, se sugiere la creación de una red nacional, cuya única actividad sería la transmisión. Es importante señalar que la NGC en Gran Bretaña fue muy subvaluada al momento de la privatización. Se le dio un valor nominal de 1.3 miles de millones de dólares cuando se transfirió a las REC. Cuando éstas vendieron sus acciones seis años más tarde, el valor aparente de la empresa había aumentado por un factor de seis, a pesar de que su negocio no había crecido.

EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

El Power pool de Gran Bretaña

La pieza central del modelo británico fue el *Power pool*. Los dueños de plantas de energía hacían ofertas correspondientes a periodos de 30 minutos del siguiente día con 24 horas de anticipación. La NGC clasifica estas ofertas por nivel de precio y, con base en las predicciones sobre la demanda para cada uno de estos periodos de 30 minutos, selecciona las más baratas para satisfacer la demanda total. El precio del *pool* lo fija la oferta exitosa más alta, el precio marginal del sistema (PMS). Sólo puede entrar a operar la planta generadora que haya hecho la oferta que tuvo éxito y los compradores de electricidad al mayoreo deben comprarla al *pool*. En teoría, los usuarios finales pueden comprar el *pool*, pero muy pocos han tomado esta opción. Sin embargo, como se podrá ver en la siguiente sección, se permiten contratos bilaterales entre generadores y compradores al mayoreo, lo cual significa que, aun cuando los generadores y proveedores nominalmente compran y venden a través del *pool*, el precio fijado por éste es irrelevante para la energía que se compra conforme a estos contratos.

Un rasgo particular del mercado mayorista fue agregar al precio del *pool* lo que con frecuencia se denomina "término de la capacidad". El propósito de esto es proporcionar una suma adicional a los generadores cuando la diferencia entre oferta y demanda es pequeña. En términos

matemáticos, se calcula usando la probabilidad de pérdida de carga o LOLP³ (la probabilidad de que el volumen de oferta de las plantas no sea suficiente por averías o porque sea mayor que la demanda esperada para asegurar que ésta se cubra). Esto se multiplica por el valor de la carga perdida o VOLL⁴ (el volumen que los usuarios estarían dispuestos a pagar para asegurar que el abastecimiento se mantenga). En Gran Bretaña éste se estima actualmente en 4 dólares/kWh. Para dar un ejemplo, si la demanda calculada fuera de 5 GW y 10 GW de las plantas se pusieran en el *pool*, el LOLP sería efectivamente cero y el pago de capacidad también sería cero. Si se estima que la demanda va a ser de 9.9 GW y la oferta es de 10 GW, el LOLP podría ser de 0.5 y el pago de la capacidad sería de 2 dólares/kWh. Si la oferta no fuera suficiente para cubrir la demanda, el precio del *pool* subiría a un nivel máximo (llamado *cap*) de 4 dólares/kWh.

Con el transcurso del tiempo ha cambiado la justificación oficial sobre la capacidad. En un inicio, su propósito era proporcionar al mercado una señal de precios de que una mayor capacidad sería rentable. Más adelante se dijo que daba ingresos a los dueños de aquellas plantas que operan sólo unas pocas horas al año, durante las horas de demanda máxima, y que esto sería suficiente para cubrir los costos fijos de mantener tales plantas en funcionamiento.

Para los críticos era ésta una explicación ingenua de economía, propia de un nivel preuniversitario. Esta evaluación ha resultado correcta y los generadores han manipulado los pagos de la capacidad para obtener utilidades excesivas. Los generadores pueden decidir no poner en oferta todas sus plantas y pueden estrechar la diferencia entre la oferta y la demanda y así estimular los pagos de la capacidad. Actualmente en Gran Bretaña se hacen grandes pagos por capacidad incluso en periodos de baja demanda, durante el verano. Esto debido a que las empresas generadoras no van a poner en funcionamiento sus plantas si no hay posibilidades reales de que se les necesite; por tanto, sólo estarán listas para funcionar aquellas plantas que se requieran.

Los defensores del mercado mayorista de electricidad siempre lo presentan como una opción que se consideró cuidadosamente, cuando en realidad fue una solución de arreglo que se vio afectada por problemas prácticos. La CEGB argumentaba que si no se mantenía un Despacho Central para todas las plantas, la eficiencia económica se perdería. Los defensores del mercado libre estaban a favor de un "mercado *spot*, paralelo", que se usaría para vender energía de manera marginal, y que fijaría un precio de mercado para el abastecimiento por contrato. El *pool*

3 Loss of Load Probability, LOLP. Nota de la editora.

4 Volume of Lost Load, VOLL. Nota de la editora.

fue un arreglo entre estos intereses. Otro problema que surgió fue que después de un año de desarrollar el nuevo *software* para el *Power pool* se advirtió, seis meses antes de que el sistema entrara en funcionamiento, que dicho *software* no se terminaría a tiempo. El viejo *software* de despacho de carga de CEGB (en ese entonces de unos 20 años de vida) tuvo que ser adaptado rápidamente. Éste ha resultado inapropiado para el propósito, además de poco confiable.

El precio del *pool* fluctúa mucho y aparentemente sin que tenga que ver con la demanda, a veces por problemas con el *software*, y otras por la manipulación de las empresas generadoras. Esto trae como resultado que los compradores no confían en el mercado mayorista y optan por comprar energía mediante contratos de largo plazo. Estos no están determinados por precios anteriores del *pool*, y el precio fijado por el contrato tampoco tiene en absoluto relación con el precio corriente del mercado mayorista. En breve, el *pool* no da un precio de referencia como se esperaba.

Como resultado de esto, para 1998 se había decidido abandonar el *Power pool* y remplazarlo con una forma de mercado muy diferente (conocida como Convenios Revisados para la Venta de Electricidad o RETA). Ésta aún se está desarrollando y los detalles todavía no están del todo claros. Sin embargo, el principio básico es que el mercado sería voluntario. Las empresas generadoras que desearan usar sus plantas no tendrían que hacer ofertas en el mercado. Tendrían simplemente que informar a la NGC su intención de operar. Los contratos se autorizarían hasta 24 horas antes. Entonces las empresas generadoras ofrecerían energía (precio y cantidad) vía computadora. Los compradores podrán optar por aceptar estas ofertas y hacer el trato de manera bilateral, al precio establecido. Cuatro horas antes, la NGC se haría cargo de equilibrar el sistema, deshaciéndose de cuellos de botella, etc. En estas negociaciones no habría precio de referencia y si las empresas generadoras optaran por no vender energía en el mercado, no habría venta alguna.

El *software* tendrá que ser diseñado especialmente, y se calcula que los RETA no se pondrán en marcha cuando menos durante dos años más. Está por verse si tendrá más éxito que el *Power pool*.

Las propuestas mexicanas

El mercado de electricidad al mayoreo (MEM) propuesto es una copia casi exacta del *Power pool* o mercado mayorista de energía británico. Se han rebautizado algunos de los elementos; por ejemplo, el precio marginal del sistema pasa a ser la última oferta aceptada (LAO), pero las definiciones son las mismas. En el MEM el precio se fijaría cada hora en lugar de cada 30 minutos. El único cambio significativo es la propuesta de introducir un factor K. Su propósito es estimular la construcción de capacidad adi-

cional. Ésta se pagaría con una suma adicional sobre una base anual sólo por estar en servicio. No está claro si esta nueva capacidad estaría obligada a hacer ofertas en el *pool* cuando se requiriera de ella. El factor K quedaría establecido por alguna forma de subasta, abierta a constructores potenciales de nueva capacidad de generación. Se estima que en la medida que el MEM se establezca, la necesidad del factor K desaparecerá.

Las propuestas son todavía esquemáticas y difíciles de evaluar. Sin embargo, no está claro por qué sería necesario tener dos formas diferentes de pago de la capacidad, del factor K y del mecanismo LOLP mencionado más arriba.

Es difícil entender por qué la propuesta de cambio estructural en la industria eléctrica mexicana ha recomendado el mecanismo del *Power pool*, que ya ha sido desacreditado y que se busca reemplazarlo en su país de origen, Gran Bretaña. Es inconcebible que México siga adelante con la propuesta del mercado mayorista de energía eléctrica, y este elemento de la propuesta tendrá que repensarse en su totalidad.

Cualquiera que sea la forma de mercado que se elija, habrá un problema de desarrollo de *software*. Considerando la experiencia británica de 1989 y luego la de las propuestas de los RETA, el diseño de un nuevo *software* para un mercado de energía tomará por lo menos dos años, aun cuando los principios básicos del mercado se hayan definido. Es muy poco probable que se pueda comprar un *software* para el mercado de energía, y esto sugiere que aun cuando se tome una decisión rápida sobre la forma del mercado, no será posible instrumentar un nuevo sistema en México antes del año 2003.

EL MERCADO DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO

Gran Bretaña

En Gran Bretaña se supuso que sería necesario tener acuerdos o contratos de compra de energía, de modo que los compradores de energía quedaran protegidos de movimientos impredecibles en el *Power pool*. Sin embargo, se esperaba que los contratos no serían de larga duración, quizá de un año o dos. Asimismo, los precios de los contratos tendrían como referencia el último precio del *pool*, y se moverían hacia arriba y hacia abajo, pero no muy abruptamente, de acuerdo con el precio del mercado mayorista. El precio del *pool* sería una referencia que mandaría fuertes señales al mercado de contratos.

Sin embargo, con el objeto de dar alguna estabilidad a las nuevas empresas y evitar que estuvieran muy expuestas a un mercado no probado, el gobierno impuso contratos de transición a las empresas generadoras y distribuidoras de energía, que cubrieron la mayor parte de sus necesidades de energía (alrededor del 70%) en los primeros tres años. El resto de las necesidades de estas empresas (15-20%) lo cubrieron en gran parte las plantas nucleares, que todavía son tomadoras de precios, sin

participación en el mercado. Estos contratos de transición también estuvieron relacionados con la compra de carbón de las minas de Gran Bretaña, con el objeto de dar a la industria británica del carbón alguna protección durante dicha transición. De esta manera, durante los primeros tres años el mercado mayorista de energía eléctrica tuvo poca relevancia porque muy poca energía se compró y vendió a los precios del *pool*. Estos contratos fueron conocidos como contratos por diferencias (CfDs) porque, según sus términos, cualquier diferencia entre el precio del *pool* y el del contrato se fija de manera bilateral entre el comprador y el vendedor.

La protección transicional de la industria del carbón siguió durante otros cinco años, correspondiente en ese periodo a alrededor del 50% del mercado. Para entonces, la energía nuclear representaba casi un 25% y los REC habían construido sus propias plantas de energía, abasteciendo alrededor del 10% del mercado. Típicamente los dueños de estas plantas vendieron la energía a ellos mismos con contratos por diferencias a 15 años. Así, entre 1993 y 1998, la mayor parte de la energía se siguió comprando y vendiendo a precios que no tenían relación con el precio del *pool*.

Esto dejó poco espacio para nuevos participantes en el mercado de la generación porque las REC estaban ya totalmente comprometidas contractualmente con la demanda de energía. Los defensores del modelo británico sugieren frecuentemente que numerosos productores independientes han entrado al mercado de la generación. Sin embargo, las empresas consideradas independientes eran de hecho REC y no competidores independientes genuinos.

Desde 1998 el anuncio del retiro del *pool*, el cambio de propiedad de las REC y la incertidumbre en cuanto al impacto de la introducción de la competencia en el abastecimiento para los usuarios finales ha hecho que las empresas de abastecimiento estén renuentes a hacer grandes adquisiciones de energía. Actualmente la energía se compra y se vende con base en la continuación de los términos aplicados entre 1993 y 1998. Por lo tanto, la experiencia británica no da todavía información clara respecto al cómo se comportaría un mercado de contratos de energía.

Las propuestas mexicanas

Como en Gran Bretaña, los contratos transicionales a tres años están concebidos para cubrir la venta de la mayor parte de la producción de las nuevas compañías generadoras. Éstos serían del tipo de contratos por diferencias, de modo que para los primeros tres años se negociaría un bajo volumen de energía en el MEM. Sin embargo, una importante diferencia sería que en el periodo de tres años se espera que la demanda crezca 20% y las empresas de distribución tendrían que comprar esta energía adicional del mercado.

Con las propuestas de factor K parecería que el incentivo para la participación de nuevas empresas generadoras en el mercado serían los pagos del factor K y los ingresos del MEM. Esto puede parecer algo ingenuo. Es muy poco probable que un nuevo participante en el mercado pueda justificar el riesgo de construir una nueva planta (a menos que los pagos del factor K fueran muy grandes) sobre la base de un mercado que no ha sido probado, el MEM, en el cual se estaría vendiendo realmente muy poca energía. En realidad, las empresas generadoras tendrían un importante incentivo y los medios para mantener el precio del MEM muy bajo y disuadir a las nuevas empresas generadoras a que participen en el mercado.

Un medio mucho más probable de participación sería que las empresas de distribución hicieran contratos de largo plazo con los nuevos participantes, probablemente como contratos por diferencias. En estas circunstancias, no está claro por qué estos contratos no cubren el costo total de construcción de estas plantas; los pagos del factor K son, al parecer, un instrumento innecesario, para el cual el mercado podría encontrar la forma de mal usarlo.

ASUNTOS SOBRE LA PROPIEDAD

Gran Bretaña

En Gran Bretaña hubo la preocupación, hasta antes de la privatización, de que las nuevas empresas las adquirieran compañías extranjeras que las usarían para optimizar sus ganancias en detrimento de la seguridad del abastecimiento. Por lo tanto, todas las empresas se vendieron por flotación, asignándose una importante cantidad de acciones a inversionistas británicos particulares e imponiendo fuertes restricciones a la cantidad que podían comprar las empresas extranjeras. Por supuesto que esto dio poca protección de largo plazo porque los inversionistas británicos estarían en libertad de vender su parte a los inversionistas foráneos. Así, también hubo una disposición denominada Golden Share (Acción Dorada) según la cual el gobierno británico podía impedir la adquisición de las empresas. La protección Golden Share se le dio indefinidamente a National Power, PowerGen y NGC; sin embargo, las REC la tuvieron sólo por cinco años. Cuando aquélla venció, todas las REC se pusieron en oferta para ser adquiridas en los siguientes 18 meses. Las ofertas de National Power y PowerGen fueron bloqueadas por el gobierno, pero 11 de 12 empresas se vendieron en ese momento. A partir de entonces varias de ellas han cambiado nuevamente de propietario.

National Power y PowerGen son ahora empresas mucho más pequeñas que cuando fueron privatizadas. Han perdido participación en el mercado debido a las plantas construidas por las REC, y por la energía adicional que se produce en el sector nuclear. También han sido obliga-

das por el regulador a vender un gran volumen de su capacidad (6 000 MW en 1995 y 8 000 MW en 1999) con el objeto de reducir su influencia en los precios del *pool*. La National Power está ahora pasando por algunas dificultades y se rumorea que se pondrá a la venta. Como tiene sólo alrededor de un 12% de participación en el mercado, sería difícil argumentar que es un activo nacional estratégico y es posible que el gobierno decida no bloquear ninguna compra. Si esto ocurre, y ya sea que PowerGen se venda o se fusione con una empresa extranjera, quizá en un corto tiempo casi toda la industria eléctrica británica podría estar en manos foráneas. Es difícil determinar si esto significa un gran riesgo estratégico para la seguridad del abastecimiento de electricidad en Gran Bretaña, pero refleja la dificultad de conservar la propiedad de una industria eléctrica privatizada en manos nacionales.

México

La propuesta de cambio estructural de la Secretaría de Energía ofrece dos opciones fundamentales como método para la privatización. La primera es una negociación en la cual las empresas se venderían al mejor postor. La segunda sería la flotación, como la que se usó en Gran Bretaña, aunque no se hace mención de ninguna protección de Acción Dorada (Golden Share). La primera sería administrativamente la más simple y tal vez daría el precio más alto. Es inevitable que la mayor parte de los licitadores serían empresas extranjeras y la industria eléctrica mexicana pasaría de inmediato a manos foráneas. La flotación requiere de mucha más preparación y como las acciones no se subastan, probablemente no daría el precio más alto. Además, la experiencia británica indica que, a menos que los gobiernos mexicanos futuros estén preparados para utilizar una Golden Share, las empresas pasarán más temprano que tarde a manos extranjeras.

EL IMPACTO EN LOS PRECIOS

Gran Bretaña

En la propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica diseñada por la Secretaría de Energía se cita la experiencia británica como evidencia de que la privatización va a significar reducciones de precios. Sin embargo, no se explican los factores que están detrás de esta reducción de precios. Lo primero que hay que señalar es que cuando se anunció la privatización de la electricidad en Gran Bretaña, en 1987, el gobierno obligó a la industria eléctrica a subir los precios en un 7% en términos reales. Esto fue para hacer que las empresas fueran más rentables para así venderlas a precios más altos. Cualquier evaluación sobre el impacto de la privatización en los precios debería entonces remontarse a 1987, no

a 1990, como se hace en la propuesta de la Secretaría de Energía de México.

A partir de 1987 los precios para los usuarios domésticos han caído en alrededor de un 11% en términos reales. Esto se debe casi totalmente a reducciones en los precios monopólicos, que fija el regulador. Esto fue posible gracias a mejoramientos en la eficiencia, aunque a una tasa anual no mucho mejor de la que habían logrado las compañías nacionalizadas. También estos precios fueron posibles porque no hubo necesidad de inversión para extender los sistemas de distribución o transmisión.

A pesar de la reducción en los precios del carbón y del gas en un 30 y 40 por ciento, respectivamente, el precio de la generación de electricidad está casi en el mismo nivel que cuando la privatización. Los ahorros en los costos de los combustibles han pasado, en parte, a manos de los accionistas de las compañías generadoras de electricidad. Las ganancias de National Power y PowerGen representan alrededor de 20% del volumen de ventas, propio de empresas del sector privado. Los ahorros en los costos han pagado, en parte, la mucho más alta tasa de interés del capital que requieren las empresas privadas. A la CEGB se le exigía una tasa real anual de interés del capital de 5%, mientras que a los inversionistas privados en plantas de energía que operan en un mercado competitivo se les requiere que dicha tasa sea de al menos 15% al año. Estos cargos adicionales de capital inevitablemente caen sobre los consumidores.

Probables impactos de precios en México

Es posible, pero de ninguna manera seguro, que las empresas del sector privado aumentarán la eficiencia más rápidamente de lo que la CFE y la LFC hubieran podido lograr. Si pueden lograrlo, y el regulador es capaz de captar estos ahorros de costos en favor de los consumidores, es posible que haya una tendencia descendente en los precios monopólicos. Sin embargo, la propuesta de reformas habla largamente sobre la necesidad de invertir en los sistemas de transmisión y distribución. Con estas propuestas, el costo de la inversión recaerá sobre los usuarios, y estos gastos adicionales podrían fácilmente más que compensar cualquier ahorro por eficiencia.

En el sector de generación de Gran Bretaña se pudo evitar un aumento rápido del costo de la generación reduciendo drásticamente los precios internacionales de los combustibles. Los de los combustibles fósiles son difíciles de predecir y es improbable que bajen sólo porque se privatice la industria eléctrica mexicana. La única suposición razonable es que los precios internacionales de los combustibles no bajen ni suban en términos reales. Si esto sucede, de todas formas, el costo de la generación de electricidad subirá significativamente para pagar las ganancias adicionales que exigen los inversionistas privados y los altos intereses que traerá la inversión en nuevas plantas de energía.

El resultado será que los precios de la electricidad tenderán a subir en forma significativa, a menos que, por buena suerte, los precios internacionales de los combustibles bajen marcadamente.

EMPLEO

Gran Bretaña

En Gran Bretaña la privatización tuvo como consecuencia fuertes descensos del empleo en la industria eléctrica. En 1996, el número de trabajadores en el sector era de unos 60 000, poco más de la mitad al momento de la privatización. Es difícil hacer un seguimiento de los niveles de empleo a partir de entonces porque muchas de las empresas han sido compradas y ya no se publican separadamente las cifras de empleo de las empresas de electricidad británicas. Estas reducciones en el empleo tuvieron un bajo costo en sufrimiento gracias a las generosas indemnizaciones por despido, lo que significó que todas las pérdidas de empleo fueron voluntarias.

México

La propuesta de políticas menciona brevemente los asuntos laborales, pero sólo en términos generales. Anuncia pagos más altos, la necesidad de mayores habilidades y nuevas oportunidades de empleo, pero no menciona el impacto global que pueda tener sobre el empleo. El aumento en la demanda de electricidad generará nuevos puestos para construir y operar nuevas plantas de energía, y también para construir extensiones de la red. Si hay pérdidas de empleo iguales a la experiencia británica, es improbable que los nuevos trabajos que surjan sean suficientes para contrarrestar los perdidos por mejoras en la eficiencia. Tampoco está claro si los trabajadores mexicanos podrán obtener indemnizaciones generosas como los británicos, especialmente si la industria es absorbida por empresas extranjeras.

ASUNTOS NO TRATADOS

Hay varios asuntos importantes sobre los que la propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica mexicana no dice nada. Entre éstos están el desarrollo de fuentes de energía alternativa, disposiciones para mejorar la eficiencia en el sector, y la comercialización de la electricidad.

En Europa y Estados Unidos se reconoce ampliamente que el cambio climático derivado de la quema de combustibles fósiles es un gran problema que el sector eléctrico debe atender. Generalmente se considera que el mejoramiento de la eficiencia es una forma eficaz de reducir las emisiones de gases de invernadero. *Tiene la ventaja adicional de mejorar la competitividad de las industrias que instrumentan mejoras de la eficien-*

cia. En el largo plazo, se espera que será necesario un viraje a las fuentes de generación renovables, y la mayoría de los países está diseñando programas en este sentido, para hacerlos más competitivos respecto a la generación con combustibles fósiles.

El desarrollo de fuentes renovables y las medidas para estimular la eficiencia en la generación de energía eléctrica no encajan fácilmente en sistemas liberalizados de electricidad y sería necesario reflexionar de manera cuidadosa si México va a explotar el potencial que sin duda existe en ambas fuentes.

UNA REFLEXIÓN FINAL

México parece dispuesto a entrar al recién descubierto mundo de la industria de suministro eléctrico "desregulada, abierta y de libre mercado", esto de acuerdo con la propuesta de reforma del secretario de Energía mexicano, aquí comentada. Uno de los principales objetivos que busca la reforma mexicana, es la inversión privada en la construcción de nueva capacidad de generación, así como en la ampliación de las redes de distribución y transmisión. Es muy probable, dada la experiencia británica y dada la enorme similitud de la propuesta mexicana con el modelo inglés, que los precios de la electricidad suban, que la propiedad del sistema de suministro pase rápidamente a manos extranjeras y que el gobierno no obtenga grandes cantidades de recursos por la venta de los activos existentes. Por otra parte, si las autoridades responsables confían en que la privatización dará como resultado un importante flujo de inversión para absorber las necesidades de ampliación del sistema eléctrico mexicano, el experimento podría ser riesgoso ya que no es probable que se pueda terminar el proceso buscado en la propuesta de reforma, antes del año 2003.