

EL FUTURO DE LOS MERCADOS DE LA ELECTRICIDAD ¿UNA ECONOMÍA DE MERCADO QUE REALMENTE FUNCIONA O UNA OLIGARQUÍA EN CIERNES?*

STEVE THOMAS*

Dividiré mi presentación en tres partes. En la primera me voy a referir al modelo británico y demostraré que no está funcionando tan bien como con frecuencia se ha dicho, y que incluso una década después de las reformas, su estructura y mecanismos están todavía evolucionando en forma rápida e impredecible. En la segunda, examinaré al resto de Europa y demostraré que, fuera de la región nórdica y los Países Bajos, poco ha cambiado todavía, aunque probablemente es inevitable que ocurra un cambio radical. Hay indicios de que los gobiernos están permitiendo el surgimiento de "compañías nacionales" (*National Champions*), para protegerse de la pérdida de control que la liberización pudiera ocasionar. En la tercera, examinaré cómo verán las empresas al sector eléctrico en el futuro, señalando el riesgo de que un puñado de gigantes internacionales dominen a este sector. Esto según parece perjudicará a los consumidores y a la soberanía nacional.

LA EXPERIENCIA DE GRAN BRETAÑA

La privatización de la industria británica de suministro eléctrico fue un proceso inevitablemente caótico y confuso. Era la primera vez que un país intentaba reformar su industria de suministro eléctrico para seguir funcionando competitivamente. Sin embargo, también fue un proceso altamente politizado, sujeto a un calendario muy compacto y con poderosos grupos de interés a quienes se debía satisfacer. El opositor partido laborista amenazó con revertir el proceso si volvía a ganar las elecciones, por lo que todo debería concluir en tres años para que no fuera posible dar marcha atrás. Tanto la industria minera del carbón como la industria nuclear requerían disposiciones especiales, y debían tomarse en cuenta los puntos de vista de la misma industria de suministro eléctrico. Teniendo presentes estos factores, la estructura ideal que se planeó fue severamente modificada.

La mayoría de la gente, incluidos varios especialistas, apenas si tenían idea de lo que estaba sucediendo. Más allá de una vaga noción de que la

* Traducción del inglés financiada por el compañero Ramón Pacheco Yáñez, Secretario del Exterior del Sindicato Mexicano de Electricistas. Traductor: Peter Gellert.

• Investigador del SPRU, Universidad de Sussex, Inglaterra. Ponencia presentada en Helsinki el 16 de febrero de 1999.

competencia entraba en juego, sólo sabían que estarían en venta las acciones de las nuevas compañías y que probablemente se obtendrían ganancias fáciles. Ahora los conceptos son mucho más conocidos y, en perspectiva, lo que se intentó está bastante claro: privatizar, reestructurar, desintegrar, introducir la competencia y establecer una nueva regulación. Resulta interesante examinar lo que se hizo en Gran Bretaña y compararlo con el proceso paralelo de Noruega.

El nuevo sistema entró en acción el primero de abril de 1990, pero gran parte del programa no podía instaurarse todavía. Desde entonces, se ha dado un complejo proceso que comprende al gobierno y al ente regulador, que tratan de cumplir con el ideal de su proyecto, reaccionando ante los sucesos inesperados y a los intentos de la industria eléctrica para cumplir con su propio programa.

PRIVATIZACIÓN

Debemos recordar que el principal motivo para las reformas, como para el resto del programa de privatización, era transferir a los accionistas privados la propiedad del gobierno. La retórica de la señora Thatcher se concentró mucho más en las desventajas de la propiedad pública que en las virtudes de los mercados competitivos. Por esa razón los monopolios nacionales de gas y de telecomunicaciones fueron privatizados íntegramente. El creciente descontento público con los monopolios de propiedad privada fue lo que favoreció la introducción de la competencia. Una característica general del programa de privatización británico fue que una gran proporción de las acciones se vendió al público en general. Esto quería decir que, para que la medida fuera popular, las acciones deberían tener un precio menor al real y con un riesgo mínimo de fracaso de las nuevas compañías. En Noruega, la privatización no formaba parte del programa. Allí, la racionalización dio el ímpetu inicial, pero, bajo la influencia de Gran Bretaña, la introducción de la competencia se convirtió en la fuerza motriz.

Por varias razones, especialmente por los efectos de distorsión que hubiera provocado en la bolsa de valores el canalizar tanto dinero en una nueva actividad, no se podían vender las compañías de inmediato. Las doce empresas distribuidoras y minoristas, anteriormente conocidas como consejos de área (Area Boards), cambiaron su nombre al de compañías regionales de electricidad (REC) y se privatizaron durante el primer año. National Power y PowerGen, las compañías generadoras que se separaron del Consejo Central para la Generación de Electricidad (CEGB) fueron vendidas en dos partes, en 1991 y 1994. El sector nuclear, que también pertenecía al CEGB, no fue privatizado inicialmente, sino que sus plantas fueron ubicadas en una nueva compañía del gobierno, Nuclear Electric. Sin embargo, en 1996, Nuclear Electric se combinó con su homóloga escocesa, *Scottish Nuclear*, y a su vez se fraccionó en una compañía más grande que por entonces fue privatizada (*British Energy*) y el resto en una compañía estatal que no puede ser privatizada (*Magnox Electric*). La Empresa Nacional en Red (*National*

Grid Company, NGC), que había sido parte de la CEGB, fue inicialmente una propiedad conjunta de las REC, pero fueron obligadas a vender sus acciones en 1995.

RESTRUCTURACIÓN

Los arquitectos del nuevo sistema vieron la integración vertical como una fuerza anticompetitiva, entre otras cosas, por el riesgo de que las empresas monopólicas subsidiaran actividades consideradas competidas. Por eso, trataron de dividir la industria en cuatro actividades separadas: la generación y venta al menudeo como un negocio competitivo con múltiples actores, y la transmisión y la distribución como actividades monopólicas. En Noruega, si bien había intentos para separar las actividades monopólicas, creando una empresa en red y exigiendo la separación contable de la venta al menudeo y la distribución, se permitió que la generación eléctrica y la venta al menudeo siguieran integrados.

El viejo sistema de alta concentración, dominado por el CGEC, no podía ser fácilmente desintegrado y dividido en el gran número de compañías que el proyecto indicaba. En parte esto se debía a que algunas de las nuevas empresas, tales como las de transmisión y venta al menudeo, eran prácticamente desconocidas como negocios independientes y en la ciudad no se las valoraba. También existía el problema logístico de crear un gran número de equipos administrativos. Como resultado, los consejos de área fueron totalmente privatizados, con cierta separación contable entre la distribución y la parte del negocio dedicada a la venta al menudeo. El plan pretendía que el CEGB se dividiera en sólo tres partes: dos compañías generadoras (PowerGen y National Power, que iba a ser propietaria de las estaciones nucleoelectricas) y la empresa en red. El rechazo de los inversionistas a comprar los bienes nucleoelectricos hizo que éstos fueran retirados de la venta y que quedaran en manos de una cuarta compañía de carácter estatal.

Subsecuentemente, el regulador forzó a las REC a vender sus acciones a NGC, aunque esto se hizo principalmente para dar a la NGC una mayor libertad comercial, más que para evitar que las REC abusaran de su posición. En 1995, también obligó a National Power y a PowerGen a vender 6 000 megawatts de la vieja planta, para reducir su dominio sobre el mercado. Sin embargo, el comprador fue una REC llamada Eastern, por lo que el dominio sobre el mercado se redujo a costa del incremento de la integración vertical. Ahora, el regulador presiona para que National Power y PowerGen vendan más plantas.

Para 1997, el regulador comenzó a preocuparse de que las REC pudieran subsidiar sus negocios de venta al por menor con sus negocios de distribución, sofocando a la competencia minorista, y comenzó a cabildear en pos de una completa separación corporativa de la distribución y la venta. No está claro qué tanto exigirá el gobierno la posterior separación de la distribución y la venta. Pero, como mínimo, es probable que las

compañías tengan que operar la distribución y la venta desde establecimientos separados sin que compartan personal ni locales.

COMPETENCIA

Para reflejar esta estructura desintegrada, en Gran Bretaña la competencia debía insertarse en dos lugares. Se debía crear un grupo comercializador de energía al mayoreo, que comercializaría toda la energía. Se permitirían los contratos compensatorios, pero la expectativa era que el precio del grupo comercializador fuera una fuerza dominante que establecería los precios mayoristas actuales y el futuro término de los contratos. En el nivel minorista, todos los consumidores tendrían derecho a elegir a un proveedor minorista o a comprar directamente al grupo comercializador. En Noruega se extendió el grupo comercializador existente, pero quedó como un instrumento de intercambio marginal, a pesar de que también se esperaba que actuara como regidor de precios. Como en Gran Bretaña, los consumidores de Noruega también tenían derecho a elegir.

LA COMPETENCIA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Las medidas especiales necesarias para prevenir la desaparición de las termoelectricas de combustión de carbón (que en ese entonces respondían por 70% de la generación de energía) y de los sectores nucleoelectricos (a los que correspondía 15%) requerían que fueran retirados efectivamente del mercado de la generación eléctrica. La generadora nucleoelectrica recibió un subsidio de los consumidores (10% de todas las facturas y cerca de un 50% de las ganancias de Nuclear Electric) que duraría hasta 1998. La comisión europea estableció la duración del subsidio y no había una idea muy clara de lo que finalmente pasaría. Se obligó a las REC a comprar toda la energía que podía producir Nuclear Electric. Para 1998, gracias al mejor funcionamiento de las plantas, la contribución nucleoelectrica aumentó hasta cerca de un 25%. Las importaciones de energía desde Escocia y Francia y las renovables, entre ellas como 10% del mercado, también pudieron reclamar el subsidio nucleoelectrico y también quedaron efectivamente fuera del mercado.

Los contratos forzosos del gobierno protegían a *British Coal* que vendía carbón a las generadoras a precios predeterminados. Las generadoras también vendían toda su producción gracias a los contratos forzosos entre el gobierno y las REC (a precios fuera del control de las REC). Estos contratos tenían una duración inicial de tres años, pero se extendieron por otros cinco después de la intervención del gobierno, aunque por volúmenes cada vez menores. En 1990 la energía con base en la combustión del carbón representaba más de 70% del mercado y para 1998 había caído hasta cerca de 40 por ciento.

Cuando en 1993 vencieron los primeros contratos, las REC, descontentas ante la perspectiva de tener que negociar con lo que consideraban un

monopolio combinado (un duopolio), y ansiosas de expandir sus negocios hacia otros sectores, aprovecharon una regulación que les permitía comprar cerca de un 20% de su necesidad energética a sus propias plantas. En los 18 meses posteriores a la privatización se ordenaron cerca de 5 000 MW de la planta termoeléctrica con ciclo combinado de combustión de gas (CCGT). Las REC se vendieron energía base a sí mismas en contratos de 15 años y en condiciones no relacionadas con las del grupo comercializador. De 1993 en adelante, estas plantas comenzaron a volver a entrar en escena y ahora representan 20% del mercado.

Si sumamos las contribuciones provenientes de la industria nucleoelectrónica, de las termoeléctricas a base de combustión del carbón británico, de la energía renovable, de las importaciones, y de las plantas que poseen las REC, desde el periodo de 1990 hasta 1998, más de 90% de la energía generada se compró y vendió con precios que tuvieron poco o nada que ver con los del grupo comercializador. Las compañías con contratos de energía ofrecían por sus plantas la cantidad cero, para asegurarse de que fueran despachadas, ya que recibían el precio del contrato cualquiera fuera el precio del grupo comercializador (incluso si era cero). La pequeña cantidad de energía que se comercializó con precios del grupo comercializador fue suministrada casi exclusivamente por National Power y PowerGen, por lo que el regulador temió que estas compañías usaran injustamente su posición dominante en el mercado. Ahora el regulador las presiona para que vendan más de su vieja planta termoeléctrica de combustión de carbón (la cual podría considerarse una "reguladora de precios" en la bolsa). Las dos compañías investigan actualmente la venta de otros 8 000 MW, además de los 6 000 MW que ya han vendido.

El único poder de adquisición sobre el que las REC han tenido alguna influencia ha sido la planta que ellas mismas se construyeron. Irónicamente, ésta ha probado ser una gran generadora de pérdidas. La caída de los precios del gas en el Mar del Norte y el rápido perfeccionamiento de la tecnología CCGT hacen que la mayor parte del año el costo marginal de la generación de electricidad de estas plantas sea más alto que el precio establecido por el grupo comercializador. Sin embargo, los contratos de gas son del tipo "o lo utilizas o lo pagas de todas formas", por lo que no pueden reducir la energía generada por estas plantas.

Además de estos problemas estructurales, el grupo comercializador también se ha perjudicado porque cuando se creó el sistema en 1990 tuvo que abandonar el desarrollo de un nuevo software para cumplir con el calendario. se modificó el software del grupo comercializador, ya que el antiguamente usado por CEBG había estado al borde del colapso en varias ocasiones y su sustitución era urgente.

Desde que expiraron los contratos del carbón, en abril de 1998, y con la eliminación gradual del subsidio nucleoelectrónico, en 1997, el mercado de la generación de electricidad ha estado en una especie de limbo. El nuevo gobierno laborista ha buscado formas de salvar lo que queda de la industria británica de la explotación del carbón, alentando el uso de este

mineral como combustible en el sector eléctrico. Se discuten nuevas medidas para reemplazar al grupo comercializador, la competencia se introduce muy lentamente en el mercado de pequeños consumidores y muchos de los dueños de las REC ya no parecen estar muy interesados en ellas. Mientras no se resuelvan esos problemas, las REC no estarán dispuestas a comprometerse con una estrategia de compra de energía. El año pasado la compra de electricidad se realizó principalmente en los términos que regían previamente.

A casi una década de la reforma del sistema, las compañías generadoras y las REC todavía tienen muy poca experiencia en la negociación de contratos para la compra o venta de energía.

Se espera que el coercitivo grupo comercializador del mercado quede atrás. Es probable que sea sustituido por medidas menos rígidas, basadas en una combinación de contratos de larga duración y tratos confidenciales bilaterales que se harán en el lapso de 24 a 4 horas antes del evento (momento en el que el NGC se encargará de equilibrar al sistema). Se pronostica que surgirán una serie de instrumentos mercantiles, como nuevos mercados y opciones. Tales medidas aún están a discusión y pocos tratarían de predecir cómo funcionarán en la práctica. Seguramente aquellos que operan en los mercados de bienes verán con agrado esta oportunidad de comerciar en un nuevo mercado de grandes dimensiones y tendrán fuertes intereses para promover los beneficios de tal régimen comercial.

Sin embargo, si ocurre como hasta ahora y los contratos de largo plazo con valores que no guardan relación con el mercado siguen siendo totalmente dominantes, la naturaleza del mercado será irrelevante y la decisión de abandonar al grupo comercializador no será fundamental. No obstante, debemos reconocer que algunos importantes objetivos planteados se abandonarán cuando se desintegre el grupo comercializador. Se esperaba que el grupo comercializador ofreciera un precio de mercado para dar pautas a los actores del mercado. En los nuevos planes no hay ninguna cláusula que considere el precio de mercado. El grupo comercializador también parecía que reducía las barreras y facilitaba la entrada de nuevas generadoras. Si una compañía nueva estaba en condiciones de mejorar el precio de mercado, podía entrar en el mismo y obtener una ganancia. Según las nuevas medidas, no hay garantía para que un nuevo participante pueda entrar al mercado si no tiene clientes contratados bajo el concepto de "mercados en disputa"; la posibilidad de que entre un nuevo participante puede ser suficiente para incrementar la competitividad en el mercado.

Puede ser que el problema de hacer que la generación de electricidad sea competitiva no se resuelva simplemente incrementando la presión de los generadores, ni fragmentando aún más al sector. Si el mercado de la generación de energía es realmente competitivo, no importará la forma que tomen estos mercados; los dueños de las plantas generadoras no podrán predecir con mucha anticipación la cantidad de energía que podrán vender ni por cuánto podrán venderla. Si la competencia minorista es efectiva, los minoristas no querrán firmar tratos de compra a largo plazo porque no

podrán predecir sus segmentos en el mercado y no querrán encerrarse en tratos a largo plazo potencialmente caros. En esa situación, ¿Cómo será posible financiar la construcción de nuevas estaciones generadoras de energía?

Financiar el proyecto será probablemente imposible para las pequeñas generadoras y sólo las compañías grandes con amplios sectores de mercado y de preferencia con consumidores cautivos podrán justificar la construcción de una nueva planta. La pregunta clave es: ¿Existe un número "mágico" de generadores lo bastante pequeño como para permitirles tener una "cartera" suficientemente grande de plantas como para evitar el riesgo de una nueva capacidad de producción, pero lo suficientemente grande para representar un mercado real?

COMPETENCIA ENTRE LOS MINORISTAS

Noruega, por lo menos teóricamente, pudo abrirse totalmente a la competencia minorista. En Gran Bretaña, por el contrario, desde el primer día se planeó que la competencia entrara paulatinamente durante un lapso de más de ocho años. No se sabe si esta demora se deba más a las dificultades prácticas de poner en marcha rápidamente un sistema, o a la necesidad de proteger a los mercados de las compañías recién privatizadas, por lo menos hasta que hubieran ganado alguna experiencia comercial. La primera fase que comenzó el 1 de abril de 1990, e involucraba a 5 000 de los más grandes consumidores (30% del mercado), fluyó sin problemas. Las compañías privatizadas, incluyendo a las generadoras, estaban ansiosas de probar sus habilidades comerciales y de competir por los nuevos clientes y éstos tenían cuentas tan grandes que podían darse el lujo de elegir con cuidado el mejor contrato. Irónicamente, los consumidores más grandes perdieron el subsidio del gobierno y en la actualidad han terminado pagando más por su electricidad. La siguiente fase, en 1994, agregó a otros 50 000 consumidores (20% del mercado). Esta sección del mercado también era aceptable comercialmente. Las cuentas eran aún lo suficientemente grandes como para que valiera la pena que los compradores eligieran a los minoristas y para que éstos trataran de hacerlos sus clientes (las generadoras no eran prominentes en el mercado). En la práctica, el desarrollo de esta fase no fue adecuado ya que durante los dos primeros años el sistema de cómputo era un caos y los consumidores que cambiaban a sus proveedores con frecuencia no recibían una factura en casi dos años.

La competencia minorista para los pequeños consumidores siempre representaría un reto mayor. La competencia para todos estaba programada para comenzar desde el 1 de abril de 1998, pero varios problemas, especialmente las tardanzas en completar el sistema de informática requerido, harán que los consumidores no puedan elegir sino hasta el verano de 1999. Por varias razones, algunas prácticas y otras fundamentales, estamos lejos de saber qué tan exitoso será este experimento:

- 1) Su alto costo: Los costos del desarrollo y operación del sistema de cómputo para permitir el cobro del uso del sistema y demás que tendrán que pagar los consumidores en un lapso de diez años serán cercanos a 720 millones de libras (1 200 millones de dólares) o como 60 dólares por consumidor (las REC sostienen que han gastado más), sin importar si eligen aprovechar la ventaja de la opción. Algunos argumentan que el costo no debió ser tan alto, pero esto es lo que pagarán los consumidores y, si la competencia tiene éxito, los ahorros deberán exceder estos números.
- 2) No a los medidores de luz "inteligentes": Según la experiencia de los grandes usuarios, rentar, mantener y brindar los datos de informática de los medidores de luz "inteligentes" cuesta cerca de 300 dólares al año. Aun cuando se probara que este número está exagerado dos o tres veces, el costo sería todavía mucho más alto que los ahorros que se pueden obtener con el sistema de precios según la hora del día. Es decir que se usarán "perfiles", como en Noruega. Ésta es una pobre segunda mejor oportunidad para enviar pautas de precios a los consumidores.
- 3) Bajos márgenes: Una factura de consumo residencial incluye cerca de 65% del costo de generación, 25% del costo de distribución, 5% del costo de transmisión y 5% de los gastos del minorista. Los gastos de distribución y transmisión son gastos de monopolio que son iguales para todos los proveedores. Es difícil ver cómo, si la venta y la generación no están integradas, puede un proveedor comprar energía en volumen más barata en un mercado abierto que en otro, de manera que será difícil competir con base en el costo de generación. Esto deja quizás de 30 a 40 dólares de ingresos por año sobre los que se compite. Con ellos se deben pagar la publicidad y los descuentos para atraer a nuevos consumidores y también el costo directo de la venta minorista (lectura de medidores, proceso administrativo y compra de electricidad). Como resultado, en Gran Bretaña los descuentos por cambio de proveedor de electricidad son bajos y los contratos que se ofrecen generalmente involucran la compra de gas y electricidad en un paquete cuyos ahorros provienen en su mayoría del gas.
- 4) Indiferencia de los consumidores: Aun cuando se ofrecen grandes descuentos por los servicios públicos, la mayoría de los consumidores no están dispuestos a cambiar. Por ejemplo, en Gran Bretaña se ofreció hasta un 25% de descuento a quien cambia de proveedor de gas, pero tres años después de que se inició la competencia, menos de 20% de los consumidores habían cambiado a su proveedor. En parte, parece que esto sucede porque no entienden el proceso (¿tendrán que cambiarles los cables, o reconectarlos?), ellos asumen, y con frecuencia tienen razón, que los descuentos de los anuncios son engañosos. Les preocupa poner un servicio tan vital en manos de un proveedor inexperto, y tienen cosas más interesantes que hacer con su tiempo que elegir a un proveedor de electricidad. Si la experiencia con las compañías telefónicas sirve de algo, es probable que los consumidores que deciden cambiar se sientan tan cansados del proceso que no volverán a fijarse en los

precios durante otros siete años o más. Una compañía cínica ofrecerá precios bajos por un año o dos y después explotará con precios altos la inercia del consumidor por unos cuantos años.

- 5) Problemas de equidad: "Cosechar los mejores frutos", es decir, elegir los grupos de consumidores con alto grado de consumo y buenos antecedentes de pago, es inevitable. Todavía queda por verse si el control regulatorio asegurará que los efectos adversos de esto se puedan mantener dentro de los límites aceptables.

Vale la pena explicar por qué han estado disponibles descuentos mayores en el mercado del gas y se ha dado cierto grado de cambios de proveedor. En la industria del gas no había una estructura regional de proveedores para el consumidor final. El único proveedor era British Gas. Antes de que se introdujera a la competencia, tenía la obligación de comprar todo el gas que Gran Bretaña necesitara a los proveedores del Mar del Norte. Como resultado, tenía una cartera de contratos con más de 20 años de antigüedad que para los niveles actuales parecía muy caro, quizás un 40% sobre el actual precio de mercado. Los nuevos competidores eran casi todos REC, que fácilmente podían mejorar este precio y con frecuencia colaboraban con un productor de gas del Mar del Norte —no había medidas que se opusieran a la integración vertical del gas.

Esta puede ser una importante lección para los proveedores de electricidad finlandeses. En gran Bretaña, el gobierno dio prioridad más que a tratar a los proveedores ya existentes con justicia, a crear la apariencia de que la libre competencia estaba funcionando. Como resultado, British Gas tuvo que ser dividida en una compañía de producción y en una compañía de gas de venta al por menor que estuvo al borde de la bancarrota y de ser víctima de apropiación por parte de uno de los gigantes petroleros.

No se abandonará la opción para el consumidor; esto sería políticamente imposible, pero el mercado de los pequeños consumidores tiene probabilidades de convertirse en un monopolio *de facto* que los proveedores podrán explotar para subsidiar las partes más dinámicas del mercado. El resultado más probable es que se integren la venta y la generación, dando la apariencia de un mercado competitivo. Sin embargo, esto significará que el mercado mayorista de electricidad tendrá muy poca importancia, un sector de venta al por menor no podrá sobrevivir y las barreras de entrada para nuevos generadores serán altas.

NUEVA REGULACIÓN

El gobierno y el regulador predijeron esa regulación que, según se afirmaba, sería independiente del gobierno y actuaría como una fuerza "suave" que decrecería a medida que los competidores tomaran el mercado. Los precios de monopolio se establecerían usando una simple fórmula incen-

tivo ($RPI - X$) y los mercados competitivos no necesitarían ninguna regulación especial. En Noruega, se eligió como regulación para los elementos de monopolio a la tradicional tasa de ganancia.

La regulación británica ha despertado un gran interés; éste se ha basado en la percepción de que el método británico permitió un proceso mucho más simple, pero efectivo e independiente, que los métodos tradicionales. Esto es erróneo por tres motivos. Primero, el principal cambio consistía en tratar de hacer que la generación de electricidad y su venta fueran mercados competitivos; si se alcanzaba el éxito, significaría que no habría necesidad de una regulación de rutina sobre estas partes del negocio. Regular al resto de los monopolios seguramente sería mucho más simple cualquiera que fuera el método que se usara. En la práctica, el regulador ha pasado gran parte de su tiempo regulando mercados aparentemente competitivos. No se sabe muy bien si esta carga de trabajo disminuirá cuando madure el mercado.

Segundo, la experiencia británica sugiere que la fórmula "incentivo" ($RPI - X$) se convierte rápidamente en una regulación basada en la tasa de ganancia pero con un formato diferente. El proceso británico de regulación del monopolio se basa ahora explícitamente en la tasación de bienes, valuación de las necesidades de inversión y en la determinación de una tasa apropiada de ganancia para los bienes existentes y la nueva inversión —los mismos pasos de la regulación con base en una tasa de ganancia.

Tercero, el regulador nunca ha sido independiente del gobierno. Aparte del hecho obvio de que el ministro de gobierno pertinente puede designarlo y despedirlo, la legislación establece que comparta todos sus poderes más importantes con ese ministro. Recientemente, en la industria del agua, el ministro comenzó a explotar estos poderes conjuntos para forzar la baja de los precios. Si surgieran conflictos entre el regulador y el ministro, no se tienen muchas dudas sobre quién vencería.

Están gestándose algunos cambios al sistema regulatorio, los que podrán producir algunas diferencias prácticas. Primero, el regulador dejará de ser responsable por la representación del consumidor y las quejas, que deberán colocarse en un ente separado, como en el caso del gas. Segundo, las regulaciones sobre el gas y la electricidad deberán fusionarse. Esto es bastante obvio ya que el gas y la electricidad están ahora tan cercanamente interconectadas que la regulación de un conducto de gas difiere en principio poco con referencia a la regulación de un cable de electricidad. Tercero, la tarea principal del regulador debe cambiar de "promover la competencia" a la de "proteger a los consumidores". Sin embargo, ya que el regulador ha afirmado con frecuencia que la mejor manera de proteger a los consumidores es promover mercados efectivos, es difícil prever las implicaciones prácticas que esto conlleve. Cuarto, el sistema de regulación ejercido por un solo individuo se reemplazará por un panel de consejeros, aunque los detalles todavía no se han publicado.

En general, no hay una fórmula universal para la regulación. Los entes regulatorios siempre se ajustan a los estilos nacionales. La regulación de

Estados Unidos siempre será más legalista y la británica más informal y flexible, algunos podrían considerarla *amateur*. La experiencia británica ofrece algunas pautas, pero no es revolucionaria, ni tampoco se puede, simplemente, trasplantar su modelo a otra parte.

CAMBIOS DE PROPIEDADES

Entre los sucesos inesperados que tuvieron que tomarse en cuenta, la ola de actividades de fusión y apropiación que ocurrió desde 1995 en adelante fue probablemente la más importante. Una de las preocupaciones del público, que el gobierno tenía que tomar en cuenta en su programa de privatización, era que bienes nacionales estratégicos caerían en manos extranjeras y serían explotados para perjuicio de Gran Bretaña. Por ende, importantes compañías fueron privatizadas pero se dejaba al gobierno una "acción de oro" (*Golden Share*). Esto permite al gobierno detener efectivamente las apropiaciones, aunque no las prohíbe del todo. En el sector eléctrico las acciones de oro de las compañías generadoras y de la NGC todavía existen, y en 1996 se usaron para rechazar una oferta de la US Southern Co. para apropiarse de la National Power. Sin embargo, para las REC, éstas expiraron en marzo de 1995.

En el momento de la privatización se esperaba que pronto habría presión para que las REC se fusionaran entre sí. Sin embargo, no se han presentado propuestas de fusión. Dentro del lapso aproximado de un año de la expiración de la acción de oro, las doce REC habían sido objeto de apropiaciones. Ahora, ninguna de ellas es una compañía independiente, algunas han sido apropiadas más de una vez; actualmente la mitad son propiedad de empresas de servicios públicos estadounidenses y las generadoras británicas también han sido activas licitadoras. Sin embargo, se sabe que la mayoría de las REC pertenecientes a compañías estadounidenses están en venta. Esto despierta cuatro interrogantes: ¿Por qué ya no intervino el gobierno británico para moderar el proceso?, ¿por qué las REC aparentaban ser blancos de apropiación tan atractivos?, ¿por qué las compañías de servicios públicos estadounidenses y las generadoras de electricidad británicas han dominado así las ofertas? y ¿por qué las compañías de servicios públicos de Estados Unidos están ahora tan desilusionadas?

La velocidad del proceso parece haber tomado por sorpresa al gobierno británico. Por su inclinación, estaba renuente a intervenir en el proceso del mercado, especialmente, dado que uno de los objetivos de las reformas establecidas era retirar la interferencia del gobierno en el sector.

El atractivo de las REC se basaba en su antecedente de altas ganancias debido a las débiles presiones que ejercía sobre ellas la fórmula original del gobierno para establecer precios. También se basaba en la percepción de que el regulador, en subsecuentes revisiones a la fórmula, era muy débil como para imponer precios que serían difíciles de alcanzar. En 1995, la fórmula para el elemento principal del negocio de las REC, distribución que representa cerca del 90% de sus ganancias, había sido establecido

para los siguientes cinco años en niveles que ya eran alcanzables. El principal flujo de ganancia de las REC era por lo tanto completamente predecible hasta el 2000. En el peor de los casos, los nuevos propietarios podrían obtener ganancias fáciles por cinco años y después retirarse del negocio. Para las compañías de servicios públicos estadounidenses que enfrentaban la liberalización de sus propios mercados, lo que inevitablemente reducía su participación en su mercado local, ésta representaba una oportunidad de expandir sus negocios, obtener ganancias fáciles y aprender con anticipación cómo operan los mercados competitivos.

El regulador forzó a las generadoras británicas, que estaban perdiendo segmentos del mercado de generación a causa del impacto de las plantas pertenecientes a las REC, a vender sus plantas y a incrementar la producción de energía proveniente de plantas nucleoelectricas (lo que representaba una oportunidad para reemplazar los negocios perdidos). Más aún, era una buena ocasión para adquirir un grupo de consumidores más o menos cautivo y así reducir el riesgo que enfrentaría cada vez más su negocio de generación de electricidad.

En 1996 el gobierno impidió que PowerGen y National Power intentaran apoderarse de unas REC. Sin embargo, permitió que una de ellas, la Eastern, se convirtiera en la generadora más importante y permitió que una gran compañía integrada escocesa, la Scottish Power, adquiriera una REC (Manweb). En 1998, la otra compañía integrada escocesa, Scottish Hidro, también había adquirido una REC (Southern Electric) y el gobierno permitió que National Power y PowerGen se integraran. PowerGen había adquirido una REC, East Midlands Electric, y National Power había comprado la parte minorista de Midlands Electric. British Energy busca afanosamente hacerse de una REC pero perdió ante la oferta de EDF que compró London Electricity.

Para las compañías de servicios públicos estadounidenses, el balance de los motivos para comprar REC siempre fue difícil de determinar y no se sabe con certeza si entendían el sistema británico (su política, su tecnología y sus regulaciones) tan completamente como decían cuando hicieron sus ofertas (la mayor parte entre 1995-1996). El gobierno laborista instauró en 1997 un impuesto inesperado para recuperar algunas de las ganancias excesivas que las compañías de electricidad obtuvieron desde la privatización. Las compañías de servicios públicos estadounidenses probablemente esperaban poder evitar o reducir el impuesto. El regulador comenzó a aplicar fórmulas de precios que, según cualquier criterio, eran severas. Con una nueva fórmula de distribución pagadera ese año, las compañías de servicios públicos estadounidenses, sorprendidas por la severidad del régimen regulatorio, simplemente pueden haber querido irse antes de que se anunciara la fórmula y el valor de sus bienes se redujera. De las REC pertenecientes a compañías estadounidenses, East Midlands, London Electric y parte de Midlands ya han sido vendidas, y SWEB, SEEBOARD y Yorkshire están probablemente en venta.

La propuesta para dividir a las REC en dos crearía un dilema aún más difícil para los dueños. La distribución es un negocio grande (90% de la su actividad), pero debería ser un negocio de bajo riesgo y de bajas ganancias con pocas expectativas de crecimiento y sinergia con otras partes de la industria, difícilmente un negocio tan atractivo como para cruzar el Atlántico. La venta al por menor es un negocio mucho más riesgoso y difícil, pero con muchas más expectativas de crecimiento y de ganancias considerables. También es un buen socio cuando se construye una empresa de generación de electricidad, pues reduce el riesgo en ambos sectores.

El futuro de la propiedad de las compañías británicas de generación y transmisión de electricidad es incierto. Con National Power, PowerGen y NGC cada vez más activas fuera del Reino Unido y al tener las dos generadoras un dominio menor dentro del Reino Unido, los motivos para retener la acción de oro parecen pocos y estas compañías podrían ser puestas en venta.

CONCLUSIONES Y LECCIONES DE GRAN BRETAÑA

LOS CONSUMIDORES HAN RECIBIDO BENEFICIOS

Después del periodo en que los precios se mantenían altos por medio de la débil regulación de los monopolios y un mercado de generación eléctrica altamente concentrado, comienzan a sentirse algunos beneficios reales de la privatización, principalmente provenientes de la presión sobre los precios de los monopolios. Sin embargo, los principales efectos en los precios tienen poco que ver con la introducción de la competencia: se deben a los bajos precios del gas y el carbón (40% menor en términos reales para el gas, más para el carbón) y el uso de CCGT —esto no impide que los promotores del modelo británico digan que estas reducciones de precios son beneficios de la competencia. La seguridad del sistema no parece haber sido afectada adversamente y los servicios públicos son ahora mucho más “sensibles al cliente”.

LA POLÍTICA ENERGÉTICA TRADICIONAL DEL GOBIERNO ¿ES AHORA DIFÍCIL O IMPOSIBLE?

Las industrias británicas de energía nucleoelectrónica y las termoeléctricas con base en la combustión del carbón ya muestran una decadencia irreversible, la industria nucleoelectrónica no podría sobrevivir a pesar de los mejores esfuerzos del gobierno y de los subsidios de grandes consumidores. La planeación de sistemas es incompatible con los mercados libres, aunque hasta ahora la presión para construir una nueva planta termoeléctrica de combustión de gas ha impedido que se produzca una merma en la capacidad. El gobierno laborista está tratando de controlar el ritmo de introducción de energía generada por combustión de gas para salvar lo que queda de la industria que se basa en la combustión del carbón, pero parece ser mucho más difícil de lo que esperaban. Ya no hay investigación y desarrollo para servicios públicos como la electricidad.

EL MODELO BRITÁNICO ES UN MITO

Se ha hablado mucho del modelo británico y los consultores han estado activos en todo el mundo vendiéndoselo a las naciones en desarrollo. Éste es un negocio mezquino. En general se trata de la reestructuración y venta de las compañías nacionales a los licitadores internacionales, pero la introducción de la competencia, que era un elemento integral del sistema británico, en general no forma parte de las reformas.

No está claro lo que significa el modelo británico, pero sí implica una estructura desintegrada con libre competencia en generación de electricidad y venta de servicios al por menor; esto nunca ha existido en Gran Bretaña y probablemente nunca llegue a existir. En realidad, en este país hay tres modelos separados; el que aquí hemos descrito cubre a Inglaterra y a Gales, pero también hay sistemas separados con diferentes estructuras en Escocia e Irlanda del Norte. Está claro que ya hay algunas fuerzas competitivas en las áreas de generación de electricidad y suministros al por menor, pero no se les puede llamar mercados y hay fuertes razones para dudar de que puedan existir mercados apropiados.

Las plantas termoeléctricas de ciclo combinado con combustión de gas son la única opción para la generación de electricidad.

Los riesgos que ahora son inherentes al mercado de la generación se han reflejado en la tasa de ganancia real sobre el capital, por lo que ahora las compañías generadoras buscan nuevos proyectos con un valor real de hasta un 15%. Sólo aquellas opciones de capital de bajo costo, con equipo cuyo costo y funcionamiento pueda ser garantizado, pueden ser consideradas. Esto se traduce en la combustión del gas CCGT o quizás CHP en pequeña escala, si están disponibles los adecuados socios industriales. La combustión del carbón en gran escala, la industria nucleoelectrica y la hidroeléctrica son imposibles.

*LOS MÉTODOS DE LA INDUSTRIA DE SUMINISTROS
ELÉCTRICOS HAN QUEDADO REVUELTOS*

Casi diez años después de la privatización se han alterado radicalmente casi todos los métodos de la industria británica; se ha dado una reducción masiva del empleo, como un 50% en la industria, especialmente en la de generación eléctrica. Es difícil dividir estas pérdidas entre los efectos de la nueva tecnología de generación eléctrica, considerando que el progreso tecnológico que hubiera ocurrido de cualquier forma, el abandono de los programas de investigación y desarrollo y de los departamentos de planeación central, la nueva denominación de los empleados, a quienes ahora se llama contratistas, y los genuinos mejoramientos de productividad. Sin embargo, el trabajo en la industria de suministro eléctrico ya no es, como antes, un trabajo para toda la vida.

*NO SE ATENDIERON LOS PROBLEMAS DE APROPIACIÓN
Y FUSIÓN HASTA QUE FUE DEMASIADO TARDE*

La ola de ofertas para la apropiación de las REC tomó por sorpresa al gobierno y las decisiones se hicieron sin meditar demasiado en problemas como el de la regulación, el poder monopólico y en la pérdida de control nacional que estos problemas implican.

LA EXPERIENCIA EN EL RESTO DE EUROPA

A pesar de la cercanía de los experimentos revolucionarios de Gran Bretaña y los países nórdicos, a pesar de que gran parte del resto del mundo está comenzando a adoptar una estructura liberalizada y a pesar de los esfuerzos de la Comisión Europea, estos cambios han afectado muy poco al resto de Europa en importantes aspectos. La mayoría de las compañías de servicios públicos de Europa todavía disfrutaban del poder monopólico para planear su sistema y pasar la cuenta de todos los costos a los consumidores, y parece que han adoptado la táctica de un pacto de no agresión, según el cual no amenazarán a los mercados vecinos a cambio de actuar con libertad en sus propios mercados.

En Francia, Italia, Grecia e Irlanda, los monopolios estatales todavía llevan el control. En el caso de Francia, esto se debe al dominio de la energía nucleoelectrica y al uso del EDF como forma de promover las exportaciones francesas; en Italia, la debilidad del gobierno central y el caos del sector hace que sea difícil abogar por la reforma. En Grecia e Irlanda, los servicios públicos nacionalizados están entre las compañías más grandes y son los mayores empleadores de cada país. Desintegrarlos y debilitarlos sería una medida muy grave.

En Alemania y Bélgica, los monopolios regionales o nacionales están protegidos por el inmenso poder político y las influencias de las compañías. En España, Portugal y Austria, aparentemente han ocurrido grandes cambios estructurales, pero el control del sistema todavía está en las mismas manos. En Dinamarca, el programa ambiental del gobierno es la fuerza dominante y no puede congeniar fácilmente con un mercado libre de la electricidad. Sólo los Países Bajos están trabajando por una política de reforma integral, irónicamente, a causa de lo inadecuado de las anteriores reformas que se realizaron en 1987.

Hay cuatro áreas sobre las que vale la pena comentar. ¿Será efectiva la directiva de Estados Unidos sobre electricidad? ¿Por qué fracasó la liberalización alemana y cuáles son los puntos que subrayan los nuevos proyectos? ¿Volverán a surgir los "campeones nacionales" de la industria de suministros eléctricos? ¿Funcionará el mercado nórdico?

LA DIRECTIVA DE ESTADOS UNIDOS

Es fácil desechar la directiva por considerarla ineficaz y mal planeada. Por ejemplo, de acuerdo con la directiva, no será sino hasta el 2005 que a los

consumidores del resto de Europa se les permitirá tener la libertad de elección que ha estado disponible en Gran Bretaña desde 1990. Además la forma en que funcionará la opción de comprador único es todavía un completo misterio. Sin embargo, la experiencia en Estados Unidos con la legislación PURPA y en los Países Bajos con cláusulas sobre CHP en el acta de electricidad de 1987, demuestran que hay grietas aparentemente pequeñas a las que se puede responsabilizar abiertamente de la destrucción de un sistema. Se deben considerar especialmente dos fuerzas. Primero, que los grandes consumidores tienen un poder político inmenso y si creen que abrir los mercados les beneficiará, será difícil evitar que usen la directiva para sus propios fines. Segundo, hay un campo cada vez más grande de compañías de servicios públicos que buscan expandir su cobertura geográfica. La estabilidad económica de Europa y la naturaleza madura de los sistemas de electricidad hacen de Europa un lugar muy deseable para la inversión. Especialmente si se rompe el "pacto de no agresión", entonces las compañías europeas y no europeas podrían usar la directiva para obtener acceso.

COMPAÑÍAS NACIONALES (NATIONAL CHAMPIONS)

Existen indicios de que los gobiernos europeos están examinando los resultados de las reformas en países como Gran Bretaña, los Países Bajos y en los países en desarrollo que adoptan el modelo británico, y se están poniendo muy nerviosos ante el panorama. Por una parte, temen a la apropiación y pérdida de control sobre sus industrias de suministro de energía y por la otra ven la destrucción de la industria de suministros eléctricos nacionales como una pérdida de oportunidades para que las compañías locales compitan en los mercados mundiales. En varios países hay indicios de que los "campeones nacionales" serán de alguna manera protegidos, o que incluso se les permitirá surgir. Por ejemplo, EDP (Portugal), ENDESA (España), Verbund (Austria) se están haciendo fuertes y es muy probable que existan otras potenciales compañías nacionales en otros países. En la región nórdica, ¿los gobiernos respaldarán a compañías tales como Tattenfall, Statkraft y IVO cuando se lancen a los mercados internacionales y evitarán que pierdan su mercado nacional ante la competencia extranjera? Al permitir que surjan compañías nacionales, los gobiernos tendrán que cuidarse de que éstas no abusen de su posición en el mercado nacional para respaldar sus negocios en el extranjero.

REFORMAS ALEMANAS

En términos estructurales, las reformas alemanas de 1987 se veían bien. El sistema quedaba totalmente como propiedad pública local, pero la estructura era desintegrada con múltiples actores en las áreas potencialmente competitivas. Sin embargo, las compañías de distribución y venta al por menor eran propietarias de las generadoras de electricidad que a su vez eran propietarias de la compañía de transmisión. En la práctica no

había competencia. SEP, la compañía de transmisión, pero también una agencia de planeación que tenía grandes ambiciones para controlar todo el sistema, trató de administrar la generación eléctrica con base en una cooperación centralmente planeada, controlando el comercio internacional. Los distribuidores explotaron las grietas del sistema legal y permitieron que CHP redujera el poder de SEP hasta un nivel en donde parecía que la mayoría de las grandes plantas de energía expedidas centralmente se verán redundantes. También tuvieron éxito al retar el monopolio en comercio internacional de SEP. Las fusiones entre los distribuidores amenazaron con reducir su número lo suficiente como para crear un oligopolio.

No se sabe cuál será la forma final del nuevo sistema, pero la privatización ya está en la agenda, igual que la apropiación por parte de compañías extranjeras de servicios públicos. Un resultado potencial es que Alemania pueda perder casi todas sus grandes estaciones centrales de energía (que serían propiedad de una sola compañía) y cuente solamente con las CHP e importaciones de energía. Esto ha provocado un examen de conciencia en los Países Bajos que se preguntan si esto brindará un sistema energético confiable.

¿TENDRÁ ÉXITO EL MERCADO NÓRDICO?

Más que tratar de responder a esta pregunta, me gustaría plantear algunas más.

¿Es sostenible y deseable la propiedad pública? Hay un gran contraste entre el muy ordenado y cooperativo mercado nórdico y el caótico mercado británico, en donde las grietas y debilidades del sistema regulatorio se explotan sin misericordia. No se sabe qué tanto se deba a un mejor diseño del sistema y a factores culturales, y qué tanto al efecto moderador de la propiedad pública. Mientras que en la región nórdica el cambio de propiedad no formaba parte de las reformas, por razones estratégicas está ocurriendo que las compañías de un país se apropian de las de otro. A medida que las compañías de servicios públicos pierden su sector local, y que las autoridades de sus países comienzan a pensar en cómo usarán el dinero que podrían reunir con la venta de los servicios, se hace evidente la progresiva pérdida de propiedad local, seguida de privatización y entrada de compañías de servicios públicos foráneas a la región nórdica.

¿Qué pasa si los grandes consumidores se perjudican? Las economías de la región nórdica dependen en gran medida de ciertas industrias, como manufactura de metales, químicos y productos de madera, que requieren energía barata. La conclusión lógica de las reformas europeas es que el mercado nórdico será absorbido por el mercado europeo, con un precio europeo para la electricidad. En tal situación, será tan difícil dar a las industrias locales energía barata como lo es para Gran Bretaña proporcionar petróleo económico a sus industrias.

¿Es factible la inversión en una nueva capacidad de generación? Lo que aún no se han planteado los mercados nórdicos es si se puede invertir en nueva capacidad. A medida que las compañías del resto de Europa tengan cada vez

más acceso a la energía barata de la región nórdica, será necesaria una nueva capacidad de generación, especialmente si alguna vez comienza el desmantelamiento nuclear sueco. La experiencia británica sugiere que la nueva capacidad sólo será posible con bajo riesgo y bajas opciones de capital con una fuerte cobertura contractual, efectivamente gas o CHP. Sin embargo, el panorama se complica por el factor del programa ambiental, que no estaba presente en Gran Bretaña. En términos ambientales, la industria nucleoelectrica y los proyectos en gran escala tanto hidroeléctricos como los que se basan en la combustión del carbón, quedan descartados. La perspectiva de eficiencia energética es probablemente menor que en otras partes de Europa, y hasta las termoeléctricas con base en la combustión del gas se convierten en un problema. Probablemente se necesitarán costosos conductos desde los campos noruegos y sería difícil cumplir con los límites permitidos de producción de dióxido de carbón si se eligiera el gas como combustible.

CONCLUSIÓN SOBRE EL RESTO DE EUROPA

La directiva de Estados Unidos es débil pero podría ser suficiente como para quebrar el poder de las compañías tradicionales de servicios públicos. No hay evidencia de que por sí misma, la comisión tenga el poder de exigir una liberalización radical de la industria de suministros eléctricos. Sin embargo, existen fuerzas poderosas, como los grandes consumidores que buscan precios bajos y compañías de servicios públicos internacionales de carácter predatorio, que podrán usar las cláusulas de la directiva para quebrar el poder monopólico de las compañías tradicionales de servicios públicos. Pocos gobiernos tienen actualmente la voluntad política para defender el *status quo*.

LAS COMPAÑÍAS NACIONALES (NATIONAL CHAMPIONS) SERÁN CRECIENTES FUERZAS INTERNACIONALES

Defender los monopolios locales será cada vez más difícil y las grandes compañías de servicios públicos en el futuro desempeñarán cada vez más el papel de fuertes actoras en un mercado nacional aparentemente liberalizado y serán grandes competidoras en los mercados internacionales. Esto satisfecerá a muchos gobiernos ya que mantendrá a un actor fuerte en el mercado local mediante el cual puedan canalizarse las medidas del gobierno cuando sea necesario, y también existirá una compañía fuerte que pueda beneficiar a la economía nacional compitiendo en los mercados internacionales.

La reforma alemana será una buena prueba para saber si el mercado y las opciones descentralizadas pueden realmente garantizar suministros seguros.

Factores tales como el tamaño, el aislamiento geográfico y la ventaja comparativa de la generación eléctrica han hecho que los modelos nórdico y británico no hayan probado totalmente si el mercado puede brindar

suministros seguros de electricidad. En los Países Bajos es posible que las compañías que operan el sector alemán de generación centralizada puedan desaparecer casi completamente, dejando que las IPP, CHP y las importaciones den suministros al sistema.

LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO NÓRDICO ES POR MUCHO LA MÁS EXITOSA, PERO ESTO AÚN ESTÁ LEJOS DE PROBARSE

Las reformas de la región nórdica han sido hasta ahora altamente exitosas, han reducido sus precios incrementando el comercio y mejorando la utilización de los establecimientos. Sin embargo, puede que la privatización no sea inevitable, pues pronto se necesitará nueva capacidad de generación y, por último, las economías de la región podrían perjudicarse si las industrias tradicionales perdieran competitividad.

LA DIMENSIÓN CORPORATIVA

A lo largo de la historia, la industria de suministros eléctricos ha sido casi única en cuanto que ha estado en manos de compañías nacionales, cuyo único negocio de alguna importancia era el de la electricidad, el que operaba solamente dentro de los límites nacionales. Esto hacía que el control, la regulación y la planeación de la industria fueran simples ya que los gobiernos tenían la opción de dirigir las compañías cuando éstas eran estatales, o, a través de un "convenio regulatorio" (las compañías obtenían una operación lucrativa a cambio de garantizar la seguridad del sistema), se aseguraban que sus objetivos se cumplieran.

Está claro que esta situación no se repetirá en el futuro. Las compañías ya están cambiando su perspectiva internacional y por consiguiente son más difíciles de reglamentar. Sin embargo, aún no se sabe a ciencia cierta si los intereses de la industria de suministro de electricidad se convertirán en una parte típica de una multinacional diversificada (todavía no hay indicios de que esto sucederá). En la industria petrolera, las multinacionales dominan el negocio y han demostrado que son extremadamente exitosas en entregar altas ganancias a sus accionistas. Pero los intentos de diversificación casi siempre han demostrado ser un fracaso. Sin embargo, la lógica de combinar el negocio de la electricidad con el del gas, por lo menos a futuro, parece apremiante.

Durante los setenta y ochenta, la moda corporativa eran las compañías diversificadas con énfasis en la administración más que en las interconexiones entre los componentes. Se creía que la fuerza de las grandes corporaciones estaba en la administración y cualquier compañía que no respondiera a su potencial era un posible blanco de apropiación que podía ser reorganizado y vendido, sin importar el sector al que perteneciera. El nuevo énfasis está en las "sinergias", es decir, en encontrar negocios que puedan alimentarse, técnica o comercialmente, de competencias medulares. Para entender cómo se comportará la nueva casta de compañías de

electricidad, es necesario examinar las partes componentes de la industria de suministro eléctrico y ver cómo se adaptan entre sí y a otros sectores de la economía.

En un sistema razonablemente bien regulado, ser propietario de la estructura da muy poca o ninguna ventaja comercial a las generadoras o minoristas y la superposición técnica parece limitada. En los sistemas de suministro de energía maduros, como los de Europa y América del Norte, el manejo de la infraestructura involucra el mantenimiento, la reparación y el reemplazo de la red. El crecimiento será mínimo a menos que las apropiaciones sean posibles. Hay sinergias técnicas claras entre los negocios de distribución y transmisión. Sin embargo, la creación de un monopolio nacional de distribución haría que la regulación fuera más difícil porque quitaría la posibilidad de una regulación estricta y probablemente por ese motivo encontraría resistencia. Las sinergias técnicas pueden existir con otra red o industrias coordinadas. Por ejemplo, la NGC ha desarrollado un fuerte negocio de telecomunicaciones, *Energis*, y está tratando de apropiarse del sistema de control de tráfico aéreo británico. El avance de las empresas en red hacia las telecomunicaciones es común en toda Europa pero importa muy poco que las características comerciales sean muy distintas. Las telecomunicaciones son un negocio de alto riesgo con grandes horizontes (un nuevo participante puede tener que pasar varios años sin ganancias mientras su mercado se desarrolla. Esto puede explicar por qué NGC está vendiendo sus acciones en *Energis*).

La distribución de electricidad puede adaptarse bien a la distribución de gas y de agua. En Gran Bretaña, las compañías de agua se apropiaron de dos de las REC. Se sospecha que estas adquisiciones se hicieron más para encontrar la manera de invertir sumas embarazosamente grandes en un negocio seguro, que pensando en una estrategia a largo plazo. Sin embargo, las compañías pueden todavía desarrollarse como proveedores de infraestructura.

La generación de electricidad en un mercado liberalizado es un negocio de gran capital y alto riesgo cuya analogía más cercana se vea probablemente en los procesos continuos que producen bienes homogéneos, tales como químicos o acero. Aisladamente, el negocio al por menor es especial y requiere un capital insignificante (todo lo que se necesita es un teléfono o una computadora personal). Sin embargo, los riesgos para un nuevo participante son enormes, pues debe confiar en sus habilidades para comerciar bienes y en la mercadotecnia para los consumidores finales.

Sin embargo, las sinergias comerciales entre la venta al por menor y los sectores de generación son fuertes, como lo demuestra el deseo de las generadoras británicas para integrarse a la venta al por menor y el de los minoristas por integrarse a la generación. La experiencia británica también sugiere que los negocios de venta minorista de gas y electricidad se adaptan bien uno al otro. Pero no está tan claro qué tanto deben las generadoras integrarse con las compañías de gas. Algunas de las generadoras británicas se están ahora retirando de las actividades de producción

basadas en la combustión de gas cuyas acciones compraron anteriormente, pero está claro que las generadoras necesitan pericia para comprar y vender gas y, por ejemplo, compañías tales como Eastern y Enron se enorgullecen de su habilidad para negociar el gas entre los mercados.

Para que las compañías del sector eléctrico se expandan geográficamente, sería útil que demostraran pericia en todos los aspectos de la electricidad, de manera que si se presentan a la venta compañías atractivas, sea posible demostrar la historia de su trayectoria en todos los aspectos relevantes. Por ejemplo, la adquisición de una REC por parte de PowerGen le permite demostrar que tiene experiencia en el manejo de una red de distribución y en un negocio minorista de suministros.

Especialmente en las naciones en desarrollo, muchos se suben al carro del liberalismo impulsado por las instituciones financieras internacionales para reestructurar la industria de suministro eléctrico. Las corporaciones como la Southern Company, Endesa, Enron y EDF están adquiriendo un aura de tener habilidades que, en realidad, no son especiales. Se debe recordar que mucho del ímpetu que llevó a Estados Unidos a reestructurar su industria eléctrica vino de las fallas de las mismas compañías de servicios públicos, tales como Southern Co, y Houston, que empiezan a convertirse en fuerzas globales dentro del mercado. Es discutible que las habilidades necesarias para la exploración y producción petrolera justifiquen el dominio de las grandes petroleras. Como también es improbable que las economías de escala justifiquen el decreciente número de compañías de autos o aviones. ¿Pero acaso la complejidad de la producción de hamburguesas o de las economías de escala justifican el dominio de MacDonalds? ¿O es que estamos cautivados por el poder de la marca? La producción y distribución de la electricidad son negocios maduros bien conocidos, con muchas menos perspectivas de cambios tecnológicos y crecimiento que, por ejemplo, las telecomunicaciones. Tiene economías de escala limitada y, en Gran Bretaña, la adopción de tecnología CCGT ha demostrado que una compañía con una planta puede ser tan eficiente como una compañía con 20 plantas. La mayoría de los países, y todos los países en desarrollo tienen los recursos para operar una industria de suministros eléctricos tan bien como el mejor.

Si las "siete hermanas" del siglo XXI resultan ser importantes compañías eléctricas, ¿tendrán los regímenes regulatorios el suficiente poder para negociar un buen acuerdo con ellas? El avance hacia las compañías nacionales (National Champions) que ya mencionamos puede causar problemas regulatorios, pero éstos pueden ser de un orden mucho menor del que impondría una industria de suministros eléctricos multinacional.

CONCLUSIÓN PARA LA DIMENSIÓN CORPORATIVA

- Los cambios corporativos que ocurrirán difícilmente han comenzado todavía.
- La parte de la infraestructura del negocio pronto se separará.

- La ventaja corporativa será cada vez menor, y la presión regulatoria para prevenir que las partes competitivas y monopólicas del negocio se integren en una misma compañía irá en aumento.
- Puede ser que la lógica industrial en pos de la integración de la generación de electricidad, de la venta minorista de suministros de electricidad y del gas sea irresistible.
- Puede ser que la integración de la generación y venta al por menor de electricidad sea indeseable desde el punto de vista de la competencia, pero un sistema desintegrado, con la suficiente cantidad de actores como para asegurar un mercado competitivo, también podría resultar demasiado riesgosa comercialmente como para ser sustentable. El gas será el combustible abrumadoramente dominante para la generación de electricidad y la venta minorista de gas tiene obvias sinergias con la venta al por menor de la electricidad.
- Surgirán grandes corporaciones internacionales de electricidad y tratarán de dominar la industria en escala mundial. Esto sería perjudicial.

El carro del liberalismo ya no puede detenerse y las grandes compañías de servicios públicos de Estados Unidos y Europa ya dominan las industrias de suministros de energía de las naciones en desarrollo. A medida que estas naciones se liberalicen, tratarán de avanzar hacia aquí. No hay una lógica industrial detrás de un sector eléctrico global altamente concentrado, pero sí severas desventajas competitivas y regulatorias.

CUADRO 1

	Estructura	
	Objetivos	Pre-1990
Generación eléctrica	Varios competidores	Consejo Central de Generación de Electricidad
Venta minorista	Varios competidores	12 monopolios regionales (<i>Area Boards</i>) aceptan precios pasivamente
Distribución	Monopolios regionales independientes	12 monopolios regionales (<i>Area Boards</i>)
Transmisión	Monopolio nacional independiente	Consejo Central de Generación de Electricidad

CUADRO 2

	Estructura	
	Objetivos	1990
Generación eléctrica	Varios competidores	Dos compañías dominantes (compañía nucleoelectrónica que acepta precios)
Venta minorista	Varios competidores	12 compañías regionales (REC)
Distribución	Monopolios regionales independientes	12 REC (exigencia de contabilidad separada para el menudeo)
Transmisión	Monopolio nacional independiente	Monopolio nacional (perteneciente a las REC pero no bajo su control)

CUADRO 3

	Estructura	
	Objetivos	1999
Generación	Varios competidores	Cinco generadoras principales (Todavía hay temores de dominio del mercado en la planta que "establecen precios")
Venta minorista	Varios competidores	12 REC dominan todavía (las generadoras compran el negocio minorista)
Distribución	Monopolios regionales independientes	12 REC (Intentos del ordenanza para obligar a la completa separación de la venta minorista y la distribución)
Transmisión	Monopolio nacional independiente	Monopolio nacional independiente

CUADRO 4

	Estructura	
	Objetivos	2001
Generación eléctrica	Varios competidores	4 o 5 generadoras principales (¿National Power, PowerGen, Scottish Power, Eastern, British Gas, EDF?)
Venta minorista	Varios competidores	4 o 5 compañías propiedad de las generadoras (todas venden gas y tienen alianzas con los grandes mercados, bancos, etcétera)
Distribución	Monopolios regionales independientes	3 o 4 monopolios
Transmisión	Monopolio nacional independiente	Monopolio nacional independiente