

## **Nuevas tendencias en la organización del sector eléctrico. Revisión internacional.**

Claudia Meseguer, Tomás Gómez San Román  
Instituto de Investigación Tecnológica  
Universidad Pontificia Comillas  
Santa Cruz de Marcenado, 26  
28015 Madrid

**Dentro de la tendencia actual de liberalización de la economía en diferentes sectores productivos, la industria eléctrica está experimentando, en numerosos países, una importante transformación estructural y regulatoria, en el sentido de incorporar mecanismos de competencia y de aumentar así el papel de las fuerzas de mercado, en busca de una mejora en la eficiencia económica del sector. Estos cambios en la organización y funcionamiento del sector eléctrico han respondido a motivaciones de carácter político, económico, técnico o financiero. En este artículo se exponen a grandes rasgos las principales tendencias de cambio, centrándose en las experiencias más relevantes a nivel internacional.**

### **1. Introducción**

La industria eléctrica está experimentando actualmente, en numerosos países, una importante transformación estructural y regulatoria, en el sentido de incorporar en mayor medida diversos mecanismos de competencia y de aumentar así el papel de las fuerzas de mercado, en busca de una mejora en la eficiencia económica del sector y de una reducción de la intervención de la Administración pública en la gestión del mismo.

Estos cambios regulatorios se enmarcan en un contexto de libre competencia frente al contexto tradicional de monopolio regulado con obligación de suministro. Los motivos que han dado lugar a estos procesos de transformación han sido muy diversos; desde condicionantes políticos, asociados a un gobierno concreto, hasta razones económicas o financieras. En cualquier caso esta transformación ha sido posible por los cambios tecnológicos producidos en las últimas décadas, la saturación de las economías de escala en la construcción de nuevos grupos y las mejoras en las redes de transporte de energía eléctrica.

En esta tendencia generalizada en la reestructuración del sector eléctrico los aspectos comunes claves en estos procesos liberalizadores han sido:

- La separación de aquellas actividades del negocio eléctrico que pueden ser desarrolladas en un régimen de competencia (generación y comercialización) de aquellas otras que tienen un carácter de monopolio natural (transporte y distribución) y que por tanto deben estar reguladas.
- El establecimiento de un mercado mayorista competitivo en el que los generadores actúan en régimen de competencia.
- El acceso de terceros a las redes de transporte mediante el pago de peajes.
- La libertad de contratación y elección del suministrador para los clientes cualificados o elegibles.

Las soluciones adoptadas en cada país, incluso en los aspectos anteriores, han dependido de las características específicas de cada sistema eléctrico y de su marco regulador anterior. En algunos países los procesos de reestructuración del sector ha venido de la mano de procesos de privatización de las diferentes actividades del negocio eléctrico tanto para financiar al propio Estado atrayendo inversiones extranjeras, caso de algunos países latinoamericanos (Argentina, Bolivia, Perú), como para reducir la gestión de la Administración de estas actividades (Chile, Inglaterra & Gales). En otros casos se ha mantenido la estructura de propiedad anterior ya fuese ésta pública en su totalidad (Noruega) o mixta (España parcialmente, California).

En cuanto al funcionamiento de los mercados competitivos de generación éstos se caracterizan por el establecimiento de un mercado de contratos libres que generalmente tiene como referencia un mercado "spot". Toda la producción de energía ofertada por los generadores en el mercado "spot" es remunerada al precio de equilibrio del mercado de generación y demanda. Este precio es determinado en base al equilibrio entre la oferta y la demanda (tendencia actual; Noruega, Australia, España, California) o en base al coste marginal del sistema eléctrico que en cada momento corresponda, calculado a partir de los precios ofertados (Reino Unido) o a partir de los costes de operación auditados (Chile) o declarados (Argentina, a partir de mayo de 1995).

Un aspecto complejo en este nuevo marco regulatorio es el establecimiento de los peajes de las redes a través de las cuales se accede al mercado de la energía. Se trata en el fondo de resolver el problema de por un lado fijar una remuneración adecuada que dé viabilidad a las empresas de transporte y distribución de la energía, y por otro lado de que los peajes resultantes que pagan los usuarios de estas redes promuevan la eficiencia y no discriminación entre los distintos agentes.

En el caso de las redes de transporte, estos peajes pueden ser negociados entre las partes (Chile), esquema que se ha reconocido como problemático, o regulados por la correspondiente autoridad.

En el caso de las redes de distribución se han diseñado diferentes esquemas de retribución de la empresa basados en fórmulas que incentivan la eficiencia desacoplando los costes reales de la empresa de su remuneración durante un periodo regulatorio de varios años, típicamente cuatro o cinco. Estos esquemas basados en

incentivos pueden adoptar distintas formulaciones en la práctica: control del precio (*price cap*, en Reino Unido), comparación por eficiencia (*yardstick competition*, en Chile), control de los ingresos máximos (*revenue limitation*, en California), etc. Todos estos esquemas determinan una remuneración que la empresa debe recolectar de los usuarios de sus redes mediante el correspondiente pago de los peajes regulados.

En los siguientes apartados se describen los sectores eléctricos y los cambios regulatorios que han tenido lugar en algunos de los países considerados como más representativos (Chile, Inglaterra y Gales, Argentina, Noruega, California) analizando cómo se han resuelto en cada uno de ellos los aspectos mencionados anteriormente.

## **2. El sector eléctrico en Chile**

El sector eléctrico en Chile ha sido pionero en este proceso de privatización y reestructuración que se está llevando a cabo a nivel mundial en la industria eléctrica. Los motivos que dieron lugar a la reforma del sector eléctrico chileno se debieron fundamentalmente a razones de índole política encaminadas a reducir la intervención del Estado en la gestión del sector.

El sector eléctrico en Chile, dada su condición geográfica nacional, contempla principalmente dos sistemas independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con una potencia instalada en 1996 de 1.133 MW y una demanda máxima de 795 MW, y el Sistema Interconectado Central (SIC), con una potencia instalada de 4.716 MW y una demanda máxima de 3.495 MW. En el SIC el 78% de la potencia instalada es generación hidráulica mientras que en el SING únicamente el 4% es generación hidráulica. Las principales empresas eléctricas que operan en el sistema central son Endesa, Chilgener, Colbún y Pehuenches y en el sistema del Norte Grande Edelnor, Tocopilla y Endesa.

En 1978 se creó la Comisión Nacional de Energía, asignándosele como función principal la elaboración de la nueva legislación del sector, que se concretó en la ley DFL-1 de 1982. El aspecto central de la nueva legislación fue el establecimiento de un mercado competitivo a nivel de generación en el que los generadores pueden contratar libremente con clientes finales (clientes con capacidad instalada superior a 2 MW). En este nuevo mercado la operación de las centrales está coordinada a través de un pool obligatorio (centro de despacho económico de cargas, CDEC) en el que todos los generadores entregan su energía y potencia. Los excedentes o déficits que se generan respecto a la generación propia para abastecer un determinado contrato se gestionan en el CDEC, saldándose las diferencias al coste marginal del sistema que en cada momento corresponda. La coordinación de la operación del sistema de transporte también está a cargo del centro de despacho.

Además, para introducir competencia a nivel de generación se separaron las actividades de generación-transporte de las de distribución. La totalidad de los sistemas de transporte permaneció en manos de compañías generadoras (Endesa en el SIC y Edelnor en el SING). En este sentido no se impusieron restricciones a la integración

vertical. Este hecho junto con el establecimiento de un acceso negociado a las redes de transporte ha dado lugar a que se tomen decisiones ineficientes (desde el punto de vista de un gestor centralizado) como fue la construcción de una línea alternativa desde el sur de Chile hasta Santiago.

Mejorar la gestión en la actividad de distribución era también un objetivo fundamental de la nueva regulación. Para ello, se estableció que las tarifas no se basaran en un reconocimiento automático de los costes incurridos por la empresa de distribución, sino que tomaran como referencia los costes de una empresa modelo eficiente. Este esquema para retribuir a las compañías distribuidoras ha resultado controvertido a la hora de valorar tanto los costes asociados las redes de distribución como a la gestión comercial. En cualquier caso los resultados de aplicar este modelo de retribución han sido muy ventajosos para las compañías distribuidoras.

La comercialización a clientes con precios regulados (clientes inferiores a 2 MW) está controlada por la CNE mediante la fijación de precios de nudo, modulados geográficamente, y de valores agregados de distribución. El precio de nudo tiene una componente de energía y otra de potencia. El precio de nudo de la energía corresponde a un promedio ponderado de costes marginales de operación futuros esperados, mientras que el precio de nudo de la potencia corresponde a la inversión marginal óptima necesaria para abastecer la demanda máxima del sistema. Los precios de nudo para la energía provienen de los costes marginales de corto plazo del sistema. Este cálculo lo realiza la CNE semestralmente, para tener en cuenta las variaciones que se producen en la demanda y en la hidrología. Estos precios no pueden diferir en más de un 10% de los precios libres negociados entre las empresas de generación-transporte y sus clientes libres. El valor agregado de distribución VAD se calcula a partir de la definición de una empresa modelo eficiente. Las empresas distribuidoras se clasifican por áreas típicas de distribución, caracterizadas por empresas con un nivel de densidad de consumo similar. Los valores agregados de distribución se calculan para cada una de las tres áreas típicas.

Los clientes libres son suministrados directamente en alta tensión por las empresas generadoras, aunque pueden también establecer contratos con las empresas distribuidoras. La competencia en el suministro a estos clientes es posible, en teoría, por la existencia de varias empresas de generación y el acceso a la red de transporte. En la práctica, aunque el mercado a nivel mayorista ha resultado eficiente en términos de competencia entre empresas generadoras, los clientes libres han permanecido durante bastante tiempo cautivos de sus compañías suministradoras o simplemente han renegociado sus condiciones de suministro. En el sistema interconectado del norte, dominado por grandes consumidores industriales y mineros, se ha alcanzado un grado de competencia a nivel mayorista satisfactorio. Sin embargo, en el sistema central la falta de restricciones a la integración vertical ha dado lugar a que un gran grupo inversor controle gran parte de la capacidad de generación, la mayor compañía de distribución y el sistema de transporte no obteniéndose el mismo grado de competencia.

### 3. El sector eléctrico en Inglaterra y Gales

La reestructuración y privatización de la industria eléctrica en Inglaterra y Gales se produjo durante el gobierno de Margaret Thatcher, en su política de reducir la intervención pública de los diferentes sectores productivos que estaban controlados por el Estado. La ley eléctrica de 1989 (Electricity Act) establece una nueva estructura organizativa para las diversas actividades del negocio eléctrico y la regulación específica de cada una de ellas. La nueva estructura privatizada comenzó a funcionar en abril de 1990. Los objetivos de este proceso fueron introducir competencia en las actividades del negocio eléctrico en la que esto era posible (generación y comercialización) y la regulación eficiente de los monopolios naturales de transporte y distribución.

Anterior al proceso de privatización y reestructuración de la industria eléctrica en Inglaterra y Gales, una única compañía pública (Central Electricity Generating Board, CEGB) suministraba el 95% del consumo eléctrico, poseía y explotaba la red de transporte y estaba obligada a suministrar la energía solicitada por doce compañías distribuidoras. Estas doce compañías, denominadas “area boards”, también eran de propiedad pública y funcionaban con franquicias territoriales y obligación de suministro al consumidor final. Un “electricity council” y doce “area electricity consultative councils”, designados por el gobierno, coordinaban la estrategia del sector.

La nueva estructura definida en la ley de 1989 divide la CEGB en cuatro compañías: dos grandes compañías privadas que agrupan toda la generación térmica, National Power y Power Gen, una compañía pública Nuclear Electric con los grupos nucleares (en 1995 se hicieron públicos los planes para su privatización) y National Grid Company (NGC) que agrupa el sistema de transporte y los grupos de bombeo.

Las doce “area boards” pasaron a denominarse “regional electricity companies” (RECs) y a ser compañías privadas de distribución con obligación de suministro en su área autorizada. Cada REC tiene que tener divididas sus actividades en cinco áreas de negocio separadas: distribución, comercialización (“supply”), generación, comercialización a terceros (“second tier supply”) y otros negocios (conexión, servicios de respaldo, etc). Estas compañías tienen derecho a generar por sí mismas hasta un límite del 15% de su demanda y deben comprar un porcentaje prefijado de su potencia a centrales nucleares y a tecnologías renovables de generación a través de contratos denominados Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO).

Las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización a terceros se realizan bajo licencias. El precio de las actividades de transporte y distribución está regulado con un mecanismo RPI-X (índice de inflación - factor de eficiencia) de control del precio (price cap).

El “Pooling and Settlement Agreement” (P&SA) es el sistema de acuerdos que rigen la compraventa de energía al por mayor. Este sistema funciona como un pool, administrado por la NGC, al que todos los generadores están obligados a ofertar. El

despacho de los grupos se establece en función de los precios ofertados, siendo los generadores retribuidos a un precio único (precio del pool) en intervalos de media hora.

El precio del pool consta de dos componentes. La primera componente es el precio marginal previsto en cada intervalo de media hora de un día (“system marginal price”, SMP), calculado con los datos de las ofertas de producción y la estimación de la demanda disponibles en el día anterior. A este precio se le añaden repartiéndoles sólo en las horas de demanda alta determinados costes “hundidos” de operación (costes de arranque y de funcionamiento a potencia mínima). La segunda componente del precio del pool se ha denominado “capacity element” y depende de la probabilidad de que exista energía no suministrada en el intervalo de media hora considerado. El precio del pool es único para todos los generadores, independientemente de su localización geográfica. Esta forma de calcular el precio de mercado da lugar a ajustes posteriores debidos a la red que se cargan como un extracoste a los consumidores denominado “uplift”. En este concepto también se incluyen los pagos que reciben los generadores en reserva de operación o simplemente disponibles por la probabilidad de ser despachados.

Las transacciones económicas que se realizan entre los diferentes agentes del mercado se basan en el precio del pool. Las compañías distribuidoras RECs compran electricidad a los generadores al precio del pool más la componente “uplift” y pagan a NGC por el correspondiente uso de la red. Las RECs cobran a sus consumidores por la energía consumida y por el uso de la red de distribución. Los consumidores no comercializados por su REC local (inicialmente consumidores con potencia superior a 1MW, en 1994 se amplió a 0,1MW y en 1998 se ampliará a todos) pagan a su comercializadora (otra REC o un generador) según el contrato que establezcan. La comercializadora paga a la REC local y a NGC por el uso de sus redes.

Además se pueden establecer contratos a largo plazo de compra y venta de energía (contratos por diferencias, CfD en la terminología inglesa), que tienen por objeto proteger de la volatilidad de los precios del pool. Estos contratos son de carácter financiero y no afectan por tanto al despacho económico del sistema. Existe un mercado de contratos estandarizados “Electricity Forward Agreement” (EFA) que fue establecido por las 12 RECs para aumentar la liquidez en el mercado y como mecanismo adicional para cubrirse del riesgo del precio del pool.

El proceso de reestructuración del mercado inglés ha supuesto efectos drásticos en la industria eléctrica encaminados a mejorar la eficiencia económica del sector entre los que cabe mencionar una reducción de personal a nivel general en las diferentes compañías, el aumento de la productividad de las centrales nucleares y la rapidez en la construcción de nuevos grupos generadores. Ahora bien, la eficiencia en estos mercados se ha visto alterada por comportamientos oportunistas derivados de participantes con elevado porcentaje del mercado (National Power y Power Gen), de situaciones en las que se ha ejercido un poder de mercado local (generadores obligados a funcionar por restricciones de red con ofertas excesivas) y de los propios mecanismos de remuneración establecidos (el “capacity element” en la remuneración de la energía). Además, los precios al consumidor final no han experimentado una

reducción importante debido en buena parte a los contratos iniciales con los que comenzó a funcionar el mercado.

Ante estas irregularidades en el funcionamiento del mercado el director de la Office of Electricity Regulation (OFFER) responsable de la regulación económica, el cumplimiento de los términos de las licencias y la supervisión general, llevó a cabo una serie de investigaciones sobre los precios del pool. Como medidas correctoras para reducir el poder de mercado de National Power y Power Gen se impuso, entre otras, la venta de activos de éstas compañías, 4.000MW y 2.000MW respectivamente. En paralelo se han mantenido discusiones sobre algunos aspectos del diseño del mercado entre los que destacan la posibilidad de establecer contratos bilaterales físicos, de forma que no sea necesario recurrir al pool (lo que se ha denominado “trading outside the pool”), la participación de ofertas del lado de la demanda, mecanismos alternativos al “capacity element”, el establecimiento de la retribución de los generadores en función de sus precios ofertados y la gestión de los servicios de transporte. Actualmente el nuevo gobierno ha pedido a varios consultores que propongan nuevos diseños de mercado para el sistema eléctrico inglés.

#### **4. El sector eléctrico en Argentina**

El sector eléctrico argentino al final de los 80 arrastraba una grave situación que llegó a deteriorarse hasta producir largos periodos de racionamiento eléctrico. Los principales puntos débiles del sector residían en una política tarifaria de subsidios cruzados, modelos de gestión inadecuados y un parque de generación en malas condiciones. En el origen de esta situación se encontraba una concepción centralizada del sector, siendo el Estado el único agente. Bajo esta situación la Secretaría de Energía optó en diciembre de 1991 por la privatización progresiva del sector y la creación de un mercado con unas nuevas reglas del juego.

La ley 24.065 establece estas reglas del juego, fija objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, y crea el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, a fin de controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a aquellos objetivos. Además, la ley contempla como componentes del sistema con funciones ejecutivas de normalización, orientación y fiscalización a la Secretaría de Energía (SE) y al Organismo Encargado del Despacho (OED).

Los aspectos claves de la regulación argentina se concretan en la separación de las actividades del negocio eléctrico (generación, transporte y distribución), el establecimiento de un mercado competitivo en generación, la regulación de la actividad de transporte con libre acceso a las redes bajo pago de peaje y la regulación de la actividad de distribución bajo licencias en la zona de concesión.

El núcleo básico del esquema regulador es el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con su sistema de despacho óptimo, inicialmente en base a costes auditados y a partir de mayo de 1995 en base a costes declarados (ofertan dentro de un cierto rango). El MEM está operado por el Organismo Encargado del Despacho a cargo de la Compañía

Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Esta compañía es privada y está participada por cinco grupos accionistas igualitarios (generadores, distribuidores, transportistas, grandes consumidores y la Secretaría de Energía). Las funciones de CAMMESA son:

- Optimizar la operación del sistema eléctrico, minimizando el coste de producción sujeto a criterios de seguridad y de calidad del servicio.
- Gestionar el despacho de generación del MEM en el corto y largo plazo, los servicios complementarios y la coordinación de las actividades de mantenimiento.
- Supervisar el mercado de contratos y gestionar las transacciones.
- Realizar una planificación indicativa.
- Estimar la evolución de los precios del mercado mayorista.
- Evaluar los beneficios para los agentes del sistema asociados a nuevas instalaciones de transporte.

Los componentes que caracterizan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son:

- Un “mercado spot” con precios nodales de definición horaria.
- Un “mercado a término” con contratos pactados libremente entre generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- Un “sistema de precios estacionales” de los precios previstos para el mercado spot, destinado a la compra de energía y potencia por los distribuidores.

En el mercado spot el generador entrega su energía y es remunerado a un precio spot marginal horario del sistema. El precio consta de una componente de energía y otra de potencia o capacidad. Tanto una como otra son “nodales”, esto es, su valor depende de la ubicación en la red del nudo donde esté conectada la generación o carga, siendo las pérdidas óhmicas y consideraciones de fiabilidad las que afectan al cambio de valor entre unos nudos y otros. La componente de energía es el coste marginal de corto plazo, calculado de forma que en situaciones de desabastecimiento esta componente es el coste de energía no suministrada. La componente de potencia en estos sistemas tiene por objeto incentivar la instalación de capacidad para garantizar la continuidad de suministro en el largo plazo, por encima de lo que se conseguiría solamente con una remuneración basada en la componente de energía. El sistema de transporte recibe remuneración variable a través del precio de nudo y una remuneración fija por cargos de conexión y capacidad.

El mercado spot, al igual que en el sistema chileno y el inglés, es obligatorio para todos los agentes generadores. Estos venden toda su producción al pool (CAMMESA) y compran del pool para satisfacer sus contratos del mercado a término. Los contratos que se establecen con los diferentes agentes del mercado son puramente financieros saldándose las diferencias al precio spot. Una característica específica de estos contratos es su prioridad en el despacho ante problemas de racionamiento.

Los grandes consumidores pueden comprar directamente al distribuidor de su área a través de un precio regulado o acceder al mercado spot a través de contratos con los

generadores del MEM. Existen dos categorías de consumidores cualificados en función de la potencia, con diferentes exigencias en la contratación en cuanto a la duración de los contratos y la demanda contratada: grandes consumidores (gran usuario mayor, GUMA) con potencia superior o igual a 1MW, contratos de plazo mínimo de 1 año y cantidad mínima a contratar del 50% de su demanda y consumidores menores (gran usuario menor, GUME) con potencia entre 0,1 y 2MW, contratos de plazo mínimo de 2 años y exigencias de contratar toda su demanda.

El distribuidor compra a un precio estacional (estable) por energía y potencia realizando un *pass-through* al consumidor final de esa componente mayorista y de la tarifa propia de distribución (“valor añadido de distribución”, VAD) para cada nivel de tensión y tipo de consumidor. La componente de distribución está regulada permitiendo recuperar los costes incurridos del servicio más un beneficio razonable.

Las compañías distribuidoras pueden establecer contratos con los generadores del MEM. Aunque el precio al que las distribuidoras compran en el mercado spot es estable, no estando por tanto expuestas a la variabilidad del precio del pool (lo que reduciría o eliminaría la necesidad de realizar contratos) estas compañías son en parte responsables de garantizar el suministro al consumidor final, estableciéndose a partir de septiembre de 1996 una penalización asociada a la falta de suministro. Este mecanismo es un fuerte incentivo para que las compañías distribuidoras accedan al mercado a termino.

Aunque el modelo argentino presenta similitudes con el modelo chileno, un aspecto diferencial clave es el establecimiento de restricciones a la integración vertical de forma que los propietarios de la generación y la distribución no pueden ser propietarios del sistema de transporte. Además, se establece que la participación en el mercado de las empresas generadoras no puede exceder de un 10%. Inicialmente el mercado comenzó a funcionar con 22 compañías generadoras. En 1996 el número de agentes generadores del Mercado Eléctrico Mayorista nacional ascendía a 38. Este nivel no ha sido alcanzado por ninguno de los mercados eléctricos competitivos existentes actualmente y está dando lugar a una fuerte competencia en el precio mayorista.

## **5. El sector eléctrico en Noruega**

La Ley Eléctrica de 1990 establece un nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico en Noruega. Hasta entonces dicho sector se encontraba formado por compañías regionales verticalmente integradas (aproximadamente 20 compañías, la mayor parte de ellas de carácter municipal), y Statkraft, la gran compañía del Estado que controlaba la red de transporte y la mayoría de la generación. Una importante característica del sistema de generación noruego es que prácticamente es 100% hidráulico.

En 1991, se dividió el sector en cuatro componentes : generación, red de transporte, redes de distribución y comercialización. Las actividades de generación y comercialización se abrieron a la competencia, mientras que las actividades de transporte y distribución se consideraron monopolios y por tanto se regularon.

El gobierno dividió Statkraft en una compañía de generación con el mismo nombre y en una compañía de transporte también con funciones de Operador del Sistema, Statnett. Después, Statnet Market fue creada como subsidiaria de Statnett. La comisión reguladora noruega (Norges Vassdrags-Og Energiverk, NVE) fue nombrada para llevar a cabo la reforma propuesta.

El gobierno no privatizó el sector, y contrario a lo sucedido en otras reformas el sector continuó siendo público. Los contratos bilaterales que habían sido firmados con anterioridad a la reforma se mantuvieron en el nuevo marco regulatorio. De hecho estos contratos se han revelado como un obstáculo a la competencia, con lo que deben ser renegociados perdiendo su naturaleza de contratos físicos y convirtiéndose en contratos financieros.

En la actualidad, el sector tiene la siguiente estructura:

- Generación: grandes productores industriales con cogeneración (15%); Statkraft (30%); otros generadores asociados con compañías de distribución e intercambios internacionales (el resto de la producción).
- Transporte: Statnet es el principal propietario (85%) y además es el administrador de la red con derecho de gestión sobre el resto de la red de transporte.
- Mercado Mayorista de Energía: Statnet Market.
- Distribución: alrededor de 200 compañías de naturaleza local cuyo propietario son los municipios.
- Comercializadores y *brokers* de energía.

Existe libre acceso a las redes, y el Mercado de Energía es organizado por Statnet Market. Este mercado es todavía bastante pequeño (solamente el 10% de la energía) y que la mayor parte de la energía es comercializada a través de contratos bilaterales, de tipo físico, entre los generadores y las compañías de distribución. Estos contratos se realizan entre las distribuidoras regionales y la compañías municipales, por lo que no son el mejor indicativo de los precios en el mercado.

La distribución está fundamentalmente en manos de los municipios, y el 50% de estas compañías poseen sus propios generadores hidráulicos como resultado de la anterior regulación que les imponía la obligación de suministro. Esta es la causa de los problemas anteriormente enunciados.

El mercado mayorista aparte de estos contratos bilaterales se organiza en un número de mercados separados:

- El mercado spot que se despeja con un día de antelación ex-ante, con ofertas de venta y compra en precios y cantidades.
- El mercado de regulación o secundario es un mercado marginal que se despeja en la operación real ex-post. Las ofertas de regulación representan los precios a los cuales los participantes están dispuestos a incrementar o reducir su producción o demanda en el sistema. Este mercado asegura el necesario equilibrio entre generación y demanda.

- El mercado suplementario de largo-plazo que es un mercado de futuros con antelación de una semana. Las ofertas se ofrecen fundamentalmente para cubrir la demanda en base.

La regulación de los comercializadores es mínima, se considera un negocio en competencia, dado el principio de que cualquier consumidor en Noruega tiene acceso libre al mercado competitivo de la energía. Existen *traders* puros con el único objetivo de comprar y vender energía. También algunas distribuidoras se han establecido como comercializadoras con el objetivo de aumentar su cuota de mercado.

Las tarifas o peajes de red se definen para cada punto de conexión, siguiendo la metodología de "sello de correos".

Los sistemas nórdicos, Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, llevan bastantes años interconectados y cooperando en un *pool* conocido como Nordel que les ha permitido obtener importantes ventajas económicas y de seguridad. En estos países existe una estructura del parque de generación (*mix* de generación) muy diferente de unos a otros.

Tras el establecimiento del mercado mayorista noruego, en 1993 se comenzaron a aceptar las ofertas del resto de países nórdicos como participantes en el pool con especiales características en cuanto a peajes en las interconexiones y mecanismos para tratar las saturaciones de las mismas.

En 1996 se fusionaron el pool noruego y el pool sueco en un único área de mercado, lo que ha constituido el primer paso hacia el establecimiento de un mercado nórdico que agrupará a todos los agentes de los cuatro países. Es decir el mercado mayorista nórdico supondrá la convergencia de los cuatro países al mismo modelo regulatorio de generación y comercialización en competencia.

## **6. El sector eléctrico en California**

En Septiembre de 1996 la ley AB 1890 firmada por el Gobernador del Estado comienza la desregulación de la industria eléctrica en el estado de California. Se abrirá así a la competencia una industria con un volumen de negocio de 21.000 millones de \$USA anuales y se garantizaba una reducción del 20% en las tarifas a los consumidores domésticos y pequeñas empresas para el año 2002. Este proceso de aumentar la competencia en el sector se inició en 1978 en el Congreso de los EEUU con la aprobación de la PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) y en 1992 con la Energy Policy Act.

En 1998, año en que se pone en práctica la reforma del sector eléctrico, ha comenzado un proceso gradual de 4 años de duración con el objetivo de introducir competencia en dicho sector. Se impone la separación vertical: generación, transporte y distribución. El transporte y la distribución permanecen regulados por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) y por la California Public Utilities Commission (CPUC), respectivamente. La generación y comercialización se consideran desreguladas y

sujetas a las fuerzas del mercado y de la competencia así como a los precios que resulten del mercado para sus productos. Los consumidores finales de cualquier tipo pueden elegir libremente su suministrador desde el principio.

Hasta el presente año 1998, las tres empresas relevantes - Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) y San Diego Gas and Electric (SDG&E) - generaban, compraban o importaban, transportaban y distribuían la electricidad según las necesidades impuestas por la demanda de sus consumidores.

Estas compañías han estado verticalmente integradas siendo las responsables de suministrar su carga manteniendo la frecuencia del sistema y los intercambios programados con las compañías vecinas y otros productores. Cada una de estas compañías tenía la obligación de servir la carga en su área de servicio desarrollando sus propios planes de generación y programando sus contratos de suministro de combustibles en el largo plazo.

A partir del 1 de abril de 1998 la operación de las instalaciones de red de transporte de cada una de estas compañías es gestionada y coordinada por un Operador del Sistema - Independent System Operator (ISO) -. El ISO asegura que todos los productores de electricidad tengan igualdad de oportunidades para enviar la electricidad a sus consumidores a través de la red de transporte.

Desde el 1 de abril de 1998 hasta marzo del 2002, las tres grandes compañías deben comprar y vender al Operador del Mercado -California Power Exchange (PX) - toda su generación, mediante un mecanismo de ofertas desde el lado de la generación y de la demanda (con la única excepción de centrales que deben estar produciendo "must-take generation" como nucleares, fluyente y tecnologías renovables bajo el programa de financiación especial).

También a partir de la fecha señalada, los consumidores de estas compañías y de otras distribuidoras más pequeñas pueden elegir libremente a qué suministrador comprar la electricidad. Otros productores tienen la opción de comprar y vender energía a través del PX o venderla directamente a consumidores con contratos bilaterales físicos que no pasan a través del PX.

El diseño del nuevo mercado de energía eléctrica en California es complejo debido a la diferente naturaleza de las transacciones permitidas y los diferentes agentes e intereses que han participado en este diseño. El PX es responsable de los mercados de energía ex-ante diario y ex-ante de cada hora. Estos mercados marcan los precios horarios de la energía, promueven la competencia en generación y sirven de referencia para la creación de nuevos mercados de contratos bilaterales bien físicos o bien financieros por diferencias. El ISO gestiona el mercado de operación en tiempo real referido a los desequilibrios entre la generación y la demanda real, y los valores programados en los mercados ex-ante. También el ISO se encargará de la gestión de los mercados de reserva rodante y no rodante, reposición de la reserva usada, regulación secundaria AGC y el resto de servicios complementarios para asegurar el funcionamiento seguro y fiable del sistema.

Es de destacar que en la secuencia de mercados y en la división de funciones entre el PX y el ISO existe un parecido importante entre el diseño seguido en California y el puesto en práctica en España.

Dos de los temas que han sido relevantes en California en el diseño de la nueva estructura del sector han sido: el poder de mercado para manipular los precios cuando existen pocos participantes en dicho mercado o se ponen barreras a la entrada de nuevos participantes, y el problema de cómo recuperar las inversiones en un nuevo ambiente de competencia que se hicieron por las empresas de generación en el antiguo contexto regulado, esto es, el problema de los "stranded costs" o costes de transición a la competencia. Estos dos temas también han sido y siguen siendo de singular relevancia en el caso español.

En California y con ánimo de atajar el posible poder de mercado en generación, la CPUC en diciembre de 1995 requirió a PG&E y a SCE que debían desprenderse de al menos el 50% de sus plantas de generación térmicas no nucleares dentro de sus respectivas áreas de servicio. También se requirió a las empresas distribuidoras abstenerse de establecer nuevos contratos con sus generadores afiliados. Por otro lado se propuso un sistema de información sobre facturación a clientes que debería estar disponible para todos los competidores. El PX está encargado de velar por la no manipulación de precios por parte de los generadores en el mercado de la energía.

Con respecto a los denominados costes de transición a la competencia (CTC), en California se definen como la diferencia entre los ingresos que las compañías obtendrán a partir de las tarifas congeladas de los consumidores regulados y los costes decrecientes de las compañías. Las compañías no tienen una garantía de que van a recuperar todos los CTCs, sino que ellas dispondrán de una oportunidad para hacerlo durante el período de transición hasta el 2002. Algunos de los riesgos que pueden correr son por ejemplo unos precios elevados de los combustibles o una alta tasa de inflación que incrementarían los costes de generación, o por el contrario una recesión económica que reduciría los ingresos de la compañía. Los CTCs aparecerán explícitamente como un concepto más desglosado en la facturación a los clientes.

## **7. Conclusiones**

En este artículo se han revisado los cambios regulatorios y reformas estructurales en los sectores eléctricos de algunos países que se han considerado relevantes en la historia reciente: Chile, Inglaterra y Gales, Argentina, Noruega y el estado de California en EEUU.

Aunque las causas y razones que condujeron al cambio en estos países fueron de naturaleza diferente, existen elementos comunes en estos procesos de reforma que se repiten en casi todos los países. Estos elementos son:

- Separación entre actividades no reguladas ejercidas en competencia, como son la generación y la comercialización de la energía, y actividades reguladas consideradas

como monopolios naturales como son el transporte y la distribución de la energía a través de las redes eléctricas.

- Creación de un mercado competitivo mayorista de la energía donde todos los participantes pueden ofertar su producción y demanda.
- Principio de acceso libre a las redes mediante el pago de peajes que deben ser fijados con criterios objetivos y transparentes, de forma que promuevan la eficiencia y no discriminen a los diferentes usuarios estableciendo subsidios cruzados.
- Libertad de contratación y elección del suministrador para los clientes cualificados. Esta capacidad de elección y contratación generalmente, tras un periodo transitorio, se va extendiendo a todos los clientes.

Estos principios generales, adoptan muy distintas formas cuando se llevan a la práctica mediante los desarrollos regulatorios correspondientes. Es en esta tarea donde los distintos países tienen que tener en cuenta los esquemas organizativos y de propiedad del pasado junto con los retos futuros definidos por las tasas de crecimiento, disponibilidad de recursos y sostenibilidad de la eficiencia y competitividad. Todo ello conforma una diversidad de prácticas regulatorias y reformas donde cada país debe encontrar las soluciones que más se adapten a sus verdaderas necesidades.

## **8. Referencias**

Benario P., "Modelo Regulatorio de Empresas Concesionarias de Servicio Público de Distribución. Sistema Chileno", Aula de Regulación Universidad Pontificia Comillas, Madrid 1995-96.

Rudnick H., "The Electric Market Restructuring in South America: Successes and failures on the market design", Aula de Regulación Universidad Pontificia Comillas, Madrid 1997-98.

Mackerron G., "Regulation and the Economic Outcome of Electricity Privatization in England and Wales", *Revue de l'Énergie*. Jan/Feb. 1995.

Office of Electricity Regulation, "The Distribution Price Control: Revised Proposals". United Kingdom. July 1995.

Marmolejo A., Williams S., "The Argentine Power Book". Latin America Research - Electric Utilities. Keinwort Benson Research. March 1995.

Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, "Contrato de Concesión de los Servicios de Distribución y Comercialización". Buenos Aires, 1992.

Fossdal K., Andersen J.H., "The Nordic Power Exchange. An Electricity Power Exchange across National Borders", Nord Pool ASA, Aula de Regulación Universidad Pontificia Comillas, Madrid 1997-98.

Moen J., "Electric Utility Regulation, Structure and Competition. Experiences from the Norwegian Electric Supply Industry", NORGES VASSDRAGS-OG ENERGIVERK (NVE), Norway 1995.

California Power Exchange Corporation, "California's New Electric Power Market. Introduction to the Market. Seminar Guide", Alhambra, California, 1997.

Comnes G.A., Stoft S., Greene N., Hill L.J., "Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues. Vol. Ip", Lawrence Berkeley Lab., University of California. Nov. 1995.