

‘MERCADO ELÉCTRICO’, REGULACIÓN Y ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Joaquim Vergés

Universitat Autònoma de Barcelona

Instantaneidad, bien estratégico, externalidades, elementos de ‘monopolio natural’, ...

La electricidad es un caso paradigmático para la intervención sobre el mercado (regulación) por varios motivos. Sus peculiaridades hacen que, desde que empezó a generalizarse su uso, los gobiernos acabasen por asumir que los mecanismos del mercado no resuelven satisfactoriamente un caso con tantas aristas. Para empezar es al mismo tiempo un bien -producto de una actividad industrial: las centrales eléctricas- como un servicio. Como cualquier bien, su volumen es objetivamente medible -en kilowatios-hora (KWH); y requiere importantes instalaciones para ser producido y puesto a disposición de los usuarios. Y, sin embargo, como es habitual en los servicios, la electricidad no puede almacenarse; debe producirse en el mismo momento en que se consume. Y, desde luego, es percibida por los usuarios como un servicio.

Por otra parte, las alternativas tecnológicas para producir electricidad son diversas – centrales térmicas, nucleares, instalaciones eólicas, solares, etc.- y la importancia relativa de cada una de ellas no es un tema solamente de costes: configura la estructura energética del país. Una cuestión política estratégica por tanto. Algo sobre lo que los gobiernos tienen normalmente unas opciones y unas políticas determinadas. No es esto lo habitual con otros servicios. Por ejemplo, las alternativas tecnológicas en cuanto a los servicios bancarios del país no suele ser un tema estratégico para los gobiernos. Con relación al sector eléctrico lo habitual es que un gobierno tenga una determinada política energética, con sus correspondientes objetivos; y una parte substancial de ésta consistirá en una estructura dada de fuentes generadoras de electricidad. Algo que, por tanto no puede dejarse a lo que resulte del simple juego de los mercados.

Además de estos aspectos estratégicos en cuanto a la composición de las fuentes de energía eléctrica –como la dependencia externa, en cuanto a petróleo y gas- está la cuestión de que las tecnologías de generación mayoritarias, basadas en el carbón, el petróleo y el gas –las centrales térmicas-, son una de las principales fuentes de contaminación atmosférica; principalmente por CO₂, considerado por los científicos del clima como el principal agente del efecto invernadero. Es decir, las centrales térmicas generan externalidades negativas. Y lo mismo ocurre con las centrales nucleares, en este caso en forma de contaminación por generación de residuos radioactivos de vida muy larga.

Finalmente, el suministro de electricidad requiere infraestructuras tipo red (líneas de alta tensión, estaciones conmutadoras, etc.) para ser transportada desde las centrales generadoras hasta las áreas de consumo, urbanas e industriales (transmisión). Y otras infraestructuras tipo red en cada una de esas áreas para llevar la electricidad desde los transformadores de alta a baja tensión hasta cada domicilio, sean de particulares o empresas (distribución). Y tanto la red de transmisión como cada una de las la de distribución presentan características de monopolio natural: Sería un derroche, y socialmente irracional, que se duplicasen, triplicasen, etc.

El tema estándar de la ‘tarificación óptima con demandas punta’

También ocurre que la demanda de electricidad está sujeta a oscilaciones cíclicas: A lo largo del día; y también a lo largo de las estaciones. Lo cual hace que la capacidad de producción total deba ser igual a las puntas de demanda; y que, por tanto, en las horas no-punta dicha capacidad productiva estará subutilizada. Esta característica –nada específica de la demanda de electricidad- ha sido curiosamente la que ha centrado la atención en la literatura sobre economía pública cuando aborda el tema de las EP, dado que ha sido habitual que el sector eléctrico de un país constituyese una actividad, si no monopolizada por una EP, típica de EPs. Esta cuestión de la oscilación de la demanda (‘horas punta’, ‘horas valle’) ha sido tratada concretamente desde la perspectiva de cual debería ser la tarifa socialmente óptima a aplicar, en el sentido de establecer un precio para los consumidores de las horas punta distinto, más alto, que para los de las horas valle (*peak load pricing*). Todo ello con el objetivo de que la demanda en horas punta se reduzca algo (al incrementarse la de las horas valle), con lo que los costes fijos asociados a la capacidad productiva instalada serán menores.¹

El principal resultado de esta parte de la literatura económica normativa es, dicho esquemáticamente, que los costes de estructura deben pagarlos íntegramente los demandantes de electricidad de las horas punta; con lo que los demandantes de las horas valle solo pagarían los costes variables de los KWH que consumen². En cualquier caso, no puede decirse que haya sido ésta una recomendación teórica que haya influido decisivamente en las políticas reguladoras sobre el sector eléctrico a nivel mundial. Otra cosa es que las compañías eléctricas, para mejorar sus resultados, hayan establecido por su cuenta tarifas más reducidas en horario nocturno y no-punta, por ejemplo, principalmente para el suministro a industrias³. Pero las políticas regulatorias del precio no han asumido estrictamente la recomendación teórica (más allá de autorizar las peticiones de las empresas eléctricas de aplicar un precio menor a sus KWH nocturnos o en horas no-punta). Lo habitual en la mayor parte de países ha sido centrar la regulación básicamente en el consumo no-industrial ‘normal’, diurno, puntas incluidas; y bajo el criterio general de que el precio debía cubrir el coste real del KWH más la tasa de beneficio considerada por las autoridades reguladoras como remuneración normal al capital invertido.

¹ Esta cuestión de los picos de demanda respecto a la electricidad, además de ser la que ha centrado hace décadas la reflexión teórica normativa sobre el sector eléctrico como quintaesencia del problema que éste plantea a los economistas, es sin embargo una característica que presentan la mayor parte de los servicios. La demanda de restauración presenta puntas al medio día y al anochecer; y en ciertos sitios en verano, y en otros en invierno. Las salas de cine tienen escasa demanda por las mañanas. La demanda del servicio telefónico por la noche cae a su centésima parte. Etc. Sin embargo la reflexión teórica normativa tipo *peak load pricing* ha estado referida normalmente a la electricidad y no a otros servicios como los indicados; como si las oscilaciones de la demanda fuese una característica específica de la electricidad.

² Sobre este tema clásico de la tarificación socialmente óptima cuando la demanda presenta demandas punta puede verse una recopilación en Vergés, J. *Economía Pública Industrial*, 2000. pp. 124-129.

³ Las centrales nucleares no se paran durante la noche; (el proceso de puesta en marcha y el de parar llevan varias horas, por lo que sería inviable); en todo caso solo es posible reducir algo el nivel de producción. Hay pues una generación de electricidad por las noches que a las empresas propietarias de las centrales les interesa vender casi a cualquier precio. Y este es principalmente el origen de las tarifas nocturnas bajas. También las centrales térmicas son más eficientes si no paran las 24 horas, pero su nivel de producción es mucho más modulable. A las compañías propietarias de las centrales les interesa pues parar el mínimo de unidades generadoras durante el día; y, en consonancia, la regulación española, por ejemplo, distingue entre ‘horas punta’, ‘horas llano’ (en el sentido de ‘meseta’), y ‘horas valle’ (nocturnas), (Orden ITC – 3801, 2008); lo que básicamente tiene relevancia para el consumo por parte de ciertas industrias.

Características que el mercado un puede resolver bien

Desde la perspectiva no de maximizar el beneficio de las empresas del sector sino el bienestar social (eficiencia asignativa), lo más relevante del bien/servicio electricidad no es precisamente el problema que se plantea el *peak load pricing* sino los aspectos apuntados antes: Su generación-transporte-distribución requiere una coordinación de todo el sistema, tanto al minuto como al quinquenio (de ahí la expresión ‘sistema eléctrico’). Es un bien estratégico en las economías modernas, de pre-primera necesidad. Tiene asociadas características de monopolio natural; especialmente por la red e infraestructuras de transmisión y de distribución, pero también por economías de coordinación. Y la generación mediante centrales de combustión y nucleares produce externalidades negativas. Es en definitiva un bien que tiene todos los números para ser objeto de intervención en una economía de mercado; bien sea a través de encomendar su producción-transmisión-distribución a unas EPs (hablamos entonces de regulación directa), o mediante regulación propiamente dicha (regulación administrativa).

Expresado esquemáticamente, esas características básicas, relevantes, que recomiendan la intervención sobre el mercado en el caso de la electricidad son:

- 1) *La instantaneidad.* La producción debe responder instantáneamente al consumo. La suma de la producción de todas las centrales o plantas generadoras en un momento determinado debe ser igual a la demanda que recibe el sistema en ese momento. Esto exige una entidad que administre ‘al minuto’ la cobertura de la demanda, dando constantemente órdenes a tal o cual central/empresa eléctrica de reducir, aumentar, o parar su nivel de producción, es decir, los KWH que ‘vuelca en la red’.
- 2) *La composición en cuanto a fuentes de generación es una cuestión política estratégica.*
 - 2.1) Por una parte debido a la presencia de externalidades negativas, de difícil internalización: Las centrales térmicas (carbón, petróleo, o gas) principalmente por sus emisiones de CO₂. Y las nucleares, por los residuos radioactivos que generan.
 - 2.2) Y por otra, el ‘mix’ de alternativas tecnológicas a utilizar a medio-largo plazo depende de decisiones –sobre nuevas instalaciones, renovación de las plantas existentes, etc.- que deben tomarse con anticipación de años. Y estas decisiones definen en gran parte la estrategia o política energética de un país, por lo que deben responder a un determinado plan de futuro (aquí la coordinación “al quinquenio”).
- 3) *Las características de monopolio natural,* en cuanto a la transmisión y en cuanto a la distribución, más la presencia de economías de coordinación.
- 4) *La característica de bien de “pre-primera” necesidad.*

Ciertamente, a nivel individual podemos vivir sin electricidad. Pero colectivamente, en las economías modernas, no. La falta de suministro paralizaría todo el sistema socio-económico. Incluso la falta parcial de suministro (insuficiencia de la cantidad producida (caída del voltaje), cortes de suministro) genera como mínimo un caos considerable. Basta con ver lo que ocurre cuando debido a una avería grave hay un corte de suministro durante más de un día para formarse una idea aproximada de hasta qué punto la electricidad es una pre-condición para disponer de bienes de primera necesidad.

Dependemos de la electricidad para hacer funcionar las fábricas, incluidas las de productos alimenticios; para mantener en condiciones (refrigerados) muchos alimentos hasta que se distribuyen a los núcleos de consumo, y hasta que llegan a la cocina; para gran parte de la actividad de los hospitales; para que funcionen los ordenadores; para que funcione el teléfono; para que funcionen las redes de correo electrónico, y en general toda la red. Y para todo lo que en una sociedad moderna depende a su vez de que funcionen los ordenadores, el teléfono, la red, el transporte colectivo ‘metro’, etc.

Son estas cuatro características las que hace necesario que el bien/servicio electricidad –o, en otros términos, el sistema eléctrico- esté sujeto a regulación, pues el mercado no puede resolver bien 1), 2) y 3), ni garantizar o asegurar satisfactoriamente 4).

Concretamente, la característica ‘1)’ exige la administración unificada del volumen/ritmo de producción, así como de que la red de transporte (líneas de alta tensión) tenga la capacidad y la estructura territorial adecuada, de acuerdo con la política de desarrollo regional y la previsión de las necesidades demográficas. La ‘2)’ plantea el tema, totalmente independiente, de tener en cuenta las externalidades negativas, así como el de definir la estructura energética que se desea para el país en cuanto al mix de alternativas tecnológicas en la generación de electricidad (una parte determinante de la política energética). Por otra parte 3) plantea la regulación del servicio (precio y niveles de calidad mínimos para el servicio), para evitar el posible abuso de poder de mercado. Y finalmente la característica ‘4)’ plantea también el tema de la política energética en cuanto a definir la capacidad de producción a largo plazo, a fin de atender la demanda previsible⁴ y de garantizar en general el suministro en todo momento, en tanto que bien de pre-primera necesidad.

Externalidades negativas, y subvención a las fuentes renovables

La generación de electricidad mediante centrales térmicas genera contaminación atmosférica. Principalmente en forma de dióxido de carbono (CO₂) pero también de otros gases y partículas. Eliminar por medios técnicos estas emisiones contaminantes tiene limitadas posibilidades: Solo es posible reducir substancialmente las partículas y las emisiones de algunos gases, mediante sistemas de filtros; pero no precisamente el CO₂. Inevitablemente, pues, se va a producir contaminación: Una externalidad negativa. Y algo similar ocurre con las centrales nucleares: Los residuos radioactivos no pueden técnicamente eliminarse o neutralizarse; solo almacenarse; al menos según el estado actual de la ciencia.

De acuerdo con la conclusión teórica estándar sobre externalidades negativas, debería gravarse con un impuesto la generación de electricidad mediante centrales térmicas y nucleares, para así internalizar en sus costes el coste social indirecto que la operación de dichas plantas genera⁵. Esto haría que el coste por KWH que aparecería en sus cuentas fuese el cote real desde una perspectiva social. Un coste unitario que se podría entonces comparar con el de alternativas tecnológicas como los parques eólicos, las instalaciones solares (fotovoltaicas y termoeléctricas), o las que aprovechan la fuerza del oleaje y las mareas⁶.

⁴ En los estudios de prospectiva, hay variables difíciles de prever con un cierto grado de confianza debido a su volatilidad (piénsese por ejemplo en la crisis de 2007-08, en la que muchas previsiones de organismos especializados en prospectiva fallaron estrepitosamente). Pero no así otras variables, porque siguen una dinámica muy estable en relación con otras variables como la demografía y el desarrollo económico; y este es el caso de la demanda de electricidad. Así, por ejemplo, se puede prever con bastante confianza el consumo de electricidad en París en el verano de 2010, según dos o tres escenarios sobre la temperatura diurna media (pues la demanda varía con el uso de las instalaciones de aire acondicionado). En suma, que desde los poderes públicos (ministerio, órgano regulador) es posible prever la demanda de electricidad a medio-largo plazo con un grado aceptable de confianza.

⁵ Las empresas propietarias de centrales nucleares pagan un canon por cada Tn. de residuos de la que se desprenden. Pero el importe cubre solo el transporte y almacenamiento final del residuo (en España es la EP Regesa la que se encarga de esto), no incluye estimación alguna de los costes sociales indirectos –en gran parte sobre generaciones futuras- correspondientes al hecho de que el residuo seguirá siendo peligroso durante decenios o siglos.

Sin embargo, en prácticamente todos los países que se han tenido en cuenta las externalidades negativas asociadas a las centrales térmicas (los firmantes del Protocolo de Kyoto) y las nucleares, la medida que han tomado no ha sido la del impuesto; o solo lo ha sido en pequeña medida. La decisión ha consistido, por el contrario, en subvencionar aquellas alternativas de generación eléctrica que no producen contaminación: las eólica y solar, básicamente. Esto equivale a girar el argumento teórico y considerar que los parques eólicos y las instalaciones solares de generación eléctrica tienen asociadas externalidades positivas. El razonamiento pasa entonces a ser el siguiente: si en esas instalaciones se producen, por ejemplo, 1000 MWH, eso menos que producirán las centrales térmicas y nucleares; y por tanto, se reducirán las externalidades negativas de éstas. Dicho de otra manera: Se considera implícitamente como generación de externalidades positivas al hecho de que una actividad productiva (parque eólico, por ejemplo) cause indirectamente una disminución de las externalidades negativas que provoca otra actividad productiva (central térmica, por ejemplo) al comportar la primera actividad una reducción del nivel de producción de esta segunda.

Desde una perspectiva de eficiencia asignativa ambas interpretaciones –internalizar las externalidades negativas gravando a las plantas contaminantes, o subvencionar a las plantas de generación ‘limpia’- son prácticamente equivalentes. Aunque no lo son, desde luego, en cuanto a su repercusión sobre los presupuestos públicos, que es precisamente de signo contrario.

De hecho postular la subvención a la generación eléctrica con fuentes renovables limpias se apoya en el mismo esquema racional que se emplea respecto al servicio público de autobuses o de ‘metro’ de una ciudad, cuando hablamos de que genera externalidades positivas en forma de reducción de la congestión del tráfico urbano y de la contaminación atmosférica que éste produce. En realidad lo que ocurre es que –dado un número de pasajeros-viajes diarios a realizar- un servicio público de autobuses o de ‘metro’ hace que disminuya el uso de los vehículos privados; y dado que en estos la congestión y la contaminación por pasajero que ocasionan es notablemente mayor que en el transporte colectivo, los costes sociales indirectos totales por congestión y contaminación asociados a la movilidad de las personas disminuyen.

Recapitulando respecto a la electricidad, el razonamiento que sustenta las subvenciones a las tecnologías ‘limpias’ viene a ser el siguiente: Ya que no es políticamente planteable ni eliminar las externalidades negativas ni internalizarlas gravando con una tasa a las plantas generadoras –primero, porque esas externalidades son de difícil evaluación monetaria, tanto en el caso del CO₂ (efecto invernadero) como en el de los residuos radioactivos; y segundo, para evitar la consiguiente subida del precio de la electricidad para los consumidores-, optemos por reducir las externalidades negativas a base de incentivar –mediante una subvención por KWH producido- la generación de electricidad mediante tecnologías limpias (o más limpias).

La regulación diseñada para el sector eléctrico

Las características de monopolio natural se dan básicamente en el transporte y la distribución, y lo ya apuntado sobre economías de coordinación del sistema. El transporte o transmisión requiere una estructura de red formada por las líneas de alta tensión –que, dicho simplifícadamente, conectan los puntos de producción con los centros de consumo- las instalaciones complementarias (transformadores, conmutadores, etc.). Y la distribución requiere redes urbanas –conectadas a la red de alta tensión- cuyos terminales son cada una de los domicilios de los consumidores; sean estos particulares o empresas. Es

⁶ Las plantas generadoras que utilizan biomasa, al ser de combustión y a pesar de basarse en una fuente renovable, hay que tener en cuenta que también generan CO₂ y otros contaminantes atmosféricos.

tanto irracional como un derroche de recursos el que la red de transporte y la red de distribución de tal o cual población se dupliquen, tripliquen, etc. Las infraestructuras correspondientes constituyen monopolios naturales. Para evitar los precios monopolísticos que de otra forma acabarían por establecerse –especialmente teniendo en cuenta que se trata de un bien de pre-primera necesidad- se impone la intervención sobre esas actividades. Tal intervención puede consistir, como sabemos, bien en que las empresas titulares y gestoras de esas infraestructuras sean EP, fijándoles entonces como criterio el de GSO (hablamos entonces de regulación directa); o bien, si son o se ha optado por que sean empresas privadas, en establecer una regulación sobre los precios al usuario final y las condiciones mínimas a respetar en el suministro. Esta última opción ha sido la tomada por la UE.

Esta parte de la regulación para evitar precios monopolísticos y garantizar las condiciones de suministro es, lógicamente, inseparable de la regulación que ha de establecer la entidad antes mencionada que ha de administrar centralizadamente el sistema ‘al minuto’. La empresa o agencia pública que ha de garantizar que la demanda total de electricidad en cada momento de cada día es satisfecha por la suma de las producciones de cada central o instalación en ese mismo momento. El tercer componente que completa la regulación del sistema eléctrico son las medidas que han de garantizar la coordinación ‘al quinquenio’. Una coordinación basada en la planificación a medio y largo plazo del sistema y centrada en dos ejes: que la capacidad de producción futura sea la suficiente para cubrir la demanda futura estimada, y que la composición de esa capacidad de producción futura en cuanto a las diferentes alternativas tecnológicas, responda a la política energética del gobierno. Este último elemento de la regulación tiene como principal instrumento la preceptiva aprobación por parte del gobierno de los planes de inversión de las empresas productoras en cuanto a nuevas instalaciones generadoras o a la renovación de las existentes.

El ‘mercado eléctrico’ como pieza de la regulación

En la práctica este cuadro regulatorio no siempre funciona de la misma manera, incluso dentro de la UE. A título de ejemplos, en Francia el sector eléctrico está íntegramente en manos de una EP: Electricité de France (EDF); la cual produce, transporta y distribuye la electricidad en todo el territorio. La opción sigue siendo pues en este caso la de la regulación directa; es decir, órdenes, directrices y objetivos estratégicos fijados por el gobierno directamente a dicha EP. Mientras que en el caso de España, a grandes rasgos se ha seguido fielmente la directiva de la UE y se ha establecido una regulación administrativa del sector eléctrico⁷, el cual previamente fue totalmente privatizado.

El marco de regulación que establece la directiva de la UE se basa concretamente en la creación de un mercado ‘diseñado’ como instrumento de la regulación, el ‘mercado eléctrico’, en el que:

- 1) Las empresas *generadoras* han de ser distintas de la *operadora* del sistema que gestiona el transporte (transmisión), distintas de las propietarias y gestoras de redes en áreas urbanas de consumo (*distribuidoras*), y de las que venden la electricidad a los consumidores (*comercializadoras*);
- 2) Se obliga a toda empresa *distribuidora* en un área urbana o industrial –que hasta ese momento era la única comercializadora-, a ‘alquilar el uso de su red’ (a un precio

⁷ La pieza inicial es la Ley 54/1997. Una explicación del marco regulador que establece y de su desarrollo posterior puede verse en Rivero, Pedro “El sector eléctrico a España”, *Revista Económica de Catalunya*, (84-94, Nov. 2008)

regulado) a sus competidoras; es decir, a cualquier empresa que haya sido homologada por el órgano regulador como comercializadora; y

- 3) Se establece un mercado en el que esas empresas *comercializadoras* compran KWH a las empresas *generadoras*; el funcionamiento del cual se encomienda a una empresa constituida al efecto.⁸

El objetivo último de la directiva al diseñar y establecer este mercado eléctrico ‘administrado y obligatorio’ es el de abaratar el coste de la electricidad para los usuarios. Es decir, se espera que si hay competencia, por una parte, entre las empresas comercializadoras (pues pretenderán conseguir que más y más consumidores pasen a ser sus clientes), y, por otra, entre las empresas generadoras (que tratarán de que las comercializadoras les compren todos ‘sus’ KWH) entonces los usuarios finales recibirán de las (nuevas) comercializadoras ofertas de precios más bajos de los que están pagando (a su comercializadora actual), con lo que –paradojas de este sistema regulatorio- al final no hará falta regular el precio que han de aplicar las comercializadoras a los usuarios finales.

Como puede deducirse, para que este diseño ‘regulación + mercado controlado’ funcione en un país se requiere fundamentalmente tres piezas o instituciones:

- a) Una entidad que gestione el mercado eléctrico, en el que las vendedoras son empresas generadoras y las compradoras son empresas comercializadoras.
- b) Una entidad, ‘operadora del sistema’, que administre ‘al minuto’ la producción de las diferentes centrales, plantas o instalaciones, y la transmisión o transporte a las diferentes distribuidoras, cobrando por ello a éstas un tanto por KWH (precio regulado)⁹. Y
- c) Empresas distribuidoras -titulares/gestoras de tal o cual red urbana hasta los domicilios de los consumidores- que mantengan la red operativa y adaptada al desarrollo urbano, y que vienen obligadas a alquilar su uso a cualquier empresa comercializadora, a un precio regulado.

Lo más habitual antes de aplicar este esquema era que una empresa eléctrica fuese generadora, parcialmente transmisora, y suministradora local (distribuidora y comercializadora). Y en muchos países tal empresa era –o sigue siendo- la única empresa eléctrica, en cuyo caso era/es una EP. En este contexto, lo que en la práctica ha significado el establecimiento del ‘mercado de diseño’ descrito ha sido que la empresa suministradora ‘tradicional’ (*incumbent*), digamos *Eléctrica X*, se ha escindido jurídicamente –por imperativo legal- en *Eléctrica X Generación*, *Eléctrica X Distribución*, y *Eléctrica X Comercialización*¹⁰; aunque ello no obsta para que sigan siendo partes (ahora como empresas filiales) de una misma organización (holding), ‘*Grupo Eléctrica X*’¹¹.

⁸ En España es la *Operadora del Mercado Eléctrico Español, SA OMEL*.

⁹ *Red Eléctrica Española, SA*, en el caso de España.

¹⁰ Sobre el funcionamiento en la práctica y experiencias de este marco general europeo –regulación del sector / mercado eléctrico- puede verse “Regulation of the Electricity Market”, Varios autores, CESifo Dice Report, vol. 4, n. 2, Summer 2006, (3-38) (www.cesifo.de/DICE). Y concretamente sobre la regulación del sector en España se recomienda: Palacín, Pere, *El sector eléctrico en España de 1880 a 2005, y su liberalización; comparativa internacional*, PPU Barcelona, 2008; y Nieto, Ignaci & Solà, Joaquim, *El sistema elèctric espanyol des de la perspectiva industrial*, Edit. SCE/IEC, Barcelona, 2004. Un interesante análisis con cifras del mercado, precios, empresas, etc. puede verse en Duran, Rafael “Els consumidors d’energia i la nova ordenación del subministrament”, *Revista Econòmica de Catalunya*, n. 57, 2008. (95-116).

¹¹ Las tres empresas eléctricas dominantes en España –Endesa, Iberdrola y Fenosa- son ejemplos de esta adaptación al nuevo marco legal.

Bellaterra-Cerdanyola (Barcelona), Ene, 2011
Correspondencia: Joaquim.Verges@uab.cat



PFF, Preguntas frecuentemente formuladas: » » »

PFF, Preguntas frecuentemente formuladas:

(1) Si yo cambio de empresa suministradora eléctrica, y dado que la electricidad me sigue llegando por los mismos cables y contador de siempre, ¿cómo sabe mi nueva empresa cuantos KWH he consumido?

R: La empresa propietaria de la malla urbana (distribuidora), y del contador de su domicilio, (que a su vez es también empresa comercializadora), sigue cubriendo la función de registrar periódicamente los consumos que marca el contador, y pasará esa información a su competidora, la comercializadora con la que Vd. piensa contratar.

(2) Una nueva empresa comercializadora que ha conseguido que 100.000 usuarios abandonen la compañía eléctrica tradicional y pasen a ser sus clientes, ¿cómo sabe cuantos KWH debe comprar para cubrir la demanda de estos 100.000 clientes?

R: No lo sabe de antemano. Se limita a comprar 'a ojo' durante el mes, y solo al final -cuando recibe de las empresas propietarias de redes urbanas la lectura de los contadores de sus clientes- sabe cuantos KWH han consumido estos. Si consumieron en total más de lo que la empresa compró, entonces compra la diferencia, aunque los KWH ya estén consumidos. Es misión de la entidad que administra el mercado eléctrico, que estos ajustes 'a posteriori' por parte de las comercializadoras se lleven a cabo.

(3) Si yo contrato el suministro con la Comercializadora Y, ¿cómo me envía ella los KWH que ha comprado?

R: Vd. recibe KWH del sistema. Todos los KWH son iguales, procedan de la central o instalación que procedan. Su empresa suministradora, la que le pasa la factura, es puramente comercializadora: Factura a sus clientes un total de KWH determinado y, antes o después, debe comprar al sistema el mismo número de KWH.

(4) Sigo teniendo el contrato de suministro con la misma empresa 'de siempre'; y me consta que sigue poseyendo centrales térmicas, hidráulicas, nucleares y eólicas; como antes. Entonces ¿cómo cuadra eso con la existencia de un 'mercado eléctrico en el que generadoras venden a comercializadoras, etc.' ?

R: Su empresa 'de siempre' (DS) se ha dividido jurídicamente en tres sociedades anónimas: DS Generación, DS Distribución, y DS Comercialización. Aunque probablemente siguen las tres perteneciendo al mismo grupo empresarial o a los mismos accionistas. Gran parte de los cientos de transacciones diarias en el mercado eléctrico son, en consecuencia, puramente formales, internas o artificiosas.

(5) Si en un caso como el de España habían antes de establecer el mercado eléctrico tres grandes empresas eléctricas -Endesa, Iberdrola y Fenosa- y siguen siendo las principales generadoras, distribuidoras y comercializadoras, ¿qué es lo que ha cambiado con esta parte de la regulación consistente en instaurar el mercado eléctrico? ¿los intercambios efectuados en él no son más bien ficticios?

R: En tanto que cada una¹² está en los dos lados de la mesa de contratación del mercado eléctrico (ver respuesta a '4'), la mayor parte de las transacciones son puramente formales. Se supone que esto va a ir cambiando en la medida en que entran en el sector nuevas empresas generadoras -pequeñas y medianas empresas que entran en las energías alternativas (eólica, fotovoltaica y biomasa, principalmente). No parece probable sin embargo que algo parecido ocurra en cuanto a la comercialización.

(6) ¿Cuál es en España la entidad titular de las infraestructuras de transmisión (alta tensión) y de administrar el sistema, en el sentido de coordinar la producción al instante de todas las centrales e instalaciones generadoras?

R: La Operadora del sistema es la empresa *Red Eléctrica Española, SA*. Originalmente era una EP; posteriormente se privatizó, aunque el Estado sigue teniendo una parte de las acciones.

(7) ¿Cuál es en España la entidad que administra o gestiona el mercado eléctrico?

¹² Efectivamente, las tres dominan el sector. Concretamente en 2008: 38,6%, 42,2% 14,4% respectivamente; (= 95,2%). El resto lo cubren principalmente dos más: Hidrocantábrico (2,4%) y Viesgo (2,3%).

R: La empresa *Operadora del Mercado de Electricidad Español, SA, OMEL*. Su función es como la de una Bolsa de Valores: organiza jurídica y físicamente el que los agentes contratadores (generadoras y comercializadoras) lleven a cabo sus compra-ventas; actúa de cámara de compensación entre ellos; etc. Se creó como EP, como parte del desarrollo de la ley que ordena el sector y establece el marco regulador (Ley 54/1997); posteriormente se privatizó.
(<http://www.omel.es/es/pdfs/Infoanu8.pdf>)

(8) Si la electricidad que un abonado consume en un determinado momento, a través de la red de la distribuidora de su población, proviene del sistema -el cual es administrado por la entidad que garantiza la coordinación al instante-, ¿qué diferencia hay en que ese consumidor tenga contratado el suministro con una compañía comercializadora o con otra?

R: Simplemente que la factura la emite esa comercializadora, al precio concreto que ha ofrecido a ese usuario al efectuar el contrato.

(9) Si una empresa comercializadora ‘nueva’ compra la electricidad en el mercado eléctrico, y éste funciona razonablemente bien, es de suponer que el precio que pague será muy similar, sino idéntico, al del resto de sus competidoras. ¿Cómo puede entonces ofrecer un precio más bajo para conseguir que consumidores que tienen el contrato con otra comercializadora se pasen a contratar con ella?

R: En tanto que empresa puramente comercializadora, se supone que ahorrando en costes administrativos (elaborar las facturas, cobrar los recibos) y, eventualmente, conformándose con un margen de intermediación más bajo que la comercializadora dominante (la cual suele coincidir con la empresa *distribuidora* de la población, es decir, propietaria y mantenedora de la red de cableado urbano). Objetivamente las posibilidades de ofrecer precios más bajos a los consumidores finales son pues bastante limitadas. Otra cosa es que una comercializadora ‘entrante’ ofrezca precios anormalmente bajos (que no le cubren sus costes) para conseguir arrancar clientes a la comercializadora dominante, es decir, porque dicha entrante está dispuesta transitoriamente a operar con pérdidas

(10) Dado que en algunos países, como España, esta regulación basada en un mercado diseñado obligatorio lleva ya varios años, ¿en cuanto se ha reducido el precio a los usuarios?

R: No hay evidencia empírica concluyente disponible. En el caso de España hay que tener en cuenta además que 1) Es relativamente complicado interpretar las cuentas de las diferentes empresas que interactúan en el mercado. Además de por el insuficiente detalle de los datos sobre costes, porqué 1.1) el Estado está pagando a las compañías generadoras dominantes el denominado ‘canon nuclear’ para compensarles de las inversiones que hicieron en su momento en proyectos de centrales que no llegaron a terminarse como consecuencia de la decisión política de paralizar la construcción de nuevas nucleares; 1.2) está también el pago de los denominados ‘costes de transición a la competencia’, de difícil interpretación en las cuentas de las empresas; y 1.3) está la cuestión del ‘déficit tarifario’ que alegan sufrir las compañías. Todo lo cual complica conocer con seguridad los costes reales de la producción presente de KWH de las empresas dominantes. Y 2) que el precio final a los usuarios (excepto a empresas industriales de gran consumo) está de hecho regulado aún, en forma de un precio máximo (que en la práctica no difiere mucho del precio real que cargan las comercializadoras) ¹³.

¹³ Existen, por supuestos estudios e informes con estadísticas al respecto. Véase, por ejemplo, Duran, R. (2008), y Palacín, P., 2008 (ref^a en nota 10).