

Aclaraciones sobre la Tarifa Eléctrica



José Ignacio Pérez Arriaga

Doctor Ingeniero del ICAI (1970). Instituto de Investigación Tecnológica Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Universidad Pontificia Comillas de Madrid



Jesús Peco González

Ingeniero del ICAI (1996). Instituto de Investigación Tecnológica Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Universidad Pontificia Comillas de Madrid



Carlos Vázquez Martínez

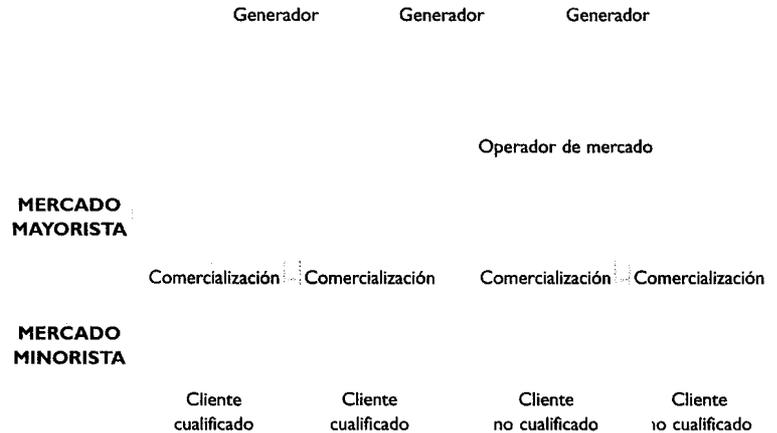
Ingeniero del ICAI (1993). Instituto de Investigación Tecnológica Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Universidad Pontificia Comillas de Madrid

La regulación del sector eléctrico, tema totalmente ignorado por la opinión pública hasta no hace mucho tiempo, está siendo objeto de frecuente debate en los medios de comunicación, en particular en los especializados en el campo de la economía. Empezando por los cambios —o intentos de cambio— en la estructura empresarial del sector, siguiendo por el que fue tan controvertido “billón de las eléctricas”, —esto es, los costes de compensación al sector por el proceso de transición a la competencia, cuya cuantía y procedimiento de recuperación siempre han sido fuente de desacuerdo—, pasando por los apagones que muchos ciudadanos parecen percibir cada vez como más frecuentes o las fluctuaciones de la cotización bursátil de las empresas eléctricas, hasta la preocupación por la seguridad del suministro o la justificación de los cambios en las tarifas, el sector no parece recuperar la tranquilidad y la estabilidad regulatoria que fueron una de sus características distintivas en tiempos pasados. Las supuestas aclaraciones vertidas en la prensa son con excesiva frecuencia partidistas y más bien tienden a confundir a la opinión pública con argumentos demagógicos o incompletos. Este artículo explica los principios regulatorios que deben adoptarse en la determinación de la tarifa eléctrica, en un contexto de reestructuración y liberalización del sector eléctrico como el que está teniendo lugar en España. El artículo insiste en los dos aspectos de la tarifa que realmente preocupan al ciudadano corriente: el precio y su relación con la calidad de servicio que es razonable esperar. Aunque el planteamiento del artículo es general, se utiliza el caso de España a modo de ejemplo, finalizando el artículo con una valoración crítica de la tarifa española.

Hasta hace poco más de diez años, el paradigma regulatorio universalmente generalizado para el sector eléctrico se ha basado en aceptar que las diversas actividades industriales que permiten realizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales debían realizarse como un todo integrado por una única empresa, cuya actividad monopolista tenía que estar fuertemente regulada¹. Bajo este esquema, una autoridad pública se encargaba de supervisar las decisiones de las empresas relacionadas con el suministro —especialmente las decisiones de inversión— y fijaba los precios (las tarifas) que debían pagar los clientes finales de modo que las empresas recuperasen todos los costes en los que habían incurrido, incluyendo una razonable remuneración del capital, consecuente con el habitualmente bajo nivel de riesgo de esta actividad empresarial.

Esta visión regulada de las empresas eléctricas ha ido cambiando paulatinamente a partir de finales de la década de 1980, cuando surgió la idea de que el suministro eléctrico puede organizarse parcialmente como un mercado competitivo. El elemento básico que da pie a este nuevo paradigma es el reconocimiento de que es posible descomponer el servicio eléctrico en varias actividades diferenciadas e identificar cuáles de ellas tienen carácter de monopolio —y deben mantener la regulación tradicional— y en cuáles de ellas, por el contrario, tiene sentido que existan varios agentes alternativos dispuestos a proporcionar el servicio y que, por lo tanto, pueden ser abiertas al libre mercado.

En la Figura 1 se muestra la estructura típica del sector eléctrico tras la liberalización. A grandes rasgos, se puede decir que los negocios de redes (actividad de distribución y red de transporte), —esto es, los elementos físicos tales como cables, torres, transformadores o interruptores, así como los medios necesarios para su operación, protección y control—, pertenecen al grupo de las actividades reguladas cuyas decisiones deben estar fuertemente controladas por algún tipo de autoridad. Esta autoridad normalmente



especifica unos requisitos mínimos de funcionamiento y se encarga de que se paguen los costes en que las empresas incurren para conseguirlos. Por el contrario, la actividad de producción (generación en régimen ordinario²) puede ser dejada al libre mercado, de forma que cada empresa productora decida por sí misma cómo quiere invertir y operar sus activos y qué precio quiere pedir a cambio. También puede liberalizarse la actividad de comercialización en sus diversas formas: intermediación a nivel mayorista y venta a los consumidores con capacidad de elegir suministrador (todos los consumidores españoles, a partir del 1 de enero de 2003). Tanto para la generación como para la comercialización, la competencia entre muchos proveedores alternativos debiera conseguir en principio que los precios tomaran valores adecuados, como es el caso en otros muchos productos. Finalmente, debe existir una separación, al menos jurídica (esto es, en empresas formalmente distintas), entre las actividades que se realizan en competencia (generación y comercialización) y las que deben estar sujetas a una fuerte regulación económica (distribución, transporte y operación del sistema), con el fin de evitar transferencias económicas o de información entre ellas que distorsionen la competencia.

Algunas excepciones notables a esta regla son el pionero marco regulatorio implantado en Chile en 1982 y la creación de una empresa especializada en la operación del sistema de transporte en nuestro país (Red Eléctrica de España) en 1985.

La generación en régimen especial, —producción a partir de recursos renovables y, en cierta medida, la cogeneración—, está normalmente sujeta a mecanismos específicos de promoción con el fin de compensar el que el precio del mercado no tenga en cuenta el impacto medioambiental de otras tecnologías. En España se aplican primas por kWh producido, específicas para cada tecnología, que se añaden a la remuneración recibida por el mercado.

Actividad	Sufragado por tarifa integral o:	Costes totales (M€)
Coste de Producción*	Tarifa de energía	8638
Pagos por capacidad		852
Resto		7786
Comercialización	Tarifa de energía	279
distribución	Tarifa de acceso	3143
	Tarifa de acceso	
Otros cargos regulados		
CTC		
Costes asociados a energía nuclear		
Sobrecoste del régimen especial		
Varios		
TOTAL		14952

No incluye el sobrecoste del régimen especial.

La separación de las actividades reguladas y en competencia, obliga a desechar el concepto de una única tarifa (que cubría todos los costes del sector) y abre paso a un nuevo concepto de la tarifa, que ahora está compuesta por dos términos:

- **Tarifa de acceso.** Fijada por el regulador y aplicable a todos los consumidores, con el fin de remunerar los costes de las actividades reguladas del sector: (i) distribución y costes reconocidos de gestión comercial, (ii) transporte y operación del sistema, (iii) otros costes regulados que determina la autoridad regulatoria³.

- **Tarifa de energía.** Es el componente del precio del suministro eléctrico que corresponde a la adquisición de la energía y a la actividad de comercialización. En principio, cuando todos los consumidores tienen la capacidad de elegir suministrador (como es actualmente el caso en España), este componente no debiera estar establecido administrativamente, sino que resultaría del libre mercado. Ahora cada consumidor pagaría la tarifa regulada de acceso y compraría la energía al suministrador de su elección a un precio fijado de mutuo acuerdo.

Sin embargo hay motivos de peso para que la autoridad del mercado siga fijando una tarifa regulada de energía, que al sumarla a la correspondiente tarifa de acceso forme la llamada "tarifa integral". Por un lado hay muchos consumidores, —en particular los más pequeños—, que no tienen interés en incurrir en la complicación de pagar la tarifa de acceso y comprar directamente la energía

a un suministrador, prefiriendo un pago único por el precio de suministro completo. Por otro lado, es cierto que este precio único podría también liberalizarse, dejando que los comercializadores compitiesen en la oferta de precios de suministro integral, que implícitamente contendría la tarifa de acceso. Sin embargo, los gobiernos de la mayoría de los países que han liberalizado su sector eléctrico prefieren todavía mantener unas tarifas reguladas "por defecto". Estas tarifas por defecto se aplicarían únicamente a aquellos consumidores que no quisieran elegir entre las ofertas de varios suministradores y prefirieran que la regulación les asignase un comercializador por defecto, y actuaría como una forma de protección ante posibles abusos por falta de competencia y como una garantía de que todo consumidor podrá siempre tener disponible el suministro eléctrico a un precio regulado. Este mecanismo presenta, sin embargo, algunos problemas importantes, ya que el regulador debe fijar a priori el componente regulado de energía en la tarifa integral, mientras que el precio real de la energía está determinado por el mercado. Se produce así un desajuste entre el precio fijado en la tarifa y el que resulta finalmente en el mercado que no es obvio cómo tratar. Se debe además tratar de evitar que se creen subsidios cruzados entre consumidores u otras distorsiones del mercado minorista.

Por consiguiente, el diseño de la tarifa eléctrica comprende, por una parte, la determinación de la remuneración global correspondiente a cada una de las actividades eléctricas (ver Tabla 1 para tener una idea global de las cantidades correspondientes al sistema español) y, por otra parte, la fijación de la cuantía de la tarifa de acceso que debe pagar cada consumidor y, en su caso, la tarifa integral que le corresponde.

A continuación se exponen los principios básicos a los que debe atenderse la tarificación eléctrica.

La determinación de la tarifa que ha de satisfacer cada cliente comprende tres etapas básicas:

- determinación del nivel tarifario, esto es, los costes acreditados para cada una de las actividades que deben transferirse a la tarifa,
- fijación de la estructura de las tarifas, esto es, el número y formato de las distintas tarifas

En el caso español estos costes son muy numerosos y su monto total es significativo. Se describen en detalle más adelante.

que serán aplicables a los diferentes consumidores, de acuerdo a sus características específicas, y

- **asignación** de los costes acreditados a cada una de las tarifas, de forma que se establece el precio que corresponde a cada una de ellas.

La metodología empleada en cada etapa debe regirse por unos principios regulatorios básicos, con el fin de que las tarifas se determinen correctamente. Estos principios, que se deducen de la abundante literatura económica sobre tarifas y de las legislaciones del sector eléctrico europeo y del español específicamente, pueden resumirse en los siguientes:

- **Garantía de recuperación de los costes** de las actividades reguladas.

- **Transparencia** en la definición de la metodología de determinación de tarifas, y en la publicación de procedimientos y de resultados.

- **No discriminación** en la asignación de costes, de forma que a la misma utilización de la electricidad corresponda el mismo cargo, con independencia de la naturaleza del usuario o del uso final de la energía eléctrica.

- **Eficiencia económica**, de forma que las diversas tarifas reflejen los costes incurridos por los usuarios correspondientes y envíen señales económicas correctas para fomentar la eficiencia del suministro y la utilización de la electricidad en el corto y en largo plazo.

- **Estabilidad** en la metodología empleada, que proporcione seguridad jurídica y posibilidad de planificar a medio y largo plazo a las empresas eléctricas y a los consumidores. Lo que es central en una metodología de tarifas es que la tarifa "se obtenga" como resultado de un procedimiento preestablecido y sin apenas espacio alguno para la arbitrariedad del regulador. Dicho procedimiento debe permanecer inalterado en lo posible, así como la estructura de tarifas y los métodos de asignación de costes acreditados a las tarifas.

- **Aditividad tarifaria**, lo que permite analizar individualmente el impacto de cada uno de los conceptos de retribución sobre la tarifa. El cálculo correcto de la tarifa debe hacerse desde abajo (bottom-up) y debe haber una concordancia entre la tarifa de acceso aplicable a los consumidores cualificados y la porción de la tarifa integral destinada a remunerar las actividades reguladas.

- **Consistencia** con el proceso de reestructuración y liberalización del sector eléctrico que tenga lugar en cada país, en particular en lo que respecta a la libre elección de suministrador por parte de una parte o de la totalidad de los consumidores.

Debe advertirse que estos principios, aunque aparentemente sencillos, encierran una gran complejidad a la hora de llevarlos a la práctica y a veces entran en conflicto entre ellos. Por ejemplo, la consecución de la máxima eficiencia económica conduciría a establecer tarifas discriminatorias que asignarían ciertos costes regulados en función de la elasticidad de los consumidores al precio de la electricidad⁴. Esto se ha denominado en la literatura económica como "precios discriminatorios", por tratar de forma diferente a usuarios con las mismas características objetivas externas, e.g. potencia contratada o energía consumida. Consecuentemente, en cada país, habrá que llegar a un compromiso entre eficiencia económica y no discriminación, en función de la legislación vigente.

El principio de aditividad tarifaria lleva al análisis individual de cada concepto de coste del sistema eléctrico y a su asignación a cada tipo de tarifa de acuerdo con el resto de los principios. Esta tarea es especialmente complicada sobre todo a la hora de atribuir cuánto de las redes de transporte y distribución ha de pagar cada consumidor para que la tarifa sea eficiente, ya que no existe un procedimiento de asignación universalmente aceptado, quedando cierto margen al criterio del regulador.

Una vez descritos los principios básicos en los que debe estar basada una tarifa, en los siguientes apartados se abordarán los problemas de calcular el nivel tarifario, la estructura de las tarifas y la asignación.

Generación en régimen ordinario⁵

En el nuevo marco regulatorio las empresas de generación de régimen ordinario funcionan en libre competencia: sus ingresos son los de la venta de su producción al precio del mercado —que pueden ser superiores o inferiores a sus costes reales—, toman sus decisiones de inversión y explotación en función de su beneficio esperado y no tienen obligación de suministro.

⁴ Para ello se requeriría disponer de información privada de los usuarios, tal como su función de utilidad o su función de coste.

⁵ La generación en régimen ordinario incluye a la mayoría de las centrales de generación, y se denomina así para diferenciarla de la generación en régimen especial (que emplea fuentes de energía renovables, o cogeneración) cuyo tratamiento regulatorio es diferente.

¿Qué tiene todo esto que ver con la tarifa? Mientras existan consumidores sin capacidad de elección de suministrador o, como se explicó anteriormente, mientras la autoridad reguladora decida mantener una tarifa regulada integral por defecto para la totalidad o una parte de los consumidores, será preciso reflejar en esta tarifa el coste de adquisición de la energía al precio del mercado. Ahora bien, las tarifas —en particular las de los consumidores residenciales—, se actualizan con una frecuencia típicamente anual. Como el precio del mercado no se conoce, obviamente, por adelantado, es preciso estimar *ante* el precio de la energía durante el próximo año e introducirlo, como promedio anual o de bloques tarifarios, en la tarifa integral. Por el contrario, el precio de la energía para los consumidores que ejerzan su derecho de cualificados no es fijado administrativamente por nadie: ellos mismos compran la energía directamente en el mercado spot o contratan libremente con alguno de los diversos tipos de comercializadores, y el precio resulta del mercado.

Como las tarifas integrales se calculan *ex ante* a partir del valor estimado del precio de adquisición de la energía por las empresas que la comercializan a los clientes bajo una tarifa integral regulada, es preciso realizar un ajuste *a posteriori* —que típicamente se añade al valor de la tarifa del siguiente año—, una vez se conoce el valor real del precio de adquisición, ya sea en el mercado spot organizado o por medio de contratos⁶.

Como vemos, en los mercados normales todo lo referente a la repercusión en la tarifa del coste de adquisición de la energía gira en torno al precio spot del mercado mayorista⁷. Pero éste no es el caso en algunos mercados, —como el español, entre otros muchos—, donde el precio del mercado no puede servir de referente fiable para la determinación de la tarifa, a causa de la gran disparidad en el tamaño de las empresas productoras, con un elevado índice de concentración en el

mercado relevante⁸. Las soluciones a este complejo problema son tan poco elegantes como variadas.

En el caso español, —y también en otros en los que el cambio regulatorio se ha aplicado a empresas de producción de propiedad privada o con contratos de suministro con generadores privados—, se ha reconocido a las empresas productoras el derecho a percibir una compensación económica por la pérdida de retribución en el nuevo régimen regulatorio con respecto al anterior. Es decir, la regulación anterior retribuía a las empresas productoras por su coste de servicio, mientras que en la nueva regulación perciben la remuneración que determine el mercado. Cuando este cambio regulatorio supone una pérdida de ingresos para la empresa productora, el Estado reconoce que debe pagar una compensación a cambio. Son los llamados “costes de transición a la competencia (CTC)”, o “stranded costs” en la terminología inglesa. *A priori* estos costes sólo pueden estimarse, ya que se ignora la retribución que recibirán los generadores en el nuevo régimen de mercado, y por ello los mecanismos que los reguladores aplican para que las empresas recuperen estos costes son un tanto peculiares. En España se aplica el procedimiento denominado “por diferencias” que, de forma simplificada, consiste en que las autoridades regulatorias fijan cada año el monto total (precio de mercado más CTC) a recuperar por la generación con derecho a percibir CTC, de forma que si el precio de mercado sube la retribución en concepto de CTC disminuye, permaneciendo igual el monto total a recuperar por el conjunto de esta generación (aunque no es exactamente así por cada empresa individual).

Sin entrar aquí en aspectos tan importantes y polémicos como la determinación de la cuantía de los CTC, la garantía de que las empresas recuperarán la totalidad, o qué pasa cuando en un año determinado el monto anual fijado por el regulador no es ni siquiera suficiente para retribuir el precio de mercado

⁽⁶⁾ Algunas regulaciones sólo aceptan como referencia para el cómputo de los desvíos el precio del mercado spot organizado, suponiendo que los contratos eficientes deben realizarse alrededor de este precio y evitando que las adquisiciones ineficientes se puedan traspasar a los consumidores a tarifa regulada. Otras exigen determinadas condiciones de transparencia en los contratos antes de ser reconocidos en la tarifa. En otras regulaciones, como la española, las compras de energía para su venta a consumidores a tarifa sólo pueden realizarse en el mercado spot organizado.

⁽⁷⁾ En el nuevo modelo, denominado NETA, del mercado mayorista inglés, no existe propiamente un mercado spot organizado de electricidad, sino una multiplicidad de contratos bilaterales, —unos a través de mercados organizados y otros no—, existiendo el mercado organizado solamente para ajustar las diferencias entre lo contratado previamente y las cantidades realmente producidas y consumidas.

⁽⁸⁾ En el año 2001 las dos mayores empresas productoras, Endesa e Iberdrola, generaron aproximadamente el 75% de la energía total consumida en España. A causa de la escasa capacidad comercial de interconexión con Francia, el mercado relevante a efectos de competencia para las empresas españolas es en todo caso el de la península ibérica.

de la energía⁹, nos limitaremos aquí a indicar el efecto sobre la tarifa integral: insensibilizarla en buena medida respecto al precio del mercado. El regulador, con la idea de adaptar la cuantía a recuperar por las empresas como CTC al precio del mercado a posteriori, termina en la práctica fijando administrativamente el grueso de los ingresos del sector. De esta forma se consigue, obviamente, eliminar –mientras queden CTC por recuperar– la reticencia del regulador a dejar que un mercado tan concentrado fije el precio de la energía a repercutir en la tarifa, pero también se consigue que el consumidor a tarifa integral regulada¹⁰ no perciba la señal económica del precio del mercado y, aún peor, que para las empresas de generación con derecho a percibir CTC, el precio del mercado no sea la referencia que guíe sus decisiones comerciales de operación y de inversión¹¹. El resultado final es algo que desde fuera parece un mercado normal pero que, observado desde cerca y en detalle, se aparta significativamente del comportamiento habitual de los mercados.

Garantía de suministro

Volvamos ahora a una pregunta básica en los sistemas eléctricos que han adoptado la nueva regulación de libre mercado: ¿Cómo afecta un aumento de la tarifa integral regulada a la calidad del servicio de la actividad de generación?. En este caso, la pregunta está mal planteada. El valor de adquisición de la energía en la tarifa integral regulada no se debe fijar, sino que viene determinado por el precio del mercado. Y si se fijase exógenamente por algún motivo, –como es el caso del sistema español que se acaba de explicar–, las empresas de generación son muy dueñas de emplear esa retribución de la forma que más les plazca, ya sea adquiriendo una compañía de telecomunicaciones en un lejano país, aumentando los dividendos de sus accionistas, mejorando el mantenimiento de sus equipos o invirtiendo en una nueva central. Es por tanto una falacia, tantas veces repetida en los medios de comunicación, que el incremento de las tarifas eléctricas tiene por objeto incentivar a las empresas para que inviertan en nuevo equipo de generación. Otra cosa es que así lo pacten

regulador y empresas productoras, pero éstas no tienen obligación ninguna, –con la regulación actual–, de invertir en territorio español ni siquiera en actividades eléctricas.

Y esto nos trae a otro interrogante básico de la nueva regulación del sector eléctrico: ¿Quién es responsable de la seguridad de suministro eléctrico del equipo de producción en el largo plazo?. Ya hemos visto que las empresas productoras no lo son. Lo es, en última instancia, el regulador que establece las reglas del mercado. ¿Y puede dejarse enteramente a las fuerzas del mercado algo tan esencial como la seguridad del abastecimiento eléctrico?

Una respuesta satisfactoria a este interrogante excede el alcance de este artículo. Aunque, idealmente, la interacción de la oferta y la demanda debería llevar al sistema a un equilibrio satisfactorio para ambos, sin embargo esto no parece corresponderse con el comportamiento real de los mercados eléctricos. Por un lado porque el mercado, sobre todo por el lado de la demanda, no ha alcanzado un grado de madurez necesario. Además, en un número elevado de países, la breve historia de la liberalización muestra que las empresas de generación tienen aversión al riesgo y, con la remuneración del mercado, no encuentran a menudo incentivos suficientes para invertir en determinados tipos de plantas de generación que sólo son necesarias ocasionalmente, a no ser que se prevean largos periodos de racionamiento con elevados precios de la energía, lo que no es aceptable para la inmensa mayoría de los reguladores ni de los consumidores.

Se están ensayando actualmente diversas medidas, –ninguna de momento plenamente satisfactoria–, para contrarrestar esta deficiencia de los mercados eléctricos. En algunos países, –España entre ellos–, el regulador introduce una remuneración adicional estable de largo plazo a los generadores, –un cargo por capacidad instalada, afectada de un factor que depende de la disponibilidad o de la tecnología de generación– con el objeto de incentivarles a instalarse. Esto se traduce en un cargo adicional a satisfacer por los consumidores, incrementando la tarifa de acceso en los clientes cualificados y la tarifa integral regulada en los que se acogen a la misma.

⁹ Este "déficit tarifario" ha tenido lugar en los años 2000, 2001 y 2002.

¹⁰ En España todos los consumidores tienen, al menos por el momento, esta opción.

¹¹ Además, el mecanismo implantado para el cobro de los CTC tiene en la práctica una gran cantidad de reglas de detalle que hacen que en ocasiones sea muy difícil predecir o entender cómo influyen las acciones de los agentes en sus ingresos, dando lugar a incentivos extraños para las empresas, muy diferentes de los que cabría esperar en un mercado competitivo normal.

Distribución

La actividad de distribución de energía eléctrica es un monopolio natural, ya que es contrario a la racionalidad económica que esta actividad se ejerza en un régimen de competencia, pues sería muy ineficiente que un usuario tuviese la opción real de estar conectado a una multiplicidad de redes¹². Como con todo monopolio, con el objeto de evitar que la empresa distribuidora aproveche su posición dominante, el regulador ha de regular de alguna manera sus ingresos, fijando una remuneración que permita el desempeño adecuado y eficiente de la actividad.

No existe una metodología universalmente aceptada para determinar la remuneración más adecuada para la actividad de distribución. La dificultad reside en el enorme volumen de las instalaciones, lo que actualmente imposibilita en la práctica el llevar la cuenta completa de las inversiones individuales (no toda la red de baja tensión BT está en el inventario de activos físicos) y el examinar la justificación de las decisiones de inversión.

Se han propuesto y aplicado diversos métodos para estimar el monto de una remuneración adecuada de las redes de distribución: coste de servicio, IPC-X, empresas modelo o interpolación estadística con un grupo de empresas de referencia, entre otros. Un enfoque particularmente interesante consiste en evaluar el volumen óptimo de instalaciones, para proporcionar el servicio requerido, mediante un modelo de red de referencia, cuya función es diseñar, —partiendo desde cero y sin tener en cuenta la red existente—, la red de distribución eficiente que suministre el consumo prefijado de una determinada área geográfica. La red resultante es un buen estimador de los costes de la red real, aunque puede no estar exenta de problemas, tales como: (i) no se puede modelar la historia de crecimiento de la red, (ii) para determinar la remuneración es preciso conocer el porcentaje de activos de la red real que están amortizados y así descontarlos de la red teórica, (iii) diferencias tecnológicas entre la red real y la teórica del modelo.

A pesar de estas limitaciones, el modelo de red de referencia es una herramienta muy útil para la estimación de costes y detección de ineficiencias graves de la red real aunque, debido a las dificultades señaladas,

además es preciso combinar sus resultados con los de algún tipo de auditoría contable por empresa, que recoja todas las partidas de coste de manera ordenada.

Un aspecto crucial en la remuneración de la distribución es que la determinación del volumen de instalaciones a remunerar ha de estar estrechamente ligado al nivel de calidad de servicio, ya que éste afecta de manera importante a los costes de la red de distribución. Un modelo de red de referencia es una herramienta muy útil en la fijación de niveles de calidad óptimos y el correspondiente volumen de activos.

Es correcta, por consiguiente, la probable intuición del lector de que una subida de la tarifa debiera repercutir en una mejora en la calidad del servicio proporcionado por la actividad regulada de distribución. Pero esto sólo es cierto cuando la regulación establece un mecanismo explícito de remuneración de la distribución en el que se refleje explícitamente un reconocimiento de las inversiones necesarias para conseguir un nivel prefijado de referencia de calidad de servicio, así como incentivos y penalizaciones por superarlo o no alcanzarlo, respectivamente. Desafortunadamente, éste no es el caso de la regulación española, según la cual la actividad de distribución es remunerada con independencia de la calidad del servicio y del volumen de inversiones y costes de operación y mantenimiento reales. Este fallo regulatorio consigue, de hecho, desacoplar el incremento de la tarifa de la calidad de servicio esperada, lo cual es verdaderamente paradójico.

Transporte

La actividad de transporte, al igual que la distribución, es un monopolio natural y tampoco tiene sentido económico que se ejerza en régimen de competencia, lo cual no excluye que puedan introducirse mecanismos competitivos en la realización de algunas tareas, como la asignación por medio de subastas de la construcción de nuevas instalaciones.

Sin embargo en el transporte, a diferencia de la distribución, el volumen de instalaciones de relevancia es reducido, por lo que es posible llevar un inventario muy preciso de los activos físicos. Esto facilita que el regulador pueda realizar una supervisión eficaz de los

⁽¹²⁾ Algo muy peculiar es lo que establece la legislación española, —tal vez única en el mundo a este respecto—, pues no fija franquicias territoriales a las empresas de distribución, por lo que éstas pueden invadir el territorio suministrado en principio por otras. Esta curiosa normativa conduce a situaciones conflictivas de compleja resolución sin ganancias aparentes de eficiencia, por lo que debiera modificarse.

activos físicos de transporte y establecer una remuneración acorde con los condicionantes específicos de cada uno de ellos.

Generación en régimen especial

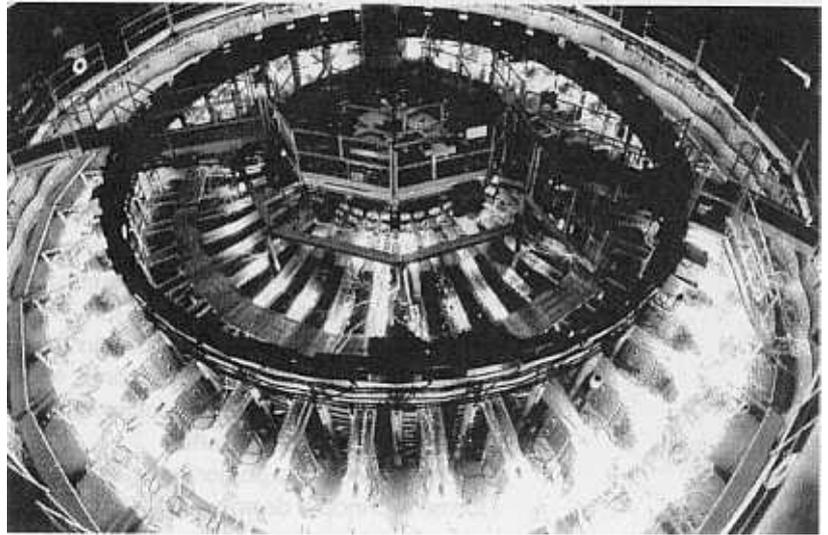
En un sistema en régimen de competencia los precios del mercado no internalizan los costes del impacto medioambiental que ocasiona cada tipo de generación, a no ser que se adopten mecanismos específicos, tales como los certificados verdes, los mercados de emisiones o los impuestos específicos sobre las emisiones.

En ausencia de tales mecanismos —y para conseguir un efecto equivalente al de la internalización de los costes ambientales—, pueden utilizarse métodos directos de promoción de las tecnologías de producción con recursos renovables —y también la cogeneración, en la mayoría de los países—, como las primas a la producción o los concursos por cantidades prefijadas de capacidad de generación de una de estas tecnologías. En estos casos debe repercutirse en la tarifa el extra coste de la promoción de la generación especial, como es el caso en España.

Otros cargos regulados

En la tarifa eléctrica española se incluye un conjunto de costes que las autoridades reguladoras consideran deben ser cubiertos por el consumidor eléctrico. Por un lado se encuentran los costes de funcionamiento de instituciones como la Comisión Nacional de Energía y el Operador del Mercado. Por otro los ya mencionados costes de compensar al sector por el déficit de ingresos en la actividad de producción durante el proceso de transición a la competencia (CTC). También los costes derivados de la moratoria nuclear, del mantenimiento de un stock básico de uranio y de cobertura de los costes estimados para el tratamiento de los residuos nucleares. Asimismo los costes de promoción de la generación especial y los de apoyo al consumo de carbón nacional. Otras partidas comprenden los costes de los contratos de interrumpibilidad y las compensaciones a los sistemas eléctricos de los territorios insulares y extrapeninsulares con objeto de que la tarifa nacional sea uniforme¹⁵.

Estos costes se repercuten a los consumidores a través de la tarifa de acceso y la tarifa integral regulada.



Desvíos

Un elemento común a la mayoría de los componentes de la tarifa es la necesidad de que se recojan y compensen a posteriori los posibles errores que hayan podido cometerse en la estimación de las cantidades a percibir por las actividades reguladas del sector. Por ejemplo, para los consumidores de pequeño tamaño las tarifas se pueden fijar anualmente y, en caso de que aparezcan desvíos a lo largo del año, éstos se incorporen en la tarifa del año siguiente. Sin embargo, para los consumidores de mayor tamaño, el plazo de revisión de la tarifa debería ser más corto. Los desvíos más relevantes que se deben reconocer en la tarifa son:

- **Previsión de la demanda.** Afecta a la remuneración del transporte, de la distribución, al cargo por capacidad, a los costes permanentes, y a los de diversificación y seguridad de abastecimiento del sistema. Esto se debe a que la cuantía anual prevista para dichas actividades y agentes se asigna a cada consumidor según la previsión de la demanda.
- **Desvío asociado a cambios en los planes de inversión.** La tarifa debe reflejar los activos existentes. Por ejemplo, en transporte, si una determinada línea entra en servicio más tarde de lo previsto, los pagos asociados a ella también deben retrasarse.
- **Número de clientes** que afecta directamente al cargo por gestión comercial que se asigna a cada uno.
- **Precio de la energía.** Como ya se ha comentado ampliamente, es necesario que la

⁽¹⁵⁾ Los motivos de esta compensación son meramente históricos, pues los costes de suministro eléctrico en las distintas regiones o autonomías son todos diferentes entre sí.

tarifa integral regulada refleje adecuadamente el precio de la energía resultante del mercado.

Estructura y asignación

Una vez establecido el nivel tarifario, el siguiente objetivo que ha de plantearse una metodología de tarifas es responder a las preguntas de cuál es la cantidad que ha de satisfacer cada cliente por tener suministro eléctrico, por qué conceptos y cuánto ha de pagar por cada uno de ellos y cómo; todo ello bajo el amparo de los principios tarifarios expuestos anteriormente.

Con respecto a la primera pregunta, y conforme al principio de aditividad, la tarifa debe ser suficiente para garantizar la recuperación de todos los costes reconocidos para suministrar el servicio. Los conceptos de coste más relevantes a tener en cuenta en el diseño de tarifas son: (i) el coste de la energía, (ii) el coste de las redes de transporte y distribución, y (iii) otros cargos regulados.

Bajo el paraguas de la liberalización, la compraventa de **energía** está sujeta a la competencia del libre mercado, y su precio queda fijado por la interacción entre la oferta y la demanda. En el caso de los clientes cualificados, dicho precio queda fijado de mutuo acuerdo con el comercializador. En cambio, los clientes sujetos a tarifas integrales reguladas deben satisfacer un coste de energía fijado por el regulador, que intenta reflejar el coste medio del mercado en el periodo de tiempo considerado¹⁵.

La tarifa regulada de energía suele ser única en todo el territorio en muchos países (como España), a pesar de que la electricidad no sea un producto homogéneo y su precio dependa de dónde se consume. La elección entre una tarifa única y el diferenciarla entre zonas es un compromiso entre el principio de eficiencia económica y consideraciones de tipo político y social, que ha de resolver el regulador.

Un segundo concepto importante de coste son las **redes de transporte y distribución**. El problema de cómo repartir el coste de dichas redes entre todos los clientes es muy complejo, pero necesita ser analizado por tratarse de monopolios regulados. Una

forma eficiente de repartir dichos costes sería en función del **beneficio económico** que perciben los diferentes clientes por la utilización de las redes. Sin embargo, esto presentaría el gran inconveniente de ser muy complejo de aplicar y, además, terminaría siendo discriminatorio ya que exigiría conocer información privada sobre el uso que cada cliente hace de la electricidad. Una forma de obviar este problema es repartir los costes no según el beneficio sino *según la función de causalidad*, es decir, asignar cargos de red mayores a aquellos que afectan más al desarrollo de la red.

El enfoque de la función de causalidad, como método de asignación de costes, nos lleva a analizar cómo se planifican y diseñan las redes. Tradicionalmente, las tarifas de red se han diseñado como si las empresas dimensionasen sus redes exclusivamente para el escenario de demanda punta. Bajo esta hipótesis, y según la función de causalidad, los costes de red deberían asignarse según la aportación de los clientes a la punta del sistema. Sin embargo no es así como deben planificarse las redes en general¹⁵, de forma que los costes no deberían asignarse exclusivamente por uso en el escenario de punta, sino que es necesario analizar dicho uso a lo largo de, por ejemplo, un año, y considerar el impacto de los diferentes niveles de demanda, agrupados en bloques tarifarios.

Tanto el precio de la energía como el coste de las redes y, en cierta medida, el cargo por capacidad para incentivar la seguridad de suministro en generación, requieren una asignación separada en bloques horarios, atendiendo básicamente al nivel de la demanda en cada uno de ellos. La elección de estos bloques viene fundamentalmente determinada por las limitaciones de discriminación horaria que tengan los contadores existentes para los distintos tipos de consumidores, según su nivel de consumo y la tensión a la que estén conectados.

El **resto de los cargos regulados** no presenta diferenciación temporal alguna y su asignación a los distintos tipos de consumidores permite ciertos grados de libertad. Una asignación económicamente eficiente primaría que los cargos se estableciesen en

¹⁵ Ya se han comentado en el apartado 4.1 las peculiaridades a este respecto del sistema tarifario español.

² Una "planificación ideal" de la red sería aquella que tuviese en cuenta, no sólo la punta de demanda, sino la minimización de inversiones y pérdidas óhmicas ocurridas en las instalaciones durante su vida útil. Bajo este supuesto, los cargos de red serían mayores para aquellos clientes cuyo perfil de consumo causase unas congestiones y unas pérdidas elevadas en la red, ya que éstas son las causantes del dimensionamiento de la misma. De esta manera, todos los clientes deberían satisfacer un cargo de red en función de su perfil de carga y de su ubicación física en la red.

proporción inversa a las respectivas elasticidades de los consumidores, aunque este criterio pueda ser objetable por discriminatorio. Una práctica habitual, y que difícilmente puede ser tildada de discriminatoria, es asignar estos cargos como porcentajes uniformes en las tarifas de acceso de todos los consumidores.

Si todos los consumidores dispusieran de contadores con capacidad de discriminación horaria, tanto las tarifas de acceso como las integrales podrían aplicarse directamente a los consumos horarios individualmente. Sin embargo éste dista mucho de ser el caso. De la mayoría de los consumidores residenciales sólo se conoce la potencia total contratada y los consumos de energía, medidos con intervalos mensuales, aproximadamente. Es esencialmente por este motivo que el formato de las tarifas eléctricas comprende una componente por potencia contratada y otra por energía consumida¹⁶. El análisis realizado sobre los diferentes costes del sector eléctrico y su asignación a los clientes (especialmente el cargo de red), además del elevado número de clientes, hace necesaria la creación de una **estructura de tarifas** que agrupe clientes de similares características externas, medibles y objetivas¹⁷; y asignar los diferentes conceptos de coste del sistema en función de dichas características, todo ello intentando preservar el principio de no-discriminación.

A continuación se contrastan los principios de diseño tarifario que se han presentado en este artículo con la realidad de la tarifa eléctrica en España. El problema fundamental en la determinación de la tarifa eléctrica española es la ausencia total de metodología, siendo la tarifa fijada anualmente por el Gobierno partiendo de sus propias previsiones, sin procedimientos establecidos y en ausencia de un debate con unas condiciones de objetividad mínimas. El procedimiento actual viola varios de los principios regulatorios que aquí se han descrito. Aspectos particularmente cuestionables, a la luz de los citados principios regulatorios y desde una perspectiva de comparación internacional, son los siguientes:

- Inexistencia de procedimientos objetivos para especificar las diversas hipótesis de

partida en la determinación del nivel tarifario: previsión de la demanda, del precio de la energía, del volumen de producción de la generación especial o de la participación de los consumidores en el mercado, entre otros.

- Inexistencia de un procedimiento de remuneración de la actividad de distribución que responda a los más elementales principios regulatorios: tratamiento individualizado de las empresas y asociación de la remuneración al nivel exigido de calidad de servicio y a las inversiones realizadas y necesarias. El procedimiento de remuneración español de la distribución es claramente uno de los más deficientes en el contexto internacional.

- Inconsistencia entre la tarifa de acceso y la tarifa integral, al no utilizarse el principio de aditividad tarifaria.

- Desajuste en la recaudación, debido a que no se reconocen desvíos respecto a las estimaciones realizadas para el cálculo de la tarifa ex ante. El tratamiento adoptado de los costes de transición a la competencia (CTC) tiene un doble efecto cuestionable: Por un lado introduce incentivos que distorsionan el normal comportamiento de los agentes en el mercado, ya que las variaciones en el precio de la energía tienen sobre algunas de las empresas eléctricas implicaciones económicas directas sobre la recuperación de sus CTC. Por el otro hace repercutir en los CTC todos los desvíos, que nada tienen que ver con este concepto de retribución.

- Apoyo a ciertos sectores industriales a través de la tarifa eléctrica (e.g. G4, THP, contratos de potencia adicional, tarifas de acceso asimiladas a tránsitos internacionales). En la ausencia de una metodología explícita de cálculo de tarifas, lo anterior supone un defecto sistemático en la recaudación de los costes acreditados que, de nuevo, repercute sobre la recuperación de los CTC.

Estos problemas ponen de manifiesto la urgencia en el desarrollo de una *metodología de tarifas* acorde con los principios que se acaban de exponer y que aborde los tres aspectos ya citados, fundamentales de todo sistema tarifario: determinación del **nivel de la tarifa**, esto es, de los costes totales acreditados, determinación de la **estructura de la tarifa** y **asignación de los costes acreditados** a los consumidores finales. ■

⁽¹⁶⁾ Las limitaciones de tamaño del artículo impiden profundizar más en el tema de la separación de los cargos de energía y potencia, un aspecto difícil del diseño de tarifas y que ha sido escasamente estudiado con rigor por los especialistas.

⁽¹⁷⁾ Como la tensión de conexión —que es un factor clave en la asignación de los costes de red—, el volumen de consumo y el factor de utilización (cociente entre la energía total consumida y la potencia contratada).