

LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

CLAUDIO ARANZADI

Ex ministro de Industria y Energía
y de Industria, Comercio y Turismo

Las intervenciones selectivas de carácter sectorial por parte de la política industrial, aunque continúan siendo objeto de debate tanto entre académicos como entre responsables de la política económica, son normalmente observadas con mayor reserva que la que suscitan las políticas industriales de carácter horizontal (políticas de apoyo al I+D, etc.).

LAS ESPECIFICIDADES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA

No es éste el caso, sin embargo, de la política energética, cuya necesidad no es objetada prácticamente por nadie. El argumento más invocado para justificar una política específica para el sector energético, es el carácter "estratégico" del sector, ya que la energía es un *input* de uso generalizado en la totalidad de los sectores productivos y un bien imprescindible en el consumo de las economías domésticas (lo que conduce a imponer de forma prácticamente generalizada a algunos subsectores energéticos, como por ejemplo el eléctrico, requerimientos de servicio público, o servicio universal). Estas características, sin embargo, no son privativas del sector energético; el sector de las telecomunicaciones por ejemplo, las comparte casi totalmente. Además, los conceptos «estratégico», «servicio público», o «servicio universal», aplicados a un sector, carecen de definición económica precisa y responden esencialmente a requerimientos de carácter político.

Un claro ejemplo es la Directiva 2003/54 relativa al establecimiento de reglas comunes para el mercado interior de electricidad, donde se incorporaban obligaciones de «servicio público» para los países miembros que, desde la perspectiva de los consumidores, incluyen esencialmente la protección a los «consumidores vulnerables» y el requerimiento de «servicio universal» (derecho de los consumidores domésticos y, si los países miembros lo consideran apro-

piado, las pequeñas y medianas empresas, a ser suministrados con electricidad de una calidad especificada dentro de su territorio a precios razonables, transparentes, así como clara y fácilmente comparables) (1). En el glosario de la legislación de la UE, ambos conceptos («servicio público» y «servicio universal») se relacionan con el concepto de «servicios de interés general», pero estos se definen en gran medida tautológicamente como aquellos considerados de interés general por las autoridades públicas y que en consecuencia son sometidos a obligaciones específicas de servicio público. En última instancia, por tanto, la discrecionalidad política prima en la determinación del alcance de esos conceptos más que la caracterización económica (2).

Tiene mayor contenido económico la fundamentación de la política energética en la necesidad de corregir los abundantes «fallos de mercado» que están presentes en el sector energético. En primer lugar, existen segmentos de actividad, como el transporte y la distribución en el sector eléctrico, que se consideran monopolios naturales y deben ser regulados como tales. Pero de mucha mayor relevancia son las externalidades negativas cuya corrección se ha convertido en el fundamento de dos objetivos centrales de la política energética: la seguridad y la sostenibilidad. Resulta ya un lugar común la definición de la política energética como el arbitraje en un trilema de objetivos (competitividad, seguridad y sostenibilidad); o lo que resulta probablemente más operativo, como un progra-

ma de minimización del coste de suministro energético (imperativo de competitividad) con unas restricciones derivadas del establecimiento de unos estándares de seguridad energética y protección medioambiental (sostenibilidad). Cuanto más restrictivas sean las restricciones, el suministro energético será más caro.

En la política energética de la UE, el logro del objetivo de minimización del coste de suministro (competitividad) se cifra esencialmente en el correcto funcionamiento de los mercados, en concreto en el desarrollo del mercado interior energético; las restricciones derivadas de los imperativos de seguridad y sostenibilidad, que plasman la exigencia de corrección de externalidades negativas, se traducen en medidas de carácter regulatorio que imponen límites al funcionamiento de los mercados y que, como se ha señalado, representan un sobrecoste soportado por los consumidores energéticos. Se considera generalmente que el imperativo de seguridad energética se plasma en la garantía de un determinado estándar de continuidad del suministro energético a precios razonables y que esta garantía no se logra únicamente con el funcionamiento del mercado; la libre iniciativa de los inversores en un ámbito nacional (o regional como en el caso la UE) no aseguraría necesariamente el grado de autoabastecimiento energético, el nivel de reservas, la capacidad de infraestructuras de transporte, almacenamiento y conexión internacional, así como la diversificación de tecnologías y fuentes de energía, etc. compatibles con el requerimiento de seguridad del suministro energético que una instancia de representación colectiva (gobierno del país o institución comunitaria) considera exigible; en el caso del sector eléctrico, además, los requisitos de seguridad tienen un carácter específico a causa de sus singularidades tecnológicas. El sobrecoste del suministro energético asociado a las restricciones de seguridad establecidas por la política energética se correspondería así con la oferta de un «bien público» (el complemento de seguridad de abastecimiento, en relación al nivel que el libre juego del mercado hubiese asegurado, para garantizar el estándar requerido).

De forma análoga puede considerarse la restricción de sostenibilidad de la política energética, cuyo vector esencial es la política de descarbonización. Los efectos del calentamiento climático provocado por las emisiones de CO₂ (y otros gases de efecto invernadero) son una «externalidad negativa» global con un «coste social» estimado (para las emisiones de CO₂) que, según los expertos, fluctuaría entre 30\$/Tn de CO₂ y 200 \$/Tn (3) (4). El sobrecoste impuesto al suministro energético por la restricción de sostenibilidad (plasmada en este caso en la limitación exigida de emisiones de CO₂) correspondería así al «coste social» evitado con la limitación de emisiones. De hecho, siguiendo a Pindyck (2013), el sobrecoste asociado a la restricción de sostenibilidad (limitación de emisiones de CO₂) puede considerarse como el coste de un seguro para cubrirse de un riesgo (impacto catastrófico de un calentamiento global superior a

7°C/8°C que acontecería con un determinado nivel de probabilidad si no se acomete la limitación de emisiones). En el caso de las restricciones impuestas por la política de descarbonización, además, los potenciales efectos catastróficos del calentamiento global se manifestarán a largo plazo mientras que el sobrecoste en el suministro energético es percibido por el consumidor a corto plazo; las estimaciones del «coste social» de las emisiones de CO₂ dependerán, por tanto, en gran medida del tipo de descuento considerado, cuya cuantía reflejará, entre otros factores, el grado de solidaridad intergeneracional.

LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y LA REGULACIÓN. EL RIESGO REGULATORIO †

Como señala Joskow (2009), en las modernas economías de mercado ningún sector de la economía puede considerarse «desregulado», sino que la actividad económica opera dentro de un conjunto básico de instituciones de gobernanza o, como indica Joskow citando a Williamson (2005), dentro de lo que Williamson ha denominado las instituciones básicas del capitalismo. No existe acuerdo generalizado sobre el alcance de estas instituciones básicas, aunque podría considerarse que como mínimo incluye la legislación penal, civil, mercantil, laboral, fiscal, etc. y la política de la competencia que establece normas estrictas para preservar el correcto funcionamiento de los mercados; a este marco básico podría agregarse la normativa establecida por motivos de seguridad y protección medioambiental.

Por esta razón, cuando se habla de «regulación» en el sector energético lo que se considera es el marco institucional específico del sector y las intervenciones de las autoridades políticas en aplicación de dicho marco. Como se ha señalado en el primer apartado, existen en el sector energético (y sobre todo en el sector eléctrico) diversos «fallos de mercado» (incluidos aquellos que justifican las restricciones de seguridad y sostenibilidad) cuya corrección es la tarea de la política energética. Esto ocurre incluso en el contexto de liberalización de los sectores gasístico y eléctrico emprendida en Europa (y en un buen número de países industrializados y emergentes) especialmente en los últimos cinco lustros; desde comienzos de los años 90, el conjunto de la actividad legislativa de la UE en materia energética (y sobre todo las Directivas sobre mercado interior en los sectores eléctrico y gasístico) ha propiciado una radical transformación del marco institucional de esos sectores, introduciendo espacios de mercado en segmentos de actividad (generación y comercialización en los sectores eléctrico y gasístico) que operaban al margen de la competencia. Pero, al mismo tiempo, la Unión Europea ha ido introduciendo nuevas restricciones en el funcionamiento de los nuevos mercados, en aplicación de los imperativos de seguridad y sostenibilidad al sector energético; por otro lado, la propia experiencia del funcionamiento de los mercados eléctricos y gasísticos ha hecho aparecer «fallos de mercado», algunos de los cuales no se habían tenido en cuenta al diseñar inicial-

mente los nuevos modelos liberalizados. Por tanto, las exigencias regulatorias de la política energética son diferentes en el nuevo marco institucional liberalizado, pero continuarán teniendo una presencia significativa en el sector.

Dado el carácter intensivo, en comparación con otros sectores, de la regulación en los sectores gasístico y eléctrico y su complejidad técnica, sobre todo en el sector eléctrico, una tarea esencial de la política energética debería ser la minimización de los «fallos regulatorios» y, más concretamente, la minimización del «riesgo regulatorio». Uno de los objetivos de la política energética debería ser la mitigación de los riesgos con los que se enfrentan los operadores del sector energético, sobre todo aquellos, como el riesgo tecnológico, especialmente agudo en un sector eléctrico liberalizado, para los que no existen prácticamente mercados que faciliten su cobertura. Ahora bien, el activo papel en la política energética de una regulación prolija y técnicamente compleja viene acompañado necesariamente de otro tipo de riesgo, el «riesgo regulatorio». Este riesgo, en la medida en que sea significativo puede tener un efecto fundamental en la valoración de los activos ya existentes en el sector y en la evaluación de las expectativas de rentabilidades futuras de las inversiones. El riesgo regulatorio, en principio, tendría una incidencia en el coste de capital de esas inversiones y, por tanto, su aumento provocaría un efecto depresivo sobre el valor de las inversiones realizadas y un impacto desincentivador sobre el valor de las inversiones futuras. Sin embargo, como indican Armstrong, Cowan y Vickers (1995), dentro de la lógica del «*Capital Asset Pricing Model*» (CAPM) el riesgo regulatorio, al ser diversificable (no correlacionado con el riesgo de mercado), no debería afectar al coste de capital; los propios autores señalan pragmáticamente como alternativa dejar inalterado el coste del capital y modificar a la baja el *cash-flow* esperado, reduciendo así la rentabilidad esperada. El mismo diagnóstico sobre el efecto del riesgo regulatorio, aunque de difícil cuantificación, se obtendría considerando que este tipo de riesgo supone un coste contingente para el regulado correspondiente con el mayor o menor grado de discrecionalidad (una opción) del regulador.

En todo caso, como se ha señalado, una de las principales tareas de la política energética debería ser minimizar el riesgo regulatorio. El riesgo regulatorio está asociado a la credibilidad de los compromisos regulatorios y a la baja probabilidad de comportamientos «oportunistas» del regulador (Armstrong, Cowan y Vickers, 1995; Newberry, 1999). Lógicamente, por tanto, la percepción de este riesgo, como en general la percepción de la seguridad jurídica, dependerá del *track record* regulatorio. La experiencia histórica de una alta variabilidad e imprevisibilidad en los cambios regulatorios tendrá un efecto alcista sobre el riesgo regulatorio. Sin embargo, a la política energética se le presenta un dilema ya que los cambios regulatorios son necesarios tanto para corregir errores previos (los reguladores no son omniscientes) como para acomodar las variaciones tecnológicas e institucionales que el en-

torno del sector energético registra. Por tanto, dado que la variabilidad regulatoria es inevitable, la política energética deberá incidir prioritariamente en reducir su imprevisibilidad. Esto requiere que los marcos regulatorios aprobados posean una coherencia interna y que sus desarrollos se ajusten al patrón establecido por las orientaciones de la política energética y no se perciban como la acumulación de medidas *ad-hoc* para corregir problemas coyunturales. La explicitación de las líneas generales de la política energética del gobierno mediante alguna forma de planificación energética sería por tanto un instrumento de gran utilidad para consolidar la credibilidad regulatoria.

Los nuevos mecanismos de gobernanza establecidos en la Comunicación de la Comisión Europea (2014) relativa a los objetivos en materia de clima y energía para el período 2020-2030 que prevén la creación de «planes nacionales» de los Estados miembros representan un paso en esa dirección. Estos planes, según señala la Comisión «deben establecer una fórmula clara para alcanzar los objetivos nacionales en lo que respecta a las emisiones de efecto invernadero en el sector no abarcado por el RCDE, las energías renovables, el ahorro de energía, la seguridad energética, la investigación y otras opciones importantes, como la energía nuclear, el gas de esquisto, y la captura y confinamiento de carbono. El objetivo explícito debe consistir en generar más certidumbre para los inversores y un mayor grado de transparencia; reforzar la coherencia, la coordinación y la supervisión de la UE incluida la evaluación de dichos planes con relación a los objetivos de la UE en materia de energía y clima; y avanzar en la consecución de los objetivos de mercado interior de la energía y las directivas sobre ayudas de Estado». Aunque los «planes nacionales» que preconiza la Comisión están concebidos prioritariamente como instrumentos para facilitar la evaluación del grado de adecuación de las políticas energéticas nacionales al cumplimiento de los objetivos establecidos por la UE en el horizonte del 2030, su alcance puede ampliarse (ofreciendo una exposición completa y sistemática de la política energética) y reforzar su carácter de compromiso político mediante su presentación y discusión en el Parlamento.

POLÍTICA ENERGÉTICA Y REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO †

De entre los subsectores energéticos, el sector eléctrico es el que soporta una regulación más prolija y compleja, debido a sus singularidades tecnológicas, a los específicos «fallos de mercado» que se manifiestan en su actividad económica, a las peculiaridades de los requisitos de seguridad impuestos a su funcionamiento y al papel fundamental que se le atribuye como vector de la política de descarbonización. Además, el sector eléctrico ha experimentado en los últimos treinta y cinco años un profundo cambio regulatorio y está probablemente en vías de enfrentarse a medio plazo a la configuración de un nuevo paradigma regulatorio. El sector eléctrico ha seguido en las últimas décadas un proceso de liberalización pa-

ralelo al del sector gasístico (es ilustrativo el paralelismo en la Unión Europea en la elaboración y aprobación de las Directivas de mercado interior para ambos sectores). A medio plazo, el sector gasístico en Europa profundizará en su proceso de liberalización (mayor competencia «gas to gas», menor dependencia de la contratación a largo plazo y con precios indexados con los del petróleo o productos petrolíferos, mayor desarrollo de los mercados organizados «spot» y de derivados y del papel como referencia de los precios fijados en dichos mercados, etc.) (I.E.A., 2013).

El sector eléctrico, sin embargo, seguirá una senda regulatoria divergente para acomodar las restricciones crecientemente constrictivas en materia de seguridad y sostenibilidad previsibles en la Unión Europea a medio plazo (2030) y a largo plazo (2050), y las innovaciones regulatorias que exigen los cambios radicales (no enteramente anticipados cuando se diseñaron los modelos liberalizados iniciales) provocados por el desarrollo de las energías renovables en la generación eléctrica, de la generación distribuida y el autoconsumo, de redes y equipos de consumo inteligentes, y de la electrificación del sector transporte.

El modelo liberalizado «estándar» del sector eléctrico ↓

El sector eléctrico experimentó a partir de los últimos lustros del siglo XX una radical transformación del marco institucional en el que se desarrolla su actividad. Tradicionalmente (excepto en una fase inicial de su desarrollo en que operó en un marco competitivo) el sector eléctrico estuvo configurado por monopolios regulados verticalmente integrados, cuya cadena de oferta se consideraba en su totalidad un monopolio natural. En 1978 se establece el primer marco institucional liberalizado en Chile, aunque el impulso más importante a los modelos liberalizados en el resto del mundo tiene lugar en la década de los noventa del pasado siglo (en 1990 se configura el primer marco regulatorio liberalizado europeo en Inglaterra y Gales y en 1998 se aborda en EEUU la primera iniciativa liberalizadora con la creación del sistema Pennsylvania-New Jersey-Maryland). En la Unión Europea el nuevo paradigma regulatorio queda consagrado esencialmente por las Directivas de mercado interior en el sector eléctrico de 2003 y 2009.

En estas Directivas se fija un marco regulatorio estándar, compatible con una gran variedad de modelos nacionales, en el que las actividades de transporte y distribución continúan considerándose monopolios naturales (regulados como tales), la oferta de servicios de ajuste por el operador del sistema tiene carácter de «bien público», y las actividades de generación y comercialización deben operar en condiciones de competencia en mercados mayoristas y minoristas de energía eléctrica. Joskow (2006) resumió en diez puntos el patrón básico de los nuevos modelos eléctricos liberalizados: privatización de empresas públicas; separación vertical de los segmentos competitivos (generación, comercialización) y regulados (transporte, dis-

tribución y operación del sistema); reestructuración horizontal del segmento de generación para garantizar la competencia en el mercado mayorista; creación de un operador del sistema independiente; creación de un mercado «spot» de energía de carácter voluntario y un mercado de servicios complementarios, ambos compatibles con la contratación bilateral y la existencia de mercados de instrumentos financieros derivados; establecimiento de reglas y mecanismos para asignar eficientemente la capacidad de transporte; separación de las tarifas reguladas de distribución y los precios competitivos de la comercialización; requerimientos a los comercializadores a tarifa de adquirir la energía en mercados mayoristas competitivos; creación de reguladores independientes; establecimiento de mecanismos de transición.

Los límites del modelo liberalizado estándar ↓

El patrón básico de modelo liberalizado definido por los diez puntos de P. Joskow corresponde a lo que se ha denominado modelo de «energy only market». En este modelo los generadores recuperan la totalidad de sus costes con sus ingresos en el mercado mayorista de energía y en el mercado de servicios complementarios gestionado por el operador del sistema. Pero el propio Joskow (2008) señala que la conjunción de imperfecciones en el mercado mayorista, las restricciones regulatorias a los precios de la energía en los períodos de escasez y determinados procedimientos de los operadores del sistema conducen al fenómeno conocido como «missing money» (Cramton y Stoff, 2006; Joskow 2007); el «missing money» se produce porque los precios en el mercado mayorista y en el mercado de servicios complementarios (en un modelo tipo «energy only market») implican ingresos medios para la generación inferiores al coste medio de generación de un nuevo entrante, lo que desincentiva la inversión en nueva capacidad de generación.

El problema del «missing money» en realidad es la manifestación de un «fallo de mercado» específico del sector eléctrico (cuyo alcance es una cuestión controvertida) y que está asociado a un requisito de seguridad (en sentido amplio) característico del sector: «la fiabilidad del sistema», que puede definirse como la garantía de suministro eléctrico al consumidor con un determinado estándar de continuidad (probabilidad de interrupciones) y con un grado aceptable de estabilidad en la tensión y frecuencia (Stoff, 2002).

No existen discrepancias en la caracterización como «bien público» (no excluibilidad, no rivalidad) de los servicios de «seguridad» (en sentido restringido) que ofrece el operador del sistema y que están dirigidos a garantizar unos estándares de estabilidad de frecuencia y tensión y, en general, de equilibrio producción/consumo en los diferentes puntos de la red, en un horizontes de muy corto plazo (es decir, dados los niveles de capacidad y disponibilidad de las infraestructuras de generación y transporte). Estos servicios (denominados en España, servicios de ajuste) son su-

ministrados en todos los sistemas eléctricos por una instancia centralizada (el operador del sistema) que actúa como comprador único de servicios complementarios (y otros inputs necesarios para su gestión) a los diferentes agentes del sector eléctrico, utilizando normalmente procedimientos competitivos (subastas). El funcionamiento del operador del sistema como oferente de un «bien público» (que exige regulación) es algo que existe en todos los modelos liberalizados (incluidos los denominados «*energy only markets*»). Por consiguiente, incluso en este tipo de modelos, una parte (menor) de los ingresos de los generadores se obtiene en un mercado (servicios complementarios) cuya demanda proviene de un comprador único regulado.

Por el contrario, no existe apenas acuerdo sobre el fundamento económico del establecimiento de retribuciones adicionales a las obtenidas en el mercado mayorista y en el mercado de servicios complementarios (en forma de «pagos de capacidad») para cubrir el «*missing money*». Para aquellos que consideran que el fenómeno del «*missing money*» es esencialmente un «fallo regulatorio» (al impedir el regulador, estableciendo un «*cap*», la formación en el mercado mayorista de «precios de escasez» y, por tanto, de las «rentas de escasez» necesarias para la recuperación de la totalidad de los costes de generación), no existe ningún «fallo de mercado» que corregir; bastaría con permitir que los precios en período de escasez se ajustasen a los «valores para los consumidores de la carga no suministrada» para corregir (o al menos mitigar sensiblemente) el «*missing money*». Es lo que se pretende realizar en ERCOT (el modelo «*energy only market*» vigente en Texas), añadiendo al precio en el mercado mayorista un precio variable en función de la probabilidad de interrupción del suministro (y del «valor de la energía no suministrada») (ERCOT, 2014) en los períodos de escasez. Sin embargo, como señalan Pfeifenberger y otros (2009), los modelos «*energy only market*» reales suelen incluir mecanismos de retribución suplementarios en forma de contratos al margen del mercado o pagos por el coste del servicio. La regulación, incluso en los modelos tipo «*energy only market*», habilita mecanismos para que el operador del sistema pueda actuar como garante en última instancia de la «fiabilidad del sistema».

Los modelos alternativos al «*energy only market*», que probablemente serán el diseño dominante a medio plazo, utilizan los «pagos de capacidad» (determinados por una instancia administrativa o mediante procedimientos competitivos en «mercados de capacidad») como el instrumento para cubrir el «*missing money*». Estos «pagos de capacidad» serían la retribución de un servicio («capacidad disponible», o «*adequacy*» en la terminología de la NERC 2007), ofrecido tanto en forma de capacidad disponible de generación, como de interrumpibilidad por parte de los consumidores, almacenamiento, interconexión e incluso mejora de eficiencia. Este servicio sería un producto diferenciado de la energía, pero también

de los servicios suministrados por el operador del sistema. De hecho, el Consejo de Reguladores (2007) ibérico considera tres dimensiones de la «fiabilidad del sistema»: la «seguridad» suministrada por el operador del sistema, la «firmeza» (disponibilidad) y la «suficiencia» (capacidad instalada), estas dos últimas retribuidas separadamente; probablemente, resulta más simple considerar un solo servicio (la fiabilidad del sistema) y tres tipos de instrumentos de contratación, a corto plazo (seguridad), medio plazo (firmeza) y largo plazo (suficiencia). En cualquier caso, tanto si se considera a los pagos por capacidad como la retribución de un servicio (capacidad disponible, en tanto que garantía de un estándar de fiabilidad del sistema) o un instrumento de corrección de un conjunto de «fallos regulatorios» y «fallos de mercado» en el mercado mayorista de electricidad, los mecanismos institucionales utilizados (por ejemplo, los mercados de capacidad) replican los utilizados en la provisión de un «bien público».

Una instancia administrativa centralizada determina el volumen de capacidad disponible requerido a un plazo determinado (o una curva de demanda de capacidad construida, como en el caso del modelo PJM, pivotando sobre un precio representativo del coste fijo de generación de un nuevo entrante neto del margen obtenido en el mercado mayorista y de servicios complementarios, el «*net-CONE*», y un volumen de capacidad considerado óptimo) y este volumen de capacidad disponible se asigna siguiendo procedimientos competitivos (por ejemplo, mediante subastas) (Pfeifenberger y otros, 2009); en la reforma eléctrica británica se ha propuesto una forma análoga de curva de «demanda de capacidad» construida (DECC, 2014 a). En realidad, se trata, como en el caso del mercado de servicios complementarios, de un modelo de comprador único con «*procurement*» competitivo. Los mercados de capacidad se están complicando extraordinariamente, incorporando una gran variedad de «productos» contratados, como en el caso de PJM con su propuesta de «*capacity performance*» (PJM, 2014), pero el diseño característico de un modelo de «comprador único» se sigue manteniendo.

En todo caso, incluso con la inclusión de mecanismos de corrección del modelo tipo «*energy only markets*», en los modelos eléctricos con limitadas restricciones sobre el mix de generación, los precios del mercado mayorista han continuado siendo la principal señal para inducir una operación e inversión eficiente en el sistema eléctrico y las ventas de energía en dicho mercado han representado la parte fundamental de los ingresos de los generadores eléctricos. Esta situación, sin embargo, puede variar sensiblemente a medio y largo plazo.

La evolución hacia un nuevo paradigma regulatorio en el sector eléctrico ▾

Como se ha señalado en un apartado precedente, el carácter creciente restrictivo de las restricciones

de seguridad y sostenibilidad aplicadas al sector eléctrico, y la acumulación de innovaciones tecnológicas y funcionales en el sistema eléctrico van a provocar a medio y largo plazo profundos cambios en su marco regulatorio tanto en los segmentos de actividad considerados monopolios naturales (y sometidos a una regulación por el coste del servicio o por incentivos), como en aquellos (generación y comercialización) que deban operar en mercados mayoristas y minoristas competitivos. En el apartado anterior ya se ha señalado que las exigencias de fiabilidad del sistema eléctrico imponen la incrustación en el mercado mayorista de mecanismos parcialmente regulados (que responden a la lógica del modelo de «comprador único», normalmente con «*procurement*» competitivo) tanto en los mercados de servicios complementarios como en los mercados de capacidad. A medio plazo, los cambios antes señalados, agudizarán esta tendencia; el mercado mayorista se verá afectado por una regulación más compleja e intrusiva, aunque algunas innovaciones tecnológicas (redes y equipos de consumo inteligentes) puedan permitir nuevas formas de participación de la demanda en los mercados, abriendo así nuevos espacios a la competencia.

Política de descarbonización. La tendencia creciente del «missing money». La restricción más constrictiva a medio y largo plazo deriva de las exigencias de la política de descarbonización (componente fundamental del objetivo de sostenibilidad) que considera al sector eléctrico como un vector fundamental de actuación. Los objetivos de descarbonización en la Unión Europea para 2030 establecidos en la Comunicación de la Comisión Europea (2014) suponen una reducción de las emisiones de CO₂ en relación a 1.990 de un 40% (lo que implicaría una reducción superior para el sector eléctrico); a mayor plazo, en la Hoja de Ruta de la Energía para 2050 (Comisión Europea, 2011) la Comisión menciona el compromiso de la UE (2009) de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% y un 95% para 2.050 (lo que exigiría la casi total descarbonización del sector eléctrico). A menos que se desarrolle comercialmente la tecnología de captura y confinamiento de CO₂, esa radical descarbonización a largo plazo de la generación eléctrica correspondería a la energía nuclear y a las energías renovables, jugando el gas natural a medio plazo el papel de sustitución del carbón para la generación eléctrica de base y reduciéndose a largo plazo prácticamente a su contribución como potencia de respaldo de la generación con energías renovables variables (I.E.A., 2014). A medio y largo plazo, el vector fundamental de la descarbonización de la generación eléctrica en la UE serán las energías renovables ya que suponen, además, una contribución al ahorro de combustibles y al autoabastecimiento y, por tanto, un valor añadido desde la perspectiva de la seguridad energética. La Comisión Europea (2014) prevé una penetración de las energías renovables en la generación eléctrica del orden del 45% para 2030 (coherente con el objetivo, no vinculante para los estados

miembros, de penetración de un 27% en el sector energético), y considera para 2050 (Comisión Europea, 2011) una penetración de las energías renovables en la generación eléctrica entre un 64% y un 97% (según los diferentes escenarios).

Con estas restricciones, derivadas de los imperativos de seguridad y sostenibilidad establecidos por la política energética de la UE, el *mix* de generación eléctrica (excepto si se desarrolla comercialmente la tecnología de captura y confinamiento de CO₂) mostrará una concentración creciente a medio y largo plazo en tecnologías de generación de coste variable bajo (nuclear) o prácticamente nulo (eólica, solar, hidráulica), lo que significa que también será creciente el número de horas en que el mercado «spot» registrará precios bajos, nulos e incluso negativos (las centrales nucleares y, cuando está sujeta a determinados mecanismos de ayuda, la generación renovable, pueden tener incentivos a ofertar precios por debajo de cero). Los precios medios en el mercado mayorista tenderán, por tanto, a declinar a medio y largo plazo (5), (6), aumentando progresivamente el «gap» entre estos precios medios y el coste medio de generación más bajo de un nuevo entrante (e incrementándose el volumen del *missing money*). Este «gap» existe ya, tanto en el mercado ibérico como en los mercados europeos. Los precios medios del mercado diario ibérico entre 2001 y 2013 ha fluctuado prácticamente entre los 30 €/Mw.h. y los 50 €/Mw.h., siendo el precio medio de la zona española del mercado ibérico en 2013 de 40,3 €/Mw.h. (C.N.M.C., 2014); los precios medios de la energía de base en los mercados de Europa occidental central han fluctuado desde 2.010 en torno a los 50 €/Mw.h. (Comisión Europea, 2013). Al mismo tiempo, el coste medio de generación de un ciclo combinado de gas (estimado por su «*levelised cost*») (7) que aparece en la documentación de base de la nueva reforma eléctrica británica (DEEC, 2013) es del orden de 75 €/Mw.h. (con precio nulo del CO₂) (8), en el escenario central considerado (para proyectos iniciados en 2013).

Expectativas de precios elevados del derecho de emisión de CO₂ (coherentes con la política anunciada por la Comisión Europea en su comunicación sobre los objetivos para 2030) o el establecimiento de suelos al precio del CO₂ (como el fijado con una cuantía de 22,5 €/Tn. por Reino Unido) ampliaría aún más este «gap» estimado entre precios medios del mercado mayorista y coste medio de generación de un nuevo entrante. Con este escenario de precios y costes a medio y largo plazo, el recurso a los ingresos por pagos de capacidad para cubrir el «*missing money*» deberá también ser creciente si se pretende mantener los incentivos a la entrada de ciclos combinados de gas como tecnología de sustitución de la generación con carbón durante un período de transición a medio plazo tal como señala la Agencia Internacional de Energía.

La amplitud del «gap» entre precios medios del mercado mayorista y los costes medios de generación (es-

firmados por sus «*levelised costs*») (9) es todavía superior para tecnologías descarbonizadas como la nuclear, eólica o fotovoltaica. Esto conduce, en la reforma eléctrica británica, a establecer el mecanismo de retribución de estas tecnologías en forma de «contratos por diferencias» con «*strike prices*» más elevados tanto en relación a los «precios medios» de la reciente historia en los mercados mayoristas europeos como en relación al coste medio de generación más bajo estimado (en los documentos de la reforma eléctrica británica). El «*strike price*» negociado por E.D.F. con el gobierno británico para el proyecto de dos grupos EPR en Hinkley Point C. fue de 115,6 €/Mw.h. (111,9 €/Mw.h. en el caso de extensión a dos grupos más en Sizewell C) durante 35 años a partir de su puesta en funcionamiento (World Nuclear News 2.013); el «*strike price*» administrativo establecido para la generación con energía eólica «*on-shore*» ha sido 118,75 €/Mw.h.; para la eólica «*Off-shore*», 193,75 €/Mw.h.; y para la fotovoltaica, 150 €/Mw.h. (DECC, 2014 b). En el caso de las energías renovables, el «*strike price* administrativo» es decreciente (aunque con una baja pendiente) para los cuatro años que se ha fijado, y el «*strike price*» efectivo puede ser inferior al administrativo (cuando las ofertas sean superiores a la capacidad a asignar y se realice la asignación, tal como está prescrito, por un procedimiento de subasta) pero, al menos a medio plazo, es previsible que estas cifras se mantengan elevadas. En el caso de las tecnologías descarbonizadas, el gap entre la retribución garantizada a la generación (a través del mecanismo de los contratos por diferencias, como se establece en la reforma eléctrica británica, o por otro mecanismo alternativo) y los precios medios del mercado mayorista repercute en los costes regulados del sistema y, por tanto, en los precios del mercado minorista.

El resultado del proceso descrito es la consolidación a largo plazo de la tendencia a la ampliación del «*missing money*». Una parte creciente de los costes de generación se cubre con «pagos de capacidad» y «complementos retributivos» y, correlativamente, una parte menor con los ingresos del mercado mayorista de energía. La señal para el inversor en nueva capacidad de generación que ofrecen los precios en el mercado mayorista de energía irá perdiendo, por consiguiente, su relevancia. Puede argüirse que con un escenario de precios elevados en el mercado de derechos de emisión de CO₂ (o con el establecimiento de «suelos» para este precio) el efecto señalado anteriormente se mitigaría: los precios en el mercado mayorista de la energía serían más elevados y los «complementos retributivos» a las tecnologías de generación descarbonizada podrían decrecer. Sin embargo, en un escenario de descarbonización radical como el previsto por la Comisión Europea (2011), si no se consolida comercialmente la tecnología de captura y confinamiento de carbono, la generación con gas se utiliza prioritariamente como potencia de respaldo y las tecnologías de descarbonización dominantes continúan siendo las de costes variables bajos o prácticamente nulos, el número de horas en que las tecnologías de generación con combustible fósil (gas) fi-

jan el precio en el mercado «*spot*» será cada vez más reducido y los precios medios en el mercado mayorista de la energía tenderán también a reducirse (aún con precios del CO₂ más elevados).

La dirección de los cambios regulatorios. En el apartado precedente se ha señalado la pérdida creciente de relevancia de los precios medios del mercado mayorista de energía como señal para los inversores en nueva capacidad de generación que previsiblemente acompañará a la política de radical descarbonización del sector eléctrico a largo plazo en la Unión Europea. Este sólo hecho es suficientemente significativo de los cambios que está registrando el modelo estándar de sector eléctrico liberalizado, en el que los precios de mercado mayorista de la energía debían jugar un papel central para inducir una inversión eficiente, y donde (Joskow, 1997) «las oportunidades más importantes de ahorro de costes están asociados a las inversiones a largo plazo en capacidad de generación». Los recursos que un inversor en nueva capacidad de generación debe anticipar en el largo plazo provendrán de forma creciente de remuneraciones establecidas directa o indirectamente a través de mecanismos de asignación del tipo «comprador único» (mercado de servicios complementarios, mercados de capacidad, mecanismos de ayuda a la penetración de energías renovables). Estos mecanismos de asignación pueden utilizar instrumentos competitivos (subastas) pero el papel que juega en ellos la regulación es cualitativamente diferente del que ocupa en los mercados mayoristas de energía. En apartados precedentes se ha señalado el funcionamiento como modelos de «comprador único» de los mercados de servicios complementarios y de los mercados de capacidad. Las retribuciones fijadas en ambos mercados pueden considerarse como pagos por la venta de servicios para garantizar los estándares de «fiabilidad del sistema» que el regulador considera apropiados, de «seguridad» en el primer caso y de «capacidad disponible» («*adequacy*») en el segundo; los pagos fijados en estos mercados pueden, por consiguiente, considerarse como la retribución de un bien (la «fiabilidad del sistema») diferenciado de la energía. No es éste el caso de la retribución establecida para la generación con energías renovables que corresponde íntegramente a un suministro de energía.

La retribución a la generación con energías renovables ha respondido a patrones regulatorios muy diferentes. Los marcos de incentivos (instrumentos de ayuda) a la inversión en capacidad de generación con renovables que se ha desarrollado en los diferentes sistemas eléctricos se pueden dividir en tres grandes grupos. En primer lugar, los mecanismos de ayuda a través de la fijación administrativa del precio que debe retribuir a la generación eléctrica con energías renovables (ya sea estableciendo una tarifa o una prima sobre el precio de mercado). En segundo lugar, los mecanismos de incentivación a través de la fijación administrativa de un volumen mínimo de generación o capacidad de generación con renovables (y la determinación indirecta de un pre-

cio). Es el caso de los llamados «certificados verdes» (como los «*Renewable Obligation Certificates*», en vigor en Reino Unido antes de la reciente reforma regulatoria) y del mecanismo puesto en práctica en diferentes estados de los EE.UU. designado con el nombre de «*Renewable Portfolio Standard*». En tercer lugar, los mecanismos de ayuda con desgravaciones fiscales (como los «*tax credits*» a la producción y la inversión concedidos por el gobierno federal de los EE.UU.). Existen, también, mecanismos de incentivación que combinan la lógica de los tipos básicos mencionados.

Las Directrices de la Comisión Europea (2014) sobre ayudas públicas a las energías renovables muestran su preferencia por la utilización como incentivo de las «primas» sobre el precio de mercado y por la utilización de mecanismos de licitación competitivos para la determinación de la cuantía de la ayuda. El mecanismo de «contratos por diferencias» (anteriormente mencionado) que propone la reforma eléctrica británica se ajusta parcialmente a las líneas preconizadas en las Directivas de la Comisión Europea. Aunque no utiliza estrictamente las «primas» como instrumento, con el mecanismo de los contratos por diferencias tal como está diseñado, el riesgo de mercado es mínimo pero la generación con renovables tiene incentivos para una programación eficiente en función de los precios de mercado. Además, aunque el «*strike price*» administrativo es un precio con fijación administrativa, puede verse reducido, como ya se ha señalado, (a través de un mecanismo de subasta) si la capacidad requerida de cada tecnología es inferior a la ofrecida en el mecanismo de asignación. El reciente mecanismo aprobado en España, también se adecua parcialmente a las prioridades expresadas por la Unión Europea. Se trata de un mecanismo que utiliza el instrumento de las «primas» (permitiendo «riesgos de mercado» variables en función de la desviación de los precios de mercado en relación a las previsiones) tal como preconiza la Comisión. La cuantía de la ayuda, sin embargo, no se establece por un mecanismo de licitación sino que resulta de la fijación de un «standard» para la retribución de cada tipo de generación renovable, siguiendo un procedimiento de «*benchmarking*».

A medio plazo, el mecanismo de incentivos más en sintonía con las orientaciones de la Comisión Europea será probablemente alguna variante del modelo británico: determinación administrativa del volumen de capacidad requerido de cada tecnología renovable y asignación de esta capacidad utilizando un instrumento competitivo (subastas). La fijación diferenciada de la capacidad requerida por tecnologías es necesaria dadas las diferencias en los costes medios de generación («*levelised cost*») entre cada una de ellas. Estas sustanciales diferencias en los costes de generación de las distintas tecnologías renovables convierte en ilusorio el objetivo fijado en las directrices de la Comisión Europea (2014) de suprimir las ayudas más allá del 2020, si se pretende (como es el caso) que se desarrolle por los estados miembros una cartera diversificada de tecnologías de generación con energías renovables.

En primer lugar, deberá revisarse el concepto de ayuda y desligarlo de la noción de complemento retributivo en relación al precio en el mercado mayorista; los precios medios en este mercado experimentarán, como se ha señalado, una tendencia a largo plazo a la baja (efecto «*merit order*»), por lo que el complemento retributivo a las tecnologías de generación con energías renovables sería necesario incluso para aquellas tecnologías que fuesen competitivas en términos de coste con la generación convencional de costes medios más bajos. Este podría ser el caso para la generación con energía eólica «*on-shore*» o fotovoltaica que con un precio del CO₂ suficientemente elevado podrían competir en coste con los ciclos combinados de gas; en esta situación, el «complemento retributivo» sobre el precio de mercado para esas tecnologías renovables no debería ser considerado una ayuda. Pero aún en ese escenario, otras tecnologías de generación con energías renovables, como la eólica «*off-shore*» o la termosolar seguirán manteniendo previsiblemente a medio y largo plazo su diferencial de costes por lo que seguirán requiriendo ayudas en sentido estricto. Aún contando con nuevos avances en las «curva de aprendizaje», una cartera diversificada de tecnologías renovables mantendrá su heterogeneidad en términos de coste a medio y largo plazo; debe tenerse en cuenta, además, que los incentivos garantizados en el mecanismo de ayudas deben corresponder al estado de la tecnología en el momento de la inversión ya que los avances en la «curva de aprendizaje» posteriores a ese momento son poco relevantes (la parte esencial del coste de generación con energías renovables, con la excepción de la biomasa, es el coste de la inversión inicial).

La evolución a largo plazo de un sector eléctrico convergiendo a una casi total descarbonización en el 2050 implica, por tanto, cambios sustanciales en su paradigma regulatorio. El volumen de nueva capacidad de generación y su *mix* por tecnologías vendrá determinado en gran medida por instancias administrativas. Como se ha señalado, la «capacidad disponible» («*adequacy*») o la «curva de demanda de capacidad» se fijan, en los mercados de capacidad, por instancias administrativas en función de los requisitos de «fiabilidad del sistema» considerados apropiados por el regulador y (cuando se construye una «curva de demanda de capacidad») de la cuantía estimada del «*missing money*»; es cierto que en la oferta de «capacidad disponible» también puede participar el almacenamiento y la oferta de interrumpibilidad, interconexiones y eficiencia, pero la parte sustancial corresponde a la capacidad de generación. También, como se ha visto, el volumen de nueva capacidad de generación descarbonizada y su estructura (la nueva capacidad de generación nuclear y de cada tipo de tecnología de generación con energías renovables) se establece por instancias administrativas. Es cierto que la asignación de esta capacidad se realizará utilizando mecanismos competitivos (subastas), pero el marco regulatorio que se configura responde al patrón del mode-

lo de «comprador único» y difiere sustancialmente del modelo liberalizado estándar. Mientras en este último el volumen y el *mix* de la nueva capacidad de generación responden a las señales de los precios en el mercado mayorista (y en el mercado de servicios complementarios), en el modelo de «comprador único» que se está configurando, ese volumen y *mix* se determina en gran medida por instancias administrativas.

La tendencia a la reducción de los precios medios en el mercado mayorista de energía será más profunda cuanto mayor sea la penetración de la generación con energías renovables de coste variable prácticamente nulo. En uno de los escenarios contemplados por la Comisión Europea (2011) para 2050, la penetración de las energías renovables en la generación eléctrica es del 97%; es ilustrativo reflexionar sobre las consecuencias regulatorias de esta hipótesis en el caso de que la penetración de las energías renovables se realizase sustancialmente con una cartera de generación de coste variable prácticamente nulo. Se habría completado casi totalmente la tendencia, ya en curso, de sustitución del coste de combustibles por el coste de capital. En esta situación los precios medios de un mercado mayorista de energía como el actual serían insignificantes y ese mercado carecería de sentido. La estructura de costes de generación (esencialmente fijos) aproximaría las características de la generación eléctrica a las actividades productivas de coste marginal a corto plazo prácticamente nulo y coste marginal a largo plazo elevado (como las telecomunicaciones o, en general, las tecnologías de la información). Los mercados mayoristas de energía eléctrica se verían desplazados por los mercados de capacidad. Podría pensarse que el desarrollo de redes y equipos de medida y consumo inteligentes propicie una transformación radical de estos mercados no sólo al potenciar la interrumpibilidad como oferta de capacidad disponible sino también al permitir una demanda de capacidad disponible descentralizada, formada a partir de las diferentes preferencias por la «fiabilidad del sistema» de los consumidores individuales; esto podría propiciar nuevas formas de competencia. Sin embargo, a menos que se converja a una homogeneidad de los costes medios de generación de las diferentes tecnologías (aunque estos sean fijos en su cuasitotalidad) y se abandone la idea del establecimiento de unos estándares de «fiabilidad del sistema» por parte del regulador (y de garantía de estos estándares por una instancia centralizada), parece difícil un diseño de marco regulatorio sustancialmente diferente del modelo de «comprador único».

La combinación de los imperativos de descarbonización y penetración de energías renovables con el desarrollo de la generación distribuida y el autoconsumo, de las redes y equipos de consumo inteligentes, y de la electrificación del transporte por carretera (vehículos eléctricos), configura un sistema eléctrico que exige no sólo innovaciones regulatorias (más allá de las examinadas en páginas precedentes) si-

no también nuevos modelos de negocio para los operadores en el sector; como señala Pérez Arriaga (2013), el sector eléctrico se enfrenta a la definición y desarrollo de un nuevo modelo de «*utility*». Esta transformación, además, afecta no sólo a los mercados mayoristas, sino también al mercado minorista, al transporte y a la distribución. De hecho, el nuevo paradigma regulatorio deberá considerar la creciente interdependencia tecnológica y operativa de los tradicionalmente separados segmentos de actividad en el sector eléctrico: generación, transporte, distribución, comercialización. Como señala la Agencia Internacional de la Energía (I.E.A., 2014 a y 2014 b), la aproximación analítica y la orientación de la política energética (por tanto, la regulación) en el sector eléctrico deben abordarse desde la perspectiva del conjunto del sistema.

Gómez (2014) expone las innovaciones tecnológicas, operativas y regulatorias inducidas por el desarrollo de la generación distribuida, principalmente en la distribución pero también en el transporte y la operación del sistema. Un desarrollo óptimo de generación distribuida, energías renovables intermitentes e inciertas (previsibilidad limitada de su calendario de producción), consumo inteligente y movilidad eléctrica, requiere un complejo marco de incentivos que, dados los «*trade-off*» existentes, conduzca la senda regulatoria del sector por la vía del menor coste neto. Esto afecta a los mercados mayoristas de energía (mayor utilidad de los «precios nodales»), a los mercados de capacidad (integración más eficiente de las tecnologías renovables variables –solar y fotovoltaica–, y de una oferta de fiabilidad del sistema con un peso creciente de capacidad de generación y demanda dispersas, así como de las diferentes tecnologías de almacenamiento), a las medidas regulatorias para optimizar la localización de una generación y demanda dispersas y minimizar el coste de interconexión, etc. Particularmente problemático será articular los efectos de propensiones opuestas en el desarrollo del mercado minorista de electricidad. Es claro, que si el marco regulatorio del sector eléctrico se orienta hacia alguna variante del modelo de «comprador único», la competencia en los mercados minoristas se vería extraordinariamente restringida (se concentraría en servicios de valor añadido). Por otro lado, sin embargo, el desarrollo de redes y equipos de medición y consumo inteligentes abre un amplio espacio a la participación activa de la demanda minorista (tanto de energía como de fiabilidad del sistema) y, por tanto, al desarrollo de un sofisticado mercado minorista.

CONCLUSIONES ▼

La política energética en el sector eléctrico deberá abordar un cambio en el paradigma regulatorio definido por el modelo liberalizado estándar. En primer lugar, las restricciones impuestas a medio y largo plazo en la Unión Europea por la política de descarbonización y los imperativos de penetración de energías

renovables, configuran un modelo retributivo de la generación eléctrica con un paso decreciente de los ingresos obtenidos en el mercado mayorista de energía y uno creciente de los ingresos procedentes del mercado de capacidad y de los «complementos retributivos» asignados a las tecnologías de generación descarbonizadas (nuclear y renovables) que, en su mayoría presentan costes de generación variables muy bajos o casi nulos; en este modelo, los precios medios en el mercado mayorista de energía mostrarán una tendencia descendente y la nueva capacidad de generación y su mix de tecnologías vendrán esencialmente determinados por una instancia administrativa centralizada, aunque se utilicen mecanismos competitivos de asignación como las subastas, lo que orientará el perfil del marco regulatorio hacia una versión del modelo de comprador único.

En segundo lugar, el desarrollo de la generación distribuida, del autoconsumo, y de las redes y equipos de consumo inteligentes, así como la necesidad de integrar una capacidad creciente de tecnologías de generación renovables intermitentes y una amplia variedad de ofertas, en los mercados de capacidad, para garantizar el estándar establecido de «fiabilidad» del sistema, van a propiciar un nuevo diseño regulatorio de la cadena de valor generación/transporte/distribución/comercialización, más orientado por una lógica plenamente integrada de funcionamiento de la totalidad del sistema.

NOTAS †

- [1] Parlamento Europeo y Consejo (2003), Cameron (2005)
- [2] *Europa. Summaries of E.U. Legislation. Glossary.*
- [3] Stern (2013); Pindyck (2013)
- [4] Este coste puede también considerarse revelado indirectamente por el precio del derecho de emisión de CO₂ en un mecanismo de «cap and trade».
- [5] El impacto depresivo sobre los precios medios de mercado mayorista de energía provocado por la penetración creciente de las tecnologías de generación con recursos renovables de coste variable prácticamente nulo se ha denominado efecto «merit order» (European Commission, 2004)
- [6] Transitoriamente, en determinadas hipótesis de precios del CO₂ y de precios relativos carbón-gas, la sustitución de carbón por gas en la generación podría conducir a una elevación del precio mayorista de la energía.
- [7] Los «levilised costs of electricity» (L.C.O.E.) correspondientes a una instalación de generación eléctrica (de una determinada tecnología) pueden definirse como la división entre el valor presente de la suma de costes totales (capital y operativos) de generación descontados y el total de la generación (también sometida a descuento) a lo largo de la vida operativa del activo (I.E.A., 2010; DECC, 2013). También puede definirse el L.C.O.E. como el precio constante (en términos reales) de la energía generada a lo largo de la vida operativa de una instalación de generación eléctrica que conduciría a un valor actualizado neto nulo de la inversión en dicha instalación de generación eléctrica (M.I.T., 2003, The University of Chicago, 2004).
- [8] Todas las cifras en libras se han convertido en euros al tipo de cambio 1 libra = 1,25 euros.
- [9] La utilización de los «levilised costs» para comparar el «beneficio neto» de la introducción de diferentes tecnologías de

generación en el sistema eléctrico ha sido criticado (Joskow, 2010; I.E.A., 2014 b) por no reflejar adecuadamente el «valor» de la energía suministrada (cuando funciona el mercado, este valor, en cada período, viene reflejado por el precio). Pero los «levilised costs» son una métrica del coste medio de generación (probablemente la más apropiada) y, lógicamente, no pueden ser considerados como una medida del «valor actualizado neto» de la inversión en una determinada tecnología de generación.

BIBLIOGRAFÍA ‡

- A.E.C.A. (2004): «Energía. Tecnología, Economía y Regulación». (Coord. por C. Aranzadi y C. López). Academia Europea de Ciencias y Artes.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA/I.E.A. (2010): «Projected Costs of Generating Electricity». I.E.A.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA/I.E.A. (2013): *World Energy Outlook*, I.E.A.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA/I.E.A. (2014 a): *Energy Technology Perspectives 2014*, I.E.A.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA/I.E.A. (2014 B): *The power of transformation*, I.E.A.
- ARANZADI, J.C. (2009): «La singularidad económica del sector eléctrico», en *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*. Tomo II, (Dir. F. Becker, L.M. Cazorla, J. Martínez Simancas, J.M. Sala), Iberdrola/Thomson Aranzadi.
- ARANZADI, C. (2014): «Política energética y regulación. Teoría y Práctica» en *Energía y Regulación*, Orkestra. Fundación Deusto.
- ARMSTRONG, M.; COWAN, S. y VICKERS, J. (1995): «Regulatory reform», The M.I.T. Press.
- CAMERON P. (ED.) (2005): «Legal aspects of E.U. Energy Regulation», Oxford University Press.
- COMISIÓN EUROPEA (2011): «Hoja de Ruta de la energía para 2050», (Comunicación). Comisión Europea.
- COMISIÓN EUROPEA/EUROPEAN COMMISSION (2013): «Quarterly Report on European Electricity Markets. (2ºQ 2013). European Commission.
- COMISIÓN EUROPEA/EUROPEAN COMMISSION (2014): «Energy prices and costs report», European Commission.
- COMISIÓN EUROPEA (2014): «Un marco estratégico en materia de clima y energía para el período 2020-2030», (Comunicación), Comisión Europea.
- COMISIÓN EUROPEA (2014): «Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020» (Comunicación), Comisión Europea.
- CONSEJO DE REGULADORES DEL MIBEL (2007): «Propuesta del Consejo de Reguladores sobre un mecanismo de garantía de suministro», C.N.E.
- CRAMTON, P. y STOFF, S. (2006): «The convergence of market designs for adequate generation capacity», MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.
- D.E.E.C. (2013): «Electricity Generation Costs». Department of Energy and Climate Change. U.K.
- D.E.E.C. (2014 a): «Implementing Electricity Market Reform (E.R.M.)». Department of Energy and Climate Change U.K.
- D.E.E.C. (2014 b): «Contracts for difference: Final Allocation Framework for the October 2.014 Allocation Round». Department of Energy and Climate Change U.K.
- ERCOT (2014): «About the Operating Reserve Demand Curve and Wholesale Electricity Prices», Harvard Electricity Policy Group.
- GÓMEZ, T. (2014): «Electricity Distribution» en *Regulation of the power sector*. (Ed. Ignacio J. Pérez Ariaga). Springer.
- JOSKOW, P. (1997): «Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. electricity sector». *Journal of Economic Perspectives*.
- JOSKOW, P. (2.006): «Introduction to electricity sector liberalization: Lessons learned from cross-country studies» en *Electricity Market Reform. An international perspectives*, (Ed. F.P. Sioshanshi y W. Pfaffinger), Elsevier.

JOSKOW, P. (2.007): «Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity» en *The new energy paradigm* (Ed. D. Helm), Oxford University Press.

JOSKOW, P. (2008): «Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design», *Utilities Policy*.

JOSKOW, P. (2009): «Deregulation: Where do we go from here» (2009 Distinguished Lecture, A.E.I. Center for Regulatory and Market Studies), M.I.T. Economics.

JOSKOW, P. (2010): «Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generation technologies». (CEEPR WP/Revised 2011), M.I.T. Economics.

M.I.T. (2003): «The future of nuclear power», M.I.T.

NERC (2007): «Toward ensuring reliability, Reliability performance metrics». NERC

NEWBERRY, D. (2.001): «Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities». The M.I.T. Press.

PARLAMENTO EUROPEO Y CONSEJO (2003): Directiva 2003/54/EC.

PFEIFENBERGER, J.; SPEES, K. y SCHUMACHER, A. (2.009): «A comparison of P.J.M.'s RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs», (prep. for P.J.M.), The Brattle Group.

PÉREZ ARRIAGA I. (2013): «The Utility of the future», Conferencia GREDS, Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad, ICAI/Universidad Pontificia de Comillas.

PINDYCK, R.S. (2.013): «Climate change policy: What do the models tell us?». *Journal of Economic Literature*.

P.J.M. STAFF PROPOSAL (2014): «P.J.M. Capacity Performance Proposal».

STERN, N. (2013): «The structure of economic modeling of the potential impacts of climate change: Grafting gross underestimation of risks onto already narrow science models». *Journal of Economic Literature*.

STOFT, S. (2.002): «Power system Economics». IEEE Press

THE UNIVERSITY OF CHICAGO (2004): «The economic future of nuclear power». University of Chicago.

WILLIAMSON, O. (2.005): «The economic Institutions of Capitalism», The Free Press. New York.

WORLD NUCLEAR NEWS (2.013): «Strike price deal for Hinkley Point C».

