

# Veinte años de liberalización energética

## Nemesio Fernández-Cuesta

Técnico Comercial y Economista del Estado. Ex Secretario de Estado de Energía

### Introducción

En 1997 y 1998 fueron aprobadas la Ley del Sector Eléctrico y la Ley de Hidrocarburos. Ambas normas eran tributarias de la legislación anterior y son, obviamente, antecedente inmediato de las que han procedido, total o parcialmente, a su sustitución. Ambas normas supusieron un impulso liberalizador que, pese a las complejidades propias de un sector con importantes condicionamientos técnicos y económicos, trató de dar al mercado un protagonismo creciente.

Este artículo trata de repasar los aspectos más relevantes de aquellas dos leyes, la evolución posterior de la regulación y los problemas surgidos, resueltos y sin resolver, para terminar con una descripción de los cambios que el sector energético español debe abordar y que la normativa actual y la que se apruebe en su sustitución deben facilitar.

### La Ley Eléctrica de 1997

*“El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la in-*

*dustria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria. Por otra parte, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable -como la energía eléctrica- varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Además, la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica. Todas estas características técnicas y económicas hacen del sector eléctrico un sector necesariamente regulado.*

*La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del Medio Ambiente, aspecto que adquiere*

*especial relevancia dadas las características de este sector económico. Sin embargo, a diferencia de regulaciones anteriores, la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone.”*

Estos primeros párrafos de la Exposición de Motivos de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 resumen su carácter liberalizador, su preocupación por la competitividad de la economía española y la convicción de que en el sector energético confluyen restricciones técnicas, económicas y medioambientales que deben ser tenidas siempre en cuenta y cuyo olvido – de unas u otras- genera siempre desequilibrios.

Esta ley, derogada en 2013, dio inicio a un proceso liberalizador del que conviene resaltar precisamente su carácter de proceso progresivo. Así fue concebido dada la complejidad de implementación en un sector hasta entonces sujeto, bajo la denominación de “Marco legal y estable” a una completa intervención estatal. Sin embargo, la propia gradualidad del proceso dio

pie a sucesivas intervenciones propiciadas por una u otra parte –grandes compañías, inversores en energías renovables, entidades financieras, poderes públicos estatal o autonómico- que dificultaron o en algunos aspectos minimizaron los efectos positivos de la liberalización.

### Coste marginal

En aquellos momentos una de las discusiones teóricas más importantes se centró en la preconización del principio del coste marginal como determinante del precio de la electricidad. En otras palabras, si frente a la suma de todos los costes de generación del sector podía sostenerse que el coste de la última central que era necesario poner en marcha para abastecer el mercado era más representativo de la realidad del mercado, es decir, del precio.

Hoy en día es un debate superado. La regulación europea consagra el principio de la marginalidad. Los mercados eléctricos europeos funcionan en general de forma similar. Se subastan bloques horarios o de medias horas con veinticuatro horas de anticipación. El precio de cada bloque es el ofertado por la última unidad de generación que es necesario poner en marcha para atender la demanda. Dicho precio (coste marginal) se paga a todos los generadores cuya energía se requiere. Existe un operador del sistema encargado de casar las ofertas y demandas de cada bloque y de introducir las restricciones derivadas de la configuración física de la oferta, la demanda y la red de transporte. La subasta diaria suele complementarse con una subasta intradía para ajustar oferta y demanda ante situaciones no previstas la víspera. Por otra parte, con mayores diferencias entre países, se establecen mecanismos de regulación primaria que permiten reaccionar en segundos a las oscilaciones en la frecuencia que

ponen de manifiesto desbalances en tiempo real entre oferta y demanda, regulación secundaria que determinan qué centrales tienen que ponerse a funcionar en un plazo máximo de quince minutos en caso de alguna incidencia e incluso algún otro tipo de servicios auxiliares que los generadores pueden prestar al sistema.

El esquema se complementa, también con diferencias notables entre países, con los pagos por capacidad. La seguridad de todo el sistema exige una capacidad de generación situada entre el 120 y el 130% de la demanda pico anual estimada. Es decir, buena parte de la generación instalada en un país no funciona durante buena parte del año y, si no funciona, no tiene ingresos. Por otra parte, si asumimos que el coste marginal es el coste variable de la última unidad de generación puesta en marcha, la cobertura de los costes fijos de los generadores depende de las diferencias entre sus costes variables y el precio de mercado, que puede ser relevante durante algunas horas del día pero no en otras. En definitiva, los diferentes sistemas regulatorios tienden a garantizar pagos por la capacidad puesta a disposición del sistema.

Dos eran los objetivos más importantes de este tipo de regulación: trasladar al inversor privado la responsabilidad de las inversiones en generación eléctrica y, propiciar, a través básicamente de la competencia en generación, reducciones progresivas de los costes de la electricidad. La cuestión de la responsabilidad de las inversiones era clave. Hasta entonces, los sistemas regulatorios, desde el monopolio vertical integrado hasta los más abiertos, garantizaban una rentabilidad razonable para la totalidad del inmovilizado de las empresas más la cobertura de los variables. Envidiable situación para cualquier empresa. La nueva regulación, incluso incluyendo pagos por capa-

cidad, hacía depender la cobertura de los costes fijos de las horas de funcionamiento de las centrales, y éstas eran función de la competitividad de las ofertas efectuadas. Por otra parte, la liberalización de las inversiones permitía acelerar la introducción de tecnologías punteras. Así ocurrió con el desarrollo de centrales de ciclo combinado de gas natural. Por último, el precio relativo de los diferentes combustibles era el que determinaría el *mix* de generación, obviamente a favor del más barato.

### Costes de transición a la competencia

Uno de los aspectos más controvertidos de la ley de 1997 fue su disposición adicional sexta, en la que se establecía el derecho de las instalaciones de producción eléctrica existente en aquel momento a la obtención de un ingreso mínimo garantizado de 6pts/Kwh (0,037€/Kwh) durante un plazo máximo de 10 años, que el Gobierno podía acortar a su criterio. En aquellos momentos buena parte de las centrales de generación, sobre todo las nucleares, obtenían ingresos muy superiores a las citadas 6pts, alguna compañía eléctrica se encontraba en dificultades financieras (FECSA) y los pronósticos apuntaban que ENDESA, empresa propiedad entonces del Estado, cuya generación a carbón era proporcionalmente más alta, iba a ser la más perjudicada por la liberalización.

Con la perspectiva del tiempo, puede afirmarse que la denominación "Costes de transición a la competencia" fue un error derivado del deseo de acercar su denominación a los *Stranded Costs* usados en la liberalización de algunos Sistemas Eléctricos en Estados Unidos. "Ingresos mínimos garantizados" hubiera sido una aproximación conceptual más correcta. Por otra parte la necesidad legal de fijar el importe máxi-

mo alcanzable durante diez años dio lugar a una cantidad cercana a los dos billones de pesetas, objeto durante largo tiempo de discusión política. Sin embargo, la transición a un mercado competitivo garantizando a las empresas eléctricas una red de seguridad modulable por el Gobierno sigue pareciendo una decisión razonable. Tras la aprobación de la ley, alguna de las grandes empresas eléctricas empezó a solicitar la titulación de los CTC's siguiendo el ejemplo de lo que se había hecho con la moratoria nuclear. Era una solicitud carente de sentido toda vez que su percepción era contingente, dependía de que el precio de mercado fuera inferior a las 6 pts/Kwh. Sucesivas modificaciones normativas propiciaron la pérdida parcial del carácter contingente con el que fueron concebidos estos "costes" y su liquidación definitiva es aún, muchos años después, objeto de debate.

### Libertad de precios

El paso lógico siguiente era liberalizar precios finales manteniendo un precio máximo al pequeño consumidor, carente en los inicios del proceso de poder negociador. Los precios se deberían formar con los precios de la subasta de generación más los costes regulados de los monopolios naturales de transporte y distribución. Los compradores, bien agrupados por entidades comercializadoras o por sí mismos, a través de su participación en la subasta se deberían garantizar los mejores precios disponibles en cada momento.

No obstante, las sucesivas Administraciones no sólo mantuvieron las tarifas, sino que introdujeron el concepto de Tarifa de Último Recurso (TUR) no como un precio máximo para consumidores en riesgo de exclusión social, sino como la tarifa general de aplicación a todo aquel consumidor que no acudiera al mercado libre. Además

se estableció la existencia de subastas trimestrales para atender el mercado sujeto a la TUR. Estas decisiones tuvieron efectos nocivos: de un lado se imposibilitó la dinamización del mercado desde el lado de la demanda, lo que en un mercado con un número de oferentes necesariamente reducido era aún más grave. De otro lado, como era de esperar, las subastas trimestrales arrojaron precios superiores a las subastas diarias. Cuando hay que ofertar un precio para los próximos tres meses es necesario interiorizar todos los riesgos que pueden acontecer en dicho horizonte temporal, necesariamente mayores que los que se consideran en una oferta hecha hoy para atender la demanda de mañana. En resumen, se evitó que el grueso del mercado doméstico-comercial acudiera al mercado libre y se le abasteció a precios superiores a los del mercado diario. Sin embargo, la decisión de mantener las tarifas tuvo como peor consecuencia la de dar amparo a la vieja filosofía de garantizar un beneficio razonable y a la tentación administrativa o política de no subir los precios pese a que el mercado así lo podía demandar en función de los costes existentes. Si las tarifas no bastan para alcanzar dicho beneficio y no se considera oportuno subir las tarifas, la diferencia se apunta como un coste regulado para el próximo ejercicio. Así nació el concepto de déficit eléctrico.

### Generación renovable

A finales de los noventa la necesidad de estimular el desarrollo de las energías renovables ya figuraba en la agenda de los gobiernos europeos. El Panel Internacional sobre Cambio Climático se crea en 1988. La cumbre de Kioto se celebra en 1997. La normativa española que reguló el mercado eléctrico estableció que las renovables —eólica y solar— ingresarían el precio de mercado más una prima y que toda la energía

generada con este origen tendría prioridad en el sistema. La idea de la prima sobre el precio de mercado, además de enlazar con el tratamiento teórico clásico de las externalidades (en este caso positiva) tenía dos ventajas: primera, era congruente con la introducción de un precio de mercado que debería discriminar entre la electricidad producida en horas punta o en horas valle o entre la electricidad producida en temporada de alto o bajo consumo y, en segundo lugar, la Administración, a través de la fijación de la prima, podría regular el exceso o defecto de generación renovable y, en última instancia, tener control del importe global del subsidio a las renovables que se introduciría como coste regulado, junto al transporte y la distribución, en la tarifa.

Sin embargo, la historia volvió a repetirse. No fue posible en nuestro país que un precio de mercado, pese al complemento de la prima, retribuyera las inversiones en este sector. La normativa se cambió estableciendo una retribución del 9% (en aquel momento el coste de la deuda española a diez años estaba en el 2%) para todas las inversiones en generación renovable. Un beneficio en este caso más que razonable. La explosión de generación renovable que produjo esta regulación tuvo como consecuencia la elevación de los precios y el incremento del déficit eléctrico en la medida en que en años de crisis no se quería trasladar a las tarifas una subvención administrativamente regulada. Pagamos hoy y pagaremos en el futuro a través de los mecanismos de titulación del déficit.

Un efecto colateral de la proliferación de generación renovable de alto coste ha sido el desplazamiento de generación convencional en el mercado diario que en ocasiones ha llegado a cotizar en valores cercanos a cero sin que ello significara un abaratamiento sustancial de la electricidad, puesto que

las primas a las renovables aumentaban de forma automática para alcanzar la rentabilidad garantizada. El desplazamiento de la generación convencional suponía además una distorsión adicional del mercado al perder el precio de oferta su significado como retribución de los costes de generación.

La Ley de 2013 aborda la solución del problema estableciendo para la retribución renovable una retribución de los costes de inversión determinados a partir de un proceso de concurrencia competitiva, el precio de mercado y una retribución adicional calculada a partir de la diferencia entre el precio de mercado y unos costes estándar de explotación. El importe de la retribución se vincula al interés de las Obligaciones del Estado a diez años. En definitiva, se embriada el problema a través de la determinación del coste de inversión mediante subasta, la estandarización de los costes y la vinculación del retorno de la inversión a la deuda pública, pero la filosofía subyacente es la de retribuir adecuadamente a todo el que invierte en generar energía eléctrica. Con la aproximación conceptual de la Ley de 1997 hubiera bastado con equiparar las primas al coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y asumir que el precio de mercado, indicador de escasez, asigna correctamente los recursos disponibles. Procedimiento alternativo es gravar impositivamente la generación con emisiones de CO<sub>2</sub>. Son alternativas menos distorsionadoras que la subvención generalizada a la inversión.

La cuestión de fondo sigue siendo la misma: en un sistema de precios libres ¿por qué hay que garantizar la suficiencia de ingresos de los operadores? Establecidos la retribución a las actividades reguladas (transporte y distribución) y los incentivos o penalizaciones a aquellas actividades que se quiere primar (renovables) o desincentivar (emisiones de CO<sub>2</sub>), las entidades co-

mercializadoras fijarán sus precios de forma racional. El concepto de déficit sectorial carece de sentido.

El debate sobre la “pobreza energética” tiene encaje en un sistema como el descrito. La introducción de un coste regulado adicional para atender a consumidores en riesgo de exclusión social es compatible con un sistema de precios libres e inexistencia por definición de déficit. Otra cuestión es cómo se determina quién tiene derecho a la subvención y su importe, cuestiones ambas que sólo pueden competir a la Administración Pública. Por cierto, un profesional con un buen sueldo que viva sólo consume menos electricidad que un matrimonio de avanzada edad y sin recursos que pasa el día en casa. El escaso consumo no puede ser indicador del derecho a percibir un eventual subsidio.

El resumen de los casi veinte años transcurridos desde la promulgación de la ley de 1997 es la tensión permanente entre el impulso liberalizador y la pretensión de los agentes del sector de garantizar sus márgenes, en ocasiones con el amparo de los poderes públicos, ávidos de recaudación fiscal en el caso autonómico o simplemente temerosos de la pérdida de control o poder que una auténtica liberalización supone.

### Entidades de transporte

Como ya se ha dicho, un año después de la ley Eléctrica se promulgó la Ley de Hidrocarburos. Al igual que la ley Eléctrica de 1997 ha sido modificada por una nueva ley de Hidrocarburos en 2015. Fruto de estas leyes e incluso de disposiciones anteriores de los años ochenta, España cuenta con tres entidades de transporte de electricidad, gas y productos petrolíferos que garantizan el acceso de terceros a sus redes en igualdad de condiciones y son por consiguiente

el soporte de la competencia efectiva en sus respectivos mercados. Red Eléctrica, CLH y Enagás permiten que nuevos operadores en cualquier mercado no tengan que enfrentarse a barreras de entrada infranqueables. Con el paso del tiempo, las regulaciones sucesivas y la evolución natural de sus accionarios han propiciado una neutralidad efectiva en el fondo y en la forma que hoy nadie discute. Como queda dicho, su aportación a la liberalización de los mercados energéticos es insustituible.

### Operador del mercado organizado de gas

Uno de los avances de la modificación legislativa de 2015 es la regulación específica del operador del mercado organizado de gas, aunque la normativa sobre la composición de su accionariado parece un tanto restrictiva, al reservar el 50% del capital a los operadores del mercado eléctrico español y portugués y a los gestores técnicos del sistema de ambos países. Los demás accionistas no pueden superar el 5%, o el 3% si se trata de operadores del mercado gasista.

Con independencia de su estructura accionarial, lo relevante serán los servicios que efectivamente preste a los diferentes operadores. Si analizamos los servicios que la mayor parte de los dieciocho *Market centers* o *Hubs* existentes en Estados Unidos prestan a sus operadores, nos encontramos con que además de las transacciones físicas, los operadores pueden acceder a transacciones en “papel” con los correspondientes mercados de futuros y opciones y cuentan con los servicios administrativos correspondientes. En el ámbito de las transacciones físicas los operadores pueden intercambiar, almacenar, vender y comprar a corto plazo, a días u horas vista, agregar volúmenes y equilibrar su balance. Este tipo de servicios junto con el libre acceso de ter-

ceros al sistema permite que distribuidores locales de mayor o menor tamaño, industrias, generadores eléctricos y en general todos los consumidores puedan optimizar su demanda. Una central térmica puede decidir vender kilowatios o gas previamente adquirido o una industria puede comprar más gas y cogenerar electricidad para verter a la red. Propiciar estas posibilidades para nuestra industria y operadores es la tarea que el operador del mercado de gas debe acometer.

### Interconexiones internacionales

La liberalización de nuestros mercados energéticos estará siempre en riesgo si no somos capaces de aumentar nuestras interconexiones con Francia, tanto eléctricas como gasistas. En mercados donde los oferentes mayoristas son escasos la ampliación del tamaño del mercado es la mejor garantía de la existencia de una competencia efectiva. El grado de interrelación existente con Marruecos y Portugal es satisfactorio si tomamos en cuenta el tamaño relativo de los mercados.

La asignatura pendiente es y previsiblemente seguirá siendo Francia, donde el problema no es sólo la conexión en frontera, sino la conexión entre el norte y el sur del país vecino. Este problema es especialmente evidente en el caso de la infraestructura gasista. En Europa existen dos *Hubs* de gas –NBP en el Reino Unido y TTF en Países Bajos– que marcan los precios *spot* en el mercado. El grado de correlación entre sus cotizaciones es alto, por encima del 98%. A su vez en Francia existen dos precios *spot*, norte y sur. El primero de ellos correlaciona satisfactoriamente (95%) con los precios británico y holandés, pero el precio del gas en el sur lo hace de forma bastante pobre (62%), lo que pone de manifiesto la brecha existente en la capacidad de conexión entre ambas

zonas del país. El precio del gas en el sur es por lo general más caro que en el norte, y nuestro precio es a su vez superior al del sur de Francia. Al contrario de lo que comúnmente se cree, mejorar nuestra conexión gasista con Francia permitiría importar gas a mejor precio y no exportar gas argelino, por lo general más caro. A medio plazo, si la capacidad de conexión fuera suficiente, el gas argelino bajaría de precio como consecuencia de la presión competitiva.

### El margen de las petroleras

El negocio de las Estaciones de Servicio, como otros varios, es un negocio en el que la clave del éxito es la ubicación del punto de venta. Los manuales anglosajones hablan de tres factores clave: "*Location, location and location*". En España, en los tiempos arcaicos del Monopolio de Petróleos, hace más de treinta años, existía una reglamentación de distancias mínimas entre puntos de venta que determinaba que en España existieran 3.500 estaciones de servicio que obviamente tenían y tienen las mejores ubicaciones. Las petroleras compitieron duramente por adquirirlas o vincularlas a sus redes comerciales. Estaban comprando la renta de situación.

La construcción de la red de Autovías con la normativa de seguridad que regulaba los accesos a las mismas propició la renovación de las EESS de carretera. Su construcción era costosa y, de nuevo, los grandes operadores, gracias a su mayor capacidad económica y en dura competencia entre ellos, se hicieron con las mejores ubicaciones. En paralelo, la doble licencia autonómica a las grandes superficies retrasó o moderó su desarrollo. La utilización del combustible como producto "gancho" para atraer clientes quedó limitada. Por otro lado, el triunfo en España del supermercado de proximidad, fomentado también por las redes urbanas de los opera-

dores, ha seguido coartando la expansión de las grandes superficies.

Cuando la CNMC en sus análisis mensuales pone de manifiesto que el margen bruto (precio de venta antes de impuestos menos coste de la materia prima) es más alto en España que en buena parte de los demás países europeos está obviando dos factores en su análisis que saldrían a relucir si el análisis fuera del margen neto (después de costes fijos y variables): el mayor coste de amortización de una red relativamente nueva en su adquisición o construcción en comparación con la europea, los mayores costes de vinculación de las EESS propiedad de terceros, en especial de las urbanas más antiguas (la renta de situación pertenece al Propietario). Por otra parte, la menor cuota de mercado de las grandes superficies abarata los precios medios sobre todo en Francia y en el Reino Unido y empeora la comparación con la media europea.

### Epílogo. Los próximos treinta años

En la Cumbre del Clima de París, España, a través de la Unión Europea, adquirió unos ambiciosos compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Si en 2013 nuestras emisiones alcanzaron 322 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, el objetivo fijado para 2030 es situarlas un 1% por debajo de las emisiones de 1990 –año europeo de referencia–, aproximadamente 283 millones, y en 2050 entre un 80 y un 95% por debajo de lo emitido en el citado año de referencia. Es decir, entre 15 y 55 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente.

El objetivo de 2030 parece alcanzable. Supone una reducción de emisiones de un 13% a lo largo de los próximos catorce años. Sin embargo, el objetivo a 2050 requiere la transformación radical de nuestro sector

energético. Dentro de algo más de tres décadas deberemos generar energía eléctrica sin emisiones y haber electrificado el transporte y cualquier otro consumo de energía. La consecución de semejante objetivo requiere como primera condición indispensable la introducción de la adecuada señal de precios en el mercado. Empresas y consumidores debemos adecuar nuestras pautas de consumo en un mundo en el que el petróleo, el gas y el carbón son y pueden seguir siendo relativamente baratos. La introducción de un impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub> parece una aproximación más correcta que el actual mercado de derechos de emisión. El análisis de rentabilidad de las inversiones que las empresas deban eventualmente acometer adquiere mayor certeza con la fijación de un impuesto que con la variabilidad de las cotizaciones de los derechos de emisión. Un impuesto es, por otra parte, la única manera de que los consumidores internalicemos el coste de nuestras decisiones. Por último, si de lo que se trata es de que el valor de los derechos de emisión sea el que se considere adecuado por parte de la Autoridad Europea o Nacional y para ello se adecúa la cantidad de derechos de emisión disponibles, parece que un impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub> tiene muchos menos costes de transacción. Sea por el procedimiento que sea, condición necesaria pero no suficiente para la transformación de nuestro sector energético es la introducción de las adecuadas señales de precio en el mercado.

Conseguir una generación eléctrica sin emisiones requiere decisiones políticamente complicadas. España tiene 11 Gigawatts (GW), 10% del total, de capacidad de producción eléctrica en centrales de carbón, que en 2015 produjeron el 21% de la electricidad generada, utilizando tanto carbón nacional como de importación. Toda esta capacidad deberá estar cerrada en 2050 y buena parte, si no toda, en 2030.

La capacidad de generación renovable (incluyendo hidráulica, eólica y fotovoltaica) asciende a 52 GW, 48% del total disponible, y en 2015 ha generado un 36% de la producción. Si consideramos que la energía eléctrica de origen renovable tiene prioridad en el sistema, es decir, toda la que se produce se consume, mientras que la generación clásica debe para funcionar ofertar lo suficientemente barato, tendremos una idea aproximada del problema esencial de la generación renovable, que no es otro que su intermitencia. En el caso de una energía primaria que compite, como el carbón, con un 10% de capacidad se genera un 21% del total producido. Las renovables, incluida la hidráulica, con garantía de consumo, con un 48% de la capacidad generan un 36% del consumo.

Para alcanzar los objetivos que nos hemos marcado en París, España debería, en números redondos, duplicar su actual capacidad de generación renovable en 2030 y cuadruplicarla en 2050. En los citados años entre el 65 y el 75% de nuestra capacidad instalada debería ser renovable, incluyendo generación distribuida y autoconsumo. Ahora bien, cuando no haya agua, viento o sol, se necesitará de forma ineludible una energía de respaldo. Es posible que para 2050 la tecnología permita almacenar de forma económicamente eficiente grandes cantidades de electricidad. Mientras eso no ocurra, la cantidad de electricidad consumida debe ser igual a la producida y necesitaremos generación convencional. Si la prioridad es reducir las emisiones, en el horizonte de 2030 deberíamos mantener nuestra capacidad nuclear (7% de la capacidad de producción, 21% de la producción total) Algunas fuerzas políticas preconizan su cierre la próxima década, cuando cumplan cuarenta años de vida. Debería ser posible alcanzar un consenso para al menos prolongar su actividad otros diez años siempre que cuenten con las aprobaciones pertinentes del Consejo de Seguridad Nuclear. Los ciclos

combinados de gas, aunque emisores de CO<sub>2</sub>, constituyen la energía de respaldo más flexible y son y serán por tanto necesarios. El problema será la retribución de unos activos que cada vez se usan menos (26% de la capacidad productiva, 11% de la producción), desplazados por precio por el carbón y por la garantía de consumo de las renovables, pero que cada vez serán más necesarios de forma puntual para cuadrar el balance entre producción y demanda.

La electrificación del transporte, cuando se empiezan a manejar cifras, también se perfila como una tarea ímproba. Somos un país con 22 millones de turismos y unos 5 millones de vehículos pesados. El año pasado, en números redondos se matricularon en España 1 millón de turismos, de los que 2.342 eran eléctricos y 19.231 híbridos. De nuevo es necesario reiterar la necesidad de introducir por vía fiscal las adecuadas señales de precio en el mercado.

La generación eléctrica y el transporte por carretera suponen el 55% de nuestras emisiones. La industria no energética un 18% mientras que los sectores residencial y servicios suman entre ambos el 12%. Todos ellos deberán mejorar su eficiencia energética y, en la medida de lo posible, electrificar su consumo.

Este resumen de los cambios que debemos implementar en nuestro sistema energético pone de manifiesto la magnitud del esfuerzo y la dificultad de lograr los objetivos propuestos. Sin un marco normativo claro, sin los consensos políticos necesarios, será difícil alcanzar los objetivos propuestos. Nuevas leyes deberán sustituir a las vigentes, pero siempre deberán mantener como criterio rector que el mercado asigna correctamente los recursos y que la introducción de señales de precio vía impuestos basta para adecuar el comportamiento de los actores en el mercado sin necesidad de garantizar el retorno de inversión alguna. ■