

# Un mecanismo de capacidad para el Mercado Ibérico

**Santiago Bordiú Cienfuegos-Jovellanos**

Director de Regulación y Relaciones Institucionales. EDP Energía

## Introducción

En el negocio de la generación eléctrica hemos asistido en los últimos veinte años a una evolución espectacular debido a la incorporación de las tecnologías renovables que destacan por su sencillez, tanto en la construcción como en la operación, y que progresivamente han reducido sus costes, situando a estas tecnologías (eólica y fotovoltaica) a valores de mercado como lo demuestran las últimas subastas de energías renovables convocadas en España

Pero también se ha conseguido la integración de esas energías en el mercado de electricidad sin empeorar ni la calidad ni la seguridad de suministro a pesar de que la penetración de energías renovables (intermitentes) en el Mercado Ibérico es de las más elevadas del mundo en un mercado, con un bajo nivel de interconexiones con el resto de mercados europeos. Este éxito de integración hay que atribuirlo al Operador del Sistema y en general, a todos los operadores de generación.

Dado que la generación de energía eléctrica ha dado este vuelco tecnológico (y económi-

co) en poco más de 20 años, es factible que en los próximos 30 años se resuelvan tanto las limitaciones electrotécnicas (frecuencia, potencia de cortocircuito, etc.) como económicas y tecnológicas que permitan la instalación masiva del almacenamiento de energía y se pueda prescindir de la generación térmica. El objetivo de la política energética de la UE de la descarbonización de la economía en el año 2050 podría conseguirse, al menos, en el sector eléctrico.

Ahora bien, para alcanzar ese objetivo con éxito es necesario que la transición energética sea ordenada y que tanto el mercado de generación como la demanda vayan incorporando los avances tecnológicos de una forma gradual y económicamente eficiente. Este aspecto es muy relevante para no incurrir en los mismos errores que en el pasado - errores que los consumidores españoles aún siguen pagando y lo seguirán haciendo hasta bien avanzada la próxima década.

## Análisis del mix energético para la década 2020/2030

En España, el parque de generación para el periodo 2020/2030 quedará definitivamente

configurado cuando se materialicen (o no) las inversiones de modernización y adaptación ambiental de las centrales de carbón y cuando entren en explotación las centrales ganadoras de las últimas subastas de energías renovables. Conforme a las estimaciones del Gobierno, estas centrales permitirán cumplir con los objetivos de penetración de renovables de España establecidos para el año 2020.

Antes de que se incorporen esas plantas, en España ya tenemos un elevado nivel de penetración de energías renovables. En el año 2016 la producción renovable ya supuso un 40% de la generación eléctrica. Si se realizara una estimación para el año 2020 (admitiendo un crecimiento de la demanda de un 1% anual) cuando se integren en el sistema eléctrico al menos 6 GW, el nivel de penetración renovable podría alcanzar cifras próximas al 46% (el objetivo para toda la UE es alcanzar en 2030 el 50% de producción renovable en el sector eléctrico). Esos niveles de penetración solo serán posibles si se puede contar con el soporte de un parque de generación diversificado y eficiente<sup>1</sup>.

Si en renovables en el sector eléctrico España estará en el año 2020 en un nivel de pe-

<sup>1</sup> Que cada vez será más necesario su soporte para cubrir; no solo la intermitencia natural de estas energías, también para cubrir el riesgo de bajas hidráulicas, eolicidades o baja producción solar

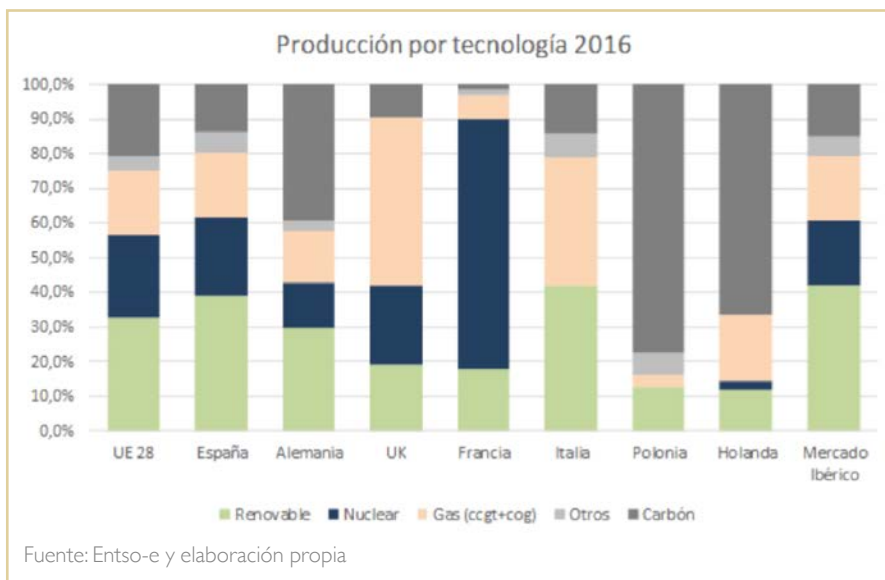
netración cercano al que pretende Europa para el año 2030, en emisión específica por kWh partimos también de una buena situación. Si tomamos como referencia el balance de energía del año 2016, ese año más del 60% de la generación fue generación sin emisiones de CO<sub>2</sub> (incluyendo 56 TWh de producción nuclear) con una presencia de las térmicas de combustibles fósiles del 38% de la generación total siendo el 24 % gas natural (ciclos combinados y cogeneración) y solamente el 14% carbón<sup>2</sup>.

Es interesante analizar la posición relativa de España (y del Mercado Ibérico donde estamos integrados) frente a la posición media de la UE y sus principales países; España tiene una penetración de renovables por encima de la media de la Europa de los 28 y también con un nivel de emisiones por kWh producido por debajo de la media. Lo mismo ocurre si se realiza la comparación con los principales países de la Unión, también España y el Mercado Ibérico salen bien reflejados (con emisiones por kWh por debajo de países relevantes como Alemania, Polonia u Holanda y con penetraciones de energías renovables claramente superiores). Todo esto queda reflejado en la figura nº1 que resume la generación real correspondiente al año 2016.

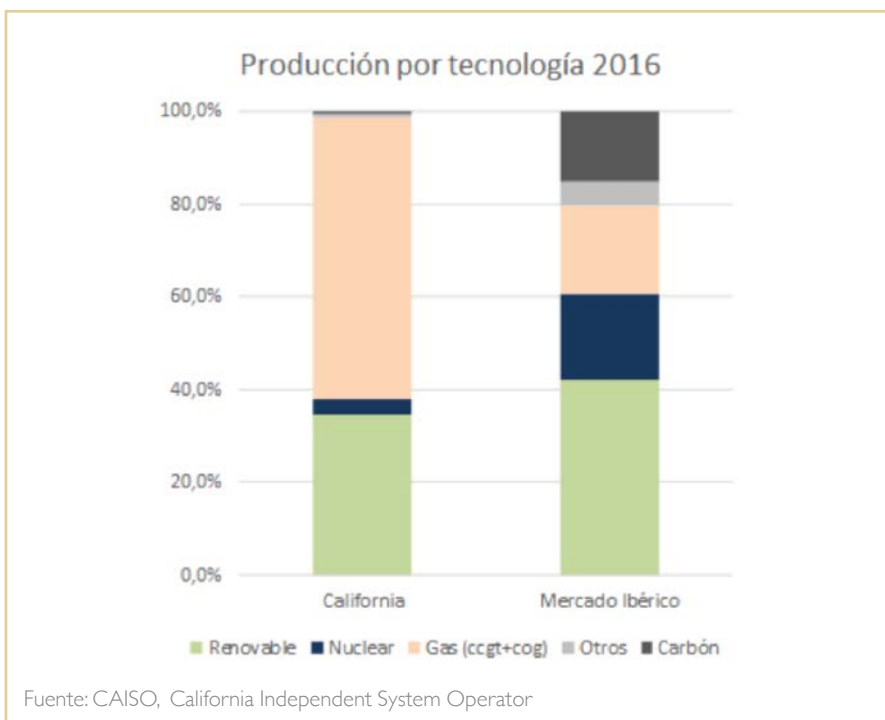
Incluso, realizando esta comparación con otras zonas geográficas ajenas a la UE (como el estado de California muy involucrado en la reducción de emisiones), España y con más motivo el Mercado Ibérico tienen también mayor penetración de energías renovables y una emisión por kWh inferior como se ve en la figura nº2.

En definitiva, la posición de salida de España en lo relativo al parque de generación

**Figura 1. Producción por tecnología 2016**



**Figura 2. Producción por tecnología 2016**



<sup>2</sup> Esta tecnología tendrá una producción decreciente a partir del año 2020 cuando cierren o disminuyan su producción aquellas centrales que no hayan hechos su adaptación ambiental conforme a las directivas europeas.

para el cumplimiento de los objetivos a 2030 (actualmente fijados a nivel europeo) es buena en todos los índices relevantes, sean referidos a emisiones específicas o a penetración de renovables.

Tenemos, además, un parque de generación diversificado y flexible en el que están representadas todas las tecnologías con lo que un objetivo importante será conservarlas<sup>3</sup>. Cada una de ellas tiene un rol en el mercado y será fundamental su presencia en la transición si queremos que ésta llegue a buen término y al mínimo coste posible.

A título indicativo se resumen las características<sup>4</sup> más significativas de cada una de las tecnologías térmicas presentes en el mix nacional (figura nº3):

En definitiva, La diversificación del mix refuerza la garantía de suministro (que cada vez debe ser más exigente en una sociedad ya electrificada, pero en la que se pretende una electrificación aún mayor), el respaldo a la generación intermitente (y por tanto la capacidad para aumentar la penetración de las renovables), la estabilidad de precios y un bajo nivel de emisiones.

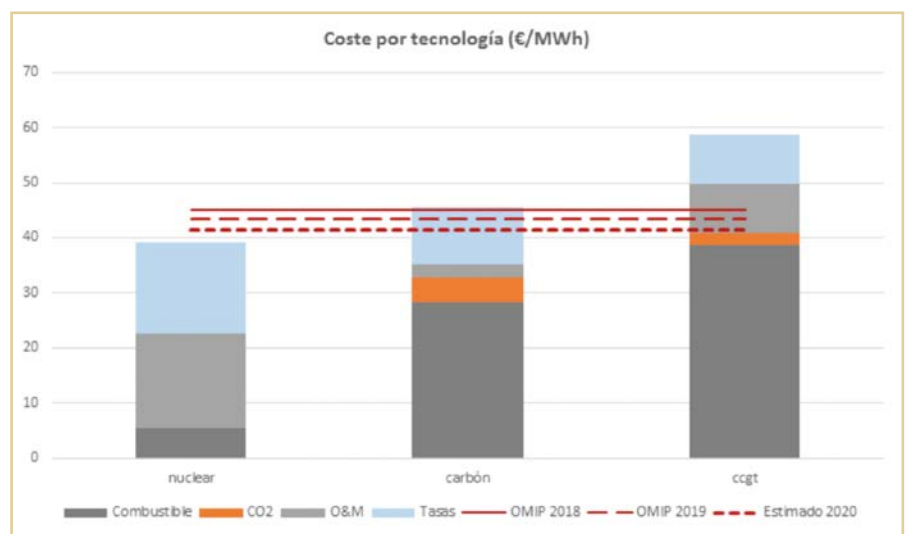
### Sostenibilidad económica

Tenemos un parque de generación muy completo con centrales de casi todas las tecnologías, pero con un exceso de capacidad significativo. El aspecto positivo es que ni en el corto ni en el medio plazo se necesitan realizar inversiones en nueva potencia de cobertura, eso sí, siempre que consigamos mantener operativo, en un elevado porcentaje, el parque actual.

**Figura 3.**

	CCGT	Carbón	Nuclear	Mix
Flexibilidad	●	●	●	●
Garantía de Suministro	●	●	●	●
Emisiones CO2	●	●	●	●
Estabilidad de precio	●	●	●	●

**Figura 4. Coste por tecnología (€/MWh)**



Pero existe un grave problema de sostenibilidad económica pues los márgenes de explotación de las centrales térmicas se han ido estrechando e incluso desapareciendo debido a la presión a la baja de los precios en el mercado mayorista.

En la figura nº4 puede verse una situación estimada del EBIDTA obtenido por cada tecnología para los costes actuales de combustible, comparados con los precios de los mercados a plazo de los años 2018 y 2019 y con una estimación del precio del mercado para el año 2020:

<sup>3</sup> Siempre que se cumplan las exigencias ambientales establecidas en las directivas de las grandes instalaciones de combustión.

<sup>4</sup> Flexibilidad como la capacidad de los grupos térmicos de adaptarse rápidamente a la intermitencia en la producción de energías renovables; la garantía de suministro como la capacidad de mantener durante periodos largos de tiempo reservas de combustible (en el caso del carbón los parques de almacenamiento)

Ningún tipo de central, con esos márgenes, es capaz de ser sostenible en el medio plazo teniendo en cuenta las inversiones que tienen que realizar para adaptarse a la legislación y mantenerse operativas (carbón y nucleares).

Los bajos precios del mercado mayorista son una de las causas<sup>5</sup> de los problemas de sostenibilidad del parque de generación. Esta presión del precio a la baja tiene varias razones.

La primera de ellas es, precisamente, el alto nivel de penetración de renovables en un mercado con un bajo nivel de interconexiones con Francia; esto supone una importante presión del precio del mercado a la baja en línea con las estimaciones de la Comisión Europea<sup>6</sup>. En un mercado aislado como el nuestro esa reducción es sustancialmente mayor.

Otra de las razones que agrava el problema expuesto anteriormente, es la enorme carga impositiva que tiene la generación eléctrica en España (impuesto del 7%, "céntimo verde", canon hidráulico y tasas a las centrales nucleares).

Esta presión impositiva tiene su origen<sup>7</sup> en la necesidad de suprimir el déficit tarifario y equilibrar la tarifa eléctrica; desequilibrio originado, entre otros motivos, en la decisión política de que el cumplimiento con

los objetivos europeos de renovables para el año 2020 se hicieran en un elevadísimo porcentaje a través del sector eléctrico y a través de la tarifa eléctrica prácticamente en su integridad<sup>8</sup>.

Como consecuencia, estos costes impositivos merman la competitividad de las centrales térmicas españolas, produciéndose un diferencial de precio respecto de las de los países vecinos. La consecuencia de ese diferencial de precios es que los saldos de las interconexiones del mercado ibérico incorporan en media 8 TWh/año (volumen equivalente al de la producción de una central nuclear) disminuyendo las horas de funcionamiento de las centrales térmicas. Limitando, en consecuencia, la posibilidad de recuperar costes fijos (de capital o de operación) por parte de las centrales térmicas.

En definitiva, la pérdida de sostenibilidad económica continuada y creciente de la generación térmica puede acabar en un cierre de plantas (ya se han anunciado) más elevado y desordenado del que podría esperarse en una situación en la que el parque térmico actual es necesario mantenerlo por razones técnicas y para permitir que continúe la penetración de energías renovables. Sería una contradicción si a consecuencia de un cierre masivo de plantas hubiera que plantearse la incorporación de nuevas plantas de generación convencionales<sup>9</sup>.

La cuestión, entonces, es si el actual diseño del mercado mayorista "solo energía" es suficiente para garantizar una transición energética a la descarbonización y mantener un parque térmico equilibrado en el que quepan todas las tecnologías y sea económicamente eficiente.

### **Mercado solo energía**

No se trata aquí de hacer una aproximación teórica ni conceptual al *mercado solo energía*, pero si se puede constatar que con la experiencia acumulada de funcionamiento que tiene el Mercado ibérico, a lo largo de los años y de una manera recurrente, han aparecido todos aquellos elementos distorsionadores del *mercado solo energía* que invalidan la señal básica de este mercado: el precio de escasez. Esta señal tendría que servir para la ejecución de las nuevas inversiones (sean clásicas o renovables) y la recuperación de los costes fijos de las centrales marginales.

Esta situación, obviamente, no es exclusiva del Mercado Ibérico y la propia Comisión Europea a través de la DGCOM<sup>10</sup> reconoce que no se cumplen las condiciones para que el mercado por sí solo sea un inductor de las inversiones necesarias para garantizar el suministro cuando autoriza los mecanismos de capacidad del Reino Unido como ayudas de estado compatibles con el Tratado de la Unión.

<sup>5</sup> Otra causa muy relevante es mercado solo energía que se analiza más adelante.

<sup>6</sup> "EC's 2016 report on energy prices and costs in Europe" llega a la conclusión de que un 1% de incremento en la cuota de renovables reduce el precio medio de la UE en 0,4 €/MWh. "La reducción real depende del mercado y de la tecnología a la que sustituyan las renovables".

<sup>7</sup> Hemos visto como aspecto positivo que la penetración de renovables en España está por encima de la media europea, pero en parte, ha traído un incremento de coste relevante para los consumidores especialmente a consecuencia de algunas tecnologías (solares) en las que la curva de aprendizaje fue y está siendo financiada por los consumidores españoles.

<sup>8</sup> En una aparente contradicción pues el consenso general es que la electrificación de la economía es uno de los vectores básicos para conseguir la descarbonización. Sin embargo, la energía eléctrica está sobrecargada de impuestos lo que la lleva a perder competitividad con el resto de las energías.

<sup>9</sup> Recientemente en Francia ha habido una subasta para la incorporación de potencia convencional en la zona de Bretaña. El resultado ha sido el compromiso de retribución de 94.000 €/MW durante 20 años.

<sup>10</sup> Expediente Ayudas de Estado SA.35980(2014/N2). Reforma del mercado en el Reino Unido. Mercado de capacidad.

Por eso parece sorprendente que los mercados de capacidad no formen parte, desde el origen, del diseño de mercado establecido por la Comisión Europea en el *"Paquete de Invierno"*. Mantener como única herramienta de señal de precio el mercado solo energía solo tendría sentido en un mercado en el que no hubiera intervenciones regulatorias de ningún tipo, situación que no ocurre en el Mercado Ibérico. La teoría, y la propuesta de paquete de invierno de la CE, dice que en situaciones de escasez el precio del mercado debería poder alcanzar un valor de precio tal que el cliente estuviera dispuesto a interrumpir su suministro.

Si analizamos la señal de precio y más concretamente el precio de escasez, que es el índice básico para determinar el buen funcionamiento de este mercado, en España ese precio de escasez es inalcanzable pues la propia regulación le pone el tope de 180 €/MWh, mucho más bajo que el tope de otros países europeos. Pero no es necesario ni acercarse a esas cifras, aunque se puntualmente, para que se inicien por parte de los reguladores (e incluso otras instituciones) todo tipo de investigaciones lo que coloca a los operadores en una situación de permanente sospecha sobre la posible manipulación de los precios del mercado, por tanto, pensar que, al menos en España, la teoría del mercado solo energía puede funcionar sin intervención es una quimera<sup>11</sup>. Esto imposibilita conceptualmente (y prácticamente) la recuperación de los costes fijos de las instalaciones existentes.

Otro elemento relevante del mercado solo energía, y más en el mercado ibérico con exceso de capacidad, sería la libertad de cierre, temporal o no, de las instalaciones de generación; esto permitiría un ajuste de la oferta y la demanda. Esta condición tampoco se cumple y es origen en muchas ocasiones de tensiones entre los operadores que quieren cerrar plantas de generación que no son competitivas con el regulador que quiere mantenerlas como un respaldo y una garantía de suministro para el sistema eléctrico<sup>12</sup>.

También del lado de la demanda el mercado solo energía es imperfecto porque la demanda no tiene un papel suficientemente activo ante las señales de precio. Además, la demanda no percibe el coste de la seguridad de suministro, sino que únicamente percibe precios de corto plazo en los que se reflejan los costes variables de la tecnología marginal (y no se reflejan los costes fijos de esas tecnologías marginales). Por tanto, sería imposible que la demanda reaccionara ante los precios de escasez.

Pero la enorme contradicción, desde mi punto de vista, es mantener la ficción de un mercado solo energía donde el precio debiera dar una señal de largo plazo para invertir y servir al mismo tiempo para recuperar los costes fijos de las plantas existentes cuando ya sabemos que este precio en el largo plazo tiende a cero por definición si queremos cumplir el objetivo de un sector eléctrico descarbonizado<sup>13</sup>.

Es muy difícil pretender que la señal de precio de un mercado sea la señal de recuperación de inversiones y costes de operación para las tecnologías clásicas y al mismo tiempo intervenir ese mercado al establecer unos objetivos de planificación vinculantes (eficiencia energética y penetración de energías renovables) que reducen forzadamente su tamaño y por añadidura, el funcionamiento de las tecnologías clásicas. Es una obviedad que esta situación dificulta aún más la obtención de márgenes de explotación positivos a las centrales térmicas y, por tanto, la posibilidad de permanecer operativas en todo el periodo de transición.

En mi opinión el *mercado solo energía* terminará "matando" a las tecnologías clásicas y su caída arrastrará también la propia penetración de energías renovables, ya hay experiencias de mercados que se pueden considerar fallidos<sup>14</sup>.

Concluyendo, si la realidad nos lleva a que es imposible que el mercado alcance el precio de escasez por la intervención del regulador y de la regulación, si no se puede ajustar la oferta con la demanda al no existir libertad de salida de las centrales y los objetivos vinculantes de planificación reducen el mercado de una manera regulada, es absolutamente imprescindible complementar el actual *mercado solo energía* retribuyendo también la potencia disponible que garantiza el suministro y sirve de respaldo a las energías renovables, con un mecanismo de mercado para garantizar la transición a la descarbonización.

<sup>11</sup> Solo hace falta recordar el pasado enero en que la subida de precios del mercado consecuencia de la sequía, la baja eolicidad, las paradas de las centrales nucleares francesas y la propia regulación que aportó más de un 15 % de esa subida, originó una reacción desmesurada no solo en los reguladores, también en otras instituciones y en la sociedad en general

<sup>12</sup> Sin reparar el regulador que, si bien los costes de capital son costes hundidos, no lo son ni los costes fijos de operación ni las inversiones que haya que realizar para adecuar las instalaciones

<sup>13</sup> Ya que las energías renovables tienen costes variables próximos a cero

<sup>14</sup> Por ejemplo, el mercado de CO<sub>2</sub> que nació como una señal de precio para sustituir las tecnologías emisoras por tecnologías no emisoras, objetivo que no logró. La reducción de emisiones se ha logrado, no por las señales de precio de ese mercado, sino por los incentivos retributivos que la regulación ha establecido a las energías renovables. La penetración de esas energías si ha supuesto una reducción significativa de las emisiones.

Idealmente debiera aprovecharse la oportunidad en la tramitación del Paquete de Invierno para modificar el diseño de mercado e incorporar los pagos por capacidad como una componente más del mismo para que tuviera alcance europeo, aunque los operadores nacionales pudieran definir en cada uno de los estados las características individuales.

Estamos hablando de una necesidad europea ya contrastada con la realidad (no es exclusiva del mercado ibérico) y que la propia Comisión Europea está reconociendo al aprobar medidas complementarias retributivas al parque de generación en forma de pagos por capacidad (varios países de la UE cuentan con ellas y nuestros vecinos Francia, Reino Unido, Italia y Portugal con sistemas competitivos).

¿Cómo debe ser en nuestra opinión ese mercado de capacidad?

### Diseño de Mercado: mercados de capacidad

Por razones físicas continuará siendo imprescindible el parque térmico existente (o una parte significativa del mismo) para proveer al sistema de potencia, tanto por razones de seguridad de suministro como por razones de cobertura de la generación renovable ya instalada o la que se instale en el futuro. Y para mantener esa potencia operativa habrá que modificar o complementar el diseño de mercado actual<sup>15</sup>. En Europa ya funcionan sistemas competitivos de pagos por capacidad, como en el Reino Unido en el que se realizan subastas centralizadas.

Un procedimiento competitivo de subastas centralizadas podría ser un complemento relevante del mercado solo energía, pero tiene el inconveniente de que en ese proceso competitivo la demanda sigue sin tener ningún tipo de protagonismo.

Y precisamente el Paquete de Invierno pretende que el protagonismo del sistema eléctrico se transfiera a la demanda y que esta se comporte proactivamente en los mercados, ya comentamos que en el Mercado Ibérico la demanda no tiene responsabilidad sobre la garantía de suministro ya que tanto el Operador del Sistema como el regulador garantizan que siempre haya suficiente energía en el pool, por tanto, la demanda no percibe nunca riesgo de suministro o de escasez. Es importante que la demanda, con sus decisiones de consumo, participe en el diseño del parque de generación actual y futuro.

Y aunque es cierto que en la actualidad la demanda paga unas cantidades reguladas por varios conceptos de garantía de suministro (interrumpibilidad y pagos por capacidad)<sup>16</sup> no puede optimizarse conscientemente ya que no percibe una señal de precio de esa garantía. Es una necesidad explicitar con un procedimiento de mercado lo que estaría dispuesta la demanda a pagar para tener su suministro garantizado.

Por tanto, un mecanismo de capacidad que contemple la participación de la demanda, cumpla con los requisitos para ser aprobado por la DGCOM y tenga carácter Ibérico tendría unas características que podrían resumirse en:

- 1) Debe ser un mercado al que acudan tanto generación como demanda a comprar/ofrecer potencia disponible.
- 2) La forma de articularlo sería mediante subastas competitivas de carácter anual en las que acudirían generadores y demanda. Se realizaría una casación demanda/generación.
- 3) Se abrirían mercados intermedios para ajustar posiciones entre los agentes.
- 4) Tendría carácter ibérico para evitar distorsiones con el mercado de energía.
- 5) Las necesidades de cobertura de la demanda de potencia deberían ser determinadas o supervisadas por los Operadores del Sistema.
- 6) Se permitiría la participación de la interconexión con Francia.
- 7) Las centrales que no hubieran resultado casadas podrían permanecer en el mercado, o cerrar temporal o definitivamente.
- 8) Los comercializadores (o consumidores individuales) tendrán que acudir a ese mercado con su potencia demandada máxima mayorada con un coeficiente de cobertura definido por el Operador del Sistema.
- 9) Sin discriminación entre tecnologías<sup>17</sup> ni demanda. Se oferta el producto potencia disponible.

Un mecanismo como el descrito sería de muy fácil implementación en el Mercado Ibérico pues un procedimiento similar es la casación que se realiza actualmente de una forma horaria en el mercado de energía. Con el establecimiento de subastas de capacidad se pondría de manifiesto el precio de la potencia disponible que está ga-

<sup>15</sup> Lo razonable, como se ha dicho, sería que los procedimientos competitivos de pagos por capacidad se incorporaran en el Diseño de Mercado de las Directivas. Si no fuera así el Gobierno Español debería tramitar un procedimiento ante la Comisión Europea

<sup>16</sup> En total la demanda paga por este concepto (garantía de suministro) del orden de 1200 M€, de los cuales 500 M€ se dedican al pago de la interrumpibilidad (que provee 2000 MW de potencia), 180 M€ al pago de la disponibilidad (a unos 35.000 MW netos disponibles de carbón, ciclos e hidráulica), 200 M€ a la deuda pendiente del incentivo a la inversión que debía de haber finalizado en 2018 pero que sufrió una extensión de vida a cambio de una reducción del 50% por el RD Ley 9/2013; el resto revierte a la tarifa.

<sup>17</sup> Es sorprendente también, la propuesta de limitación que incorpora el Paquete de Invierno a la percepción de pagos por capacidad a las centrales con una emisión específica por encima de 550 g/kWh. Sería razonable si se impusiera a nuevos entrantes, pero no debería discriminar a las centrales ya existentes

rantizando el suministro y al mismo tiempo sería una señal económica relevante para la incorporación paulatina de medios de almacenamiento de energía<sup>18</sup>. A largo plazo, y a medida que la descarbonización del sector eléctrico se incrementa, las subastas de capacidad serán la única señal de precio estable que permanezca en el mercado y permita realizar inversiones. ■

## Conclusiones

España tiene una posición inicial muy buena dentro de Europa en cuanto al mix tecnológico y a la penetración de renovables, pero debe conservarlo y acomodarlo a la evolución de las tecnologías de almacenamiento para finalizar con éxito la transición energética y la descarbonización del sector.

Pero tiene un problema grave, y de corto plazo, de sostenibilidad económica de las centrales convencionales. El mercado solo energía marginalista es imprescindible para optimizar el coste de generación a corto plazo, pero para solucionar el problema de la viabilidad a largo plazo de las centrales convencionales debe ser complementado con mercados de capacidad que desvelen el valor real de la potencia disponible. Probablemente en las primeras subastas de capacidad, y dada la situación de sobrecapacidad, ese precio sea bajo pero a la larga dará señales de precio para mantener la potencia térmica suficiente que garantice una transición ordenada a la descarbonización.

Si no se solucionan los problemas del mercado solo energía, a medio/largo plazo el problema terminará comprometiendo incluso la viabilidad de las centrales de tecnología renovable.

<sup>18</sup> Esto no excluye la posibilidad de que se arbitren canales para subvencionar, por ejemplo, tecnologías de almacenamiento, pero España no puede permitirse el lujo de costear la curva de aprendizaje de toda Europa en estas tecnologías como ocurrió con la energía fotovoltaica.