

La competitividad de los ciclos combinados en el mercado eléctrico español

Alfonso Pascual Velázquez

Director de Estrategia y Regulación de GDF Suez Energía España

Las centrales térmicas de ciclo combinado son la tecnología térmica que mayor desarrollo ha tenido en nuestro país durante los primeros años del siglo XXI. Entre los años 2002 y 2011 han entrado en funcionamiento algo más de 25.000 MW de capacidad de generación térmica, suponiendo una inversión acumulada en el entorno de los 15.000 millones euros.

Los motivos de este hito son diversos, destacando entre otros:

- la alta disponibilidad de España en el acceso a gas natural.
- la buena percepción social y aceptación de los ciclos, en un contexto de falta de inversión y de modernización necesaria del parque generador español.
- la gran flexibilidad que ofrecen en la operación.
- su atractivo dada su eficiencia medioambiental (al ser la tecnología térmica menos emisora de CO₂)
- su interés de cara a la rapidez en la ejecución del proyecto (unos dos años desde el inicio de la obra civil).

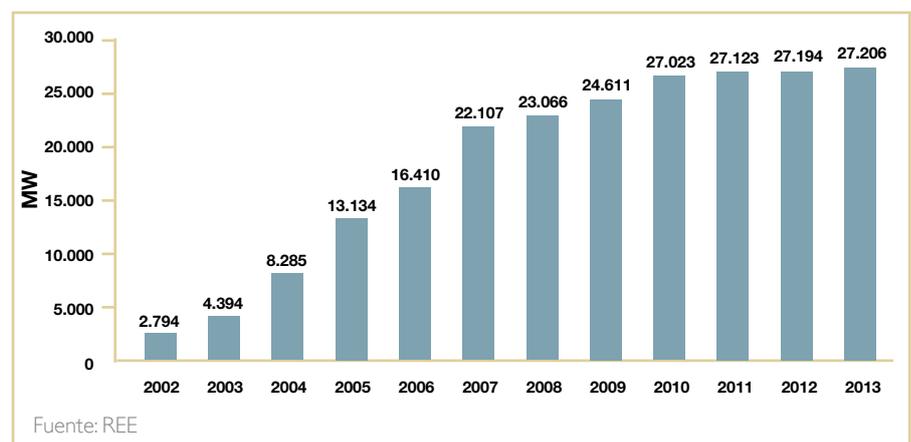
La figura 1 muestra la espectacular evolución de la penetración de los ciclos combinados en el *mix* generador de nuestro país:

La tecnología, que estaba llamada a ser eje pivotal en el sector eléctrico español durante las tres primeras décadas de este siglo, no ha desarrollado todo el atractivo que prometía en sus orígenes. Son múltiples los factores que han minado la situación competitiva general de los ciclos combinados en España: evolución de la estructura del sector, penetración de otras tecnologías, desarrollo de la normativa, cambios en los mercados de combustibles, etc.

Durante esta década larga han convergido toda una serie de elementos de muy diversa

naturaleza que han jugado en contra de los ciclos combinados, más que contra cualquier otra tecnología de las del *mix* de generación existente en España. La influencia conjunta de todos esos factores, que esta nota va a revisar, hace que los ciclos combinados se encuentren a día de hoy muy infrutilizados y con una viabilidad económica futura muy comprometida. A ello ha contribuido de manera muy importante una regulación miope y asimétrica, que no ha buscado favorecer la competencia en condiciones de libre mercado entre tecnologías y que más bien ha ido creando nichos de normativa, orientados a

Figura 1. Capacidad instalada de ciclos combinados 2002-2014



resolver problemáticas particulares de cierto tipo de generación, de cierta tipología de agentes del mercado, etc.

A pesar de la infrautilización de los ciclos combinados, no puede olvidarse que la actual coyuntura del sector, con la entrada en servicio de gran cantidad de instalaciones de producción a partir de fuentes renovables cuya principal característica es la falta de firmeza, hace más necesario que nunca el rol de los ciclos combinados existentes como única tecnología de respaldo lo suficientemente flexible y fiable para cubrir la demanda y garantizar el suministro de electricidad en todo momento. Precisamente por su papel clave de respaldo en un sistema cada vez más centrado en energías no gestionables que gozan de prioridad de despacho, es necesario alertar sobre esta problemática. Y más urgente aun es abrir el debate y la reflexión para que se definan mecanismos robustos que cuiden la viabilidad futura de estas centrales.

Penetración de energías renovables

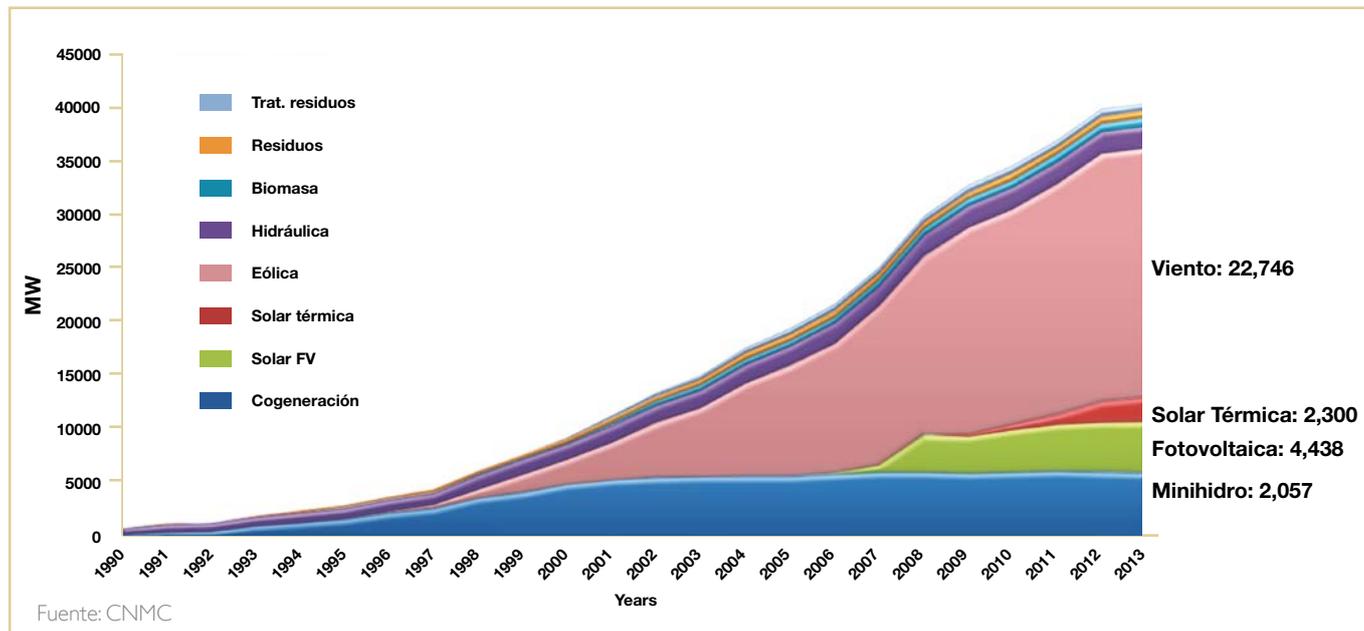
Si espectacular ha sido el desarrollo de los ciclos combinados desde el año 2000, no lo es menos la penetración de las tecnologías fundamentalmente eólica y solar en nuestro *mix* generador, esencialmente a partir de 2004. La figura 2 muestra la elevada velocidad de implantación de capacidad de generación de ambas tecnologías, junto con otras que pertenecen al antiguamente llamado régimen especial.

Al albur de estos datos, cabe hablar de lagunas regulatorias que perjudican la posición competitiva de la tecnología de centrales térmicas, y más en concreto de los ciclos combinados por ser la tecnología marginal del sistema. Las retribuciones y sistemas de primas establecidos por los RD 436/2004 y 661/2007 sin limitación de los MW instalados que tenían derecho a dichos subsidios, han sido tremendamente

generosas a la hora de atraer inversiones, otorgando a los propietarios una posición muy favorable en comparación con las condiciones de libre inversión en generación que encontraron las compañías que apostaron previamente por los ciclos combinados, basándose exclusivamente en las expectativas de evolución del precio del mercado.

El importe desmedido de dichas retribuciones fue reconocido de alguna manera por el regulador ya en el año 2008 con la corrección de primas a la tecnología solar, y finalmente en este último periodo reformista de 2012/2014 con el nuevo esquema de retribución basado en una rentabilidad razonable para una instalación tipo de estas tecnologías, considerada como obtenida de manera eficiente y bien gestionada. Esto introduce cierta proporcionalidad entre los diferentes agentes, si bien de una manera muy tardía, radical y agresiva y sin terminar de corregir los desequilibrios (puesto que

Figura 2. Capacidad instalada de renovables 2002-2014



hay algunas plantas y tecnologías que conservan en gran medida los beneficios del mecanismo anterior).

Desde la perspectiva del fomento y apoyo a la penetración de las tecnologías renovables, las reglas del juego del sector discriminan a la tecnología basada en el gas natural. No se entiende que ahora se garantice una rentabilidad razonable en el entorno del 7,5% de la inversión a las tecnologías renovables sin ni siquiera valorar mínimamente qué sucede con la rentabilidad industrial para las plantas de ciclo combinado, que en origen son las únicas que tienen que buscar el margen de sus proyectos de inversión exclusivamente a partir de su participación en el mercado mayorista, y que además son las plantas encargadas de cubrir la potencial ausencia del sistema de capacidad de generación renovable.

Paradójicamente, la enorme penetración de tecnologías solar fotovoltaica y eólica

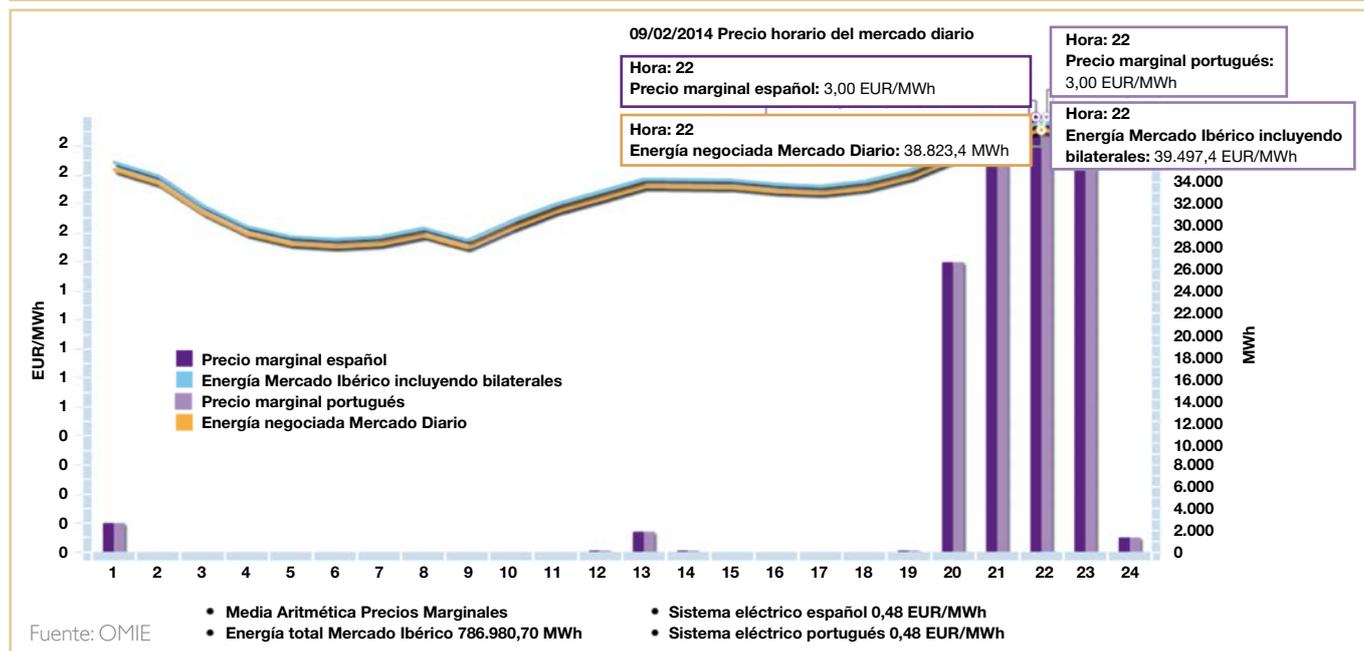
- de muy reducido coste variable - provoca por fuerza una bajada del precio de la electricidad. Sin embargo estas tecnologías no perciben dicha señal de precio, ni con el esquema de retribución anterior a 2013 ni con el que se acaba de implementar, ya que siempre el regulador les asegura una rentabilidad mínima adicional. Son las tecnologías convencionales con coste variable de combustible significativo, y más en concreto los ciclos combinados, los que más sufren este nuevo escenario sin ningún tipo de compensación.

Ante escenarios como la que presenta la figura 3 (al lector no se le puede escapar que es imposible que producir la electricidad total que consume nuestro país durante un día tenga un precio de 0 EUR/MWh durante 24 horas), y como consecuencia de todo lo anteriormente descrito, el regulador ya debería haber procedido hace tiempo a revisar las reglas del mercado mayorista. Por

desgracia, nada de eso ha sucedido con suficiente profundidad y calado en los últimos años.

La última reforma del sector eléctrico es, en su conjunto, una batería de medidas orientada a resolver el problema del déficit tarifario y a ajustar costes e ingresos del sistema para poder resolver, fundamentalmente, el sobrecoste derivado de los generosos subsidios a las tecnologías del extinto régimen especial. Pero no pone soluciones a problemas tan serios como el deterioro de la propia señal de precio que perciben todos los agentes que participan en él, consecuencia de un cambio estructural radical como el que este epígrafe ha presentado. Las subastas del mercado diario de OMIE deberían replantearse en normativa y diseño, y orientarse a que cada tecnología y cada planta puedan competir de manera clara y transparente, sin distorsiones que alteren la señal de precio mayorista.

Figura 3. Canibalización del precio en el mercado mayorista: producción a 0 EUR/MWh durante casi todo el día el pasado 9/02/2014 Precio horario del mercado diario



Protección regulatoria al carbón nacional y pérdida de prioridad de los objetivos de Kyoto y lucha contra el cambio climático

La regulación tanto del extinto régimen especial como del propio funcionamiento del mercado pone en franca desventaja a los ciclos combinados respecto a otras tecnologías. El hecho llama bastante la atención, precisamente porque es esta tecnología la que sacó al sector eléctrico español de un estado de cuasi colapso (basta mirar los márgenes de cobertura del sistema en 1997, 2001 y 2005) en un entorno como el de finales de los 90 en España, en el que no se incentivaban en absoluto las inversiones más allá de las propias expectativas de la libre competencia en la actividad de generación que tenían las compañías desarrolladoras de proyectos de este tipo de plantas.

La penetración de tecnologías renovables y su impacto en los ciclos combinados es un cambio estructural fomentado por el contexto regulatorio, puesto que la altísima penetración de energías “verdes” deriva de un marco retributivo muy favorable. Este epígrafe va a presentar otros dos elementos que también derivan de la regulación, y que también se han mostrado como mitigadores de la posición competitiva de los ciclos combinados.

Una muestra a nivel nacional de la escasa prioridad o “cariño” regulatorio con el que se ha tratado a la tecnologías de ciclos combinados de gas es la puesta en marcha el año 2011 (y aún vigente, en principio hasta final de este 2014), del real decreto de restricciones por garantía de suministro. Esta normativa prioriza la generación de una cantidad determinada anual de MWh a partir de carbón nacional. Esta decisión supuso en origen una clara alteración externa al mercado del orden de mérito de coste variable de tecnologías de generación. Es un

ejemplo obvio de cómo una intervención regulatoria pone a los ciclos combinados en franca desventaja respecto al resto de las tecnologías y más en concreto respecto al carbón nacional que es la tecnología competitiva natural de los ciclos combinados.

Las motivaciones de esta intervención regulatoria no hay que encontrarlas en la seguridad estratégica de suministro que adujo el regulador (contradichas en múltiples ocasiones por sucesivos ministros y secretarios de estado de energía) sino en motivos de política social respecto a la industria minera autóctona. El propio plan del carbón de 2014 y las noticias recientes del sector parecen abrir la posibilidad a mantener ciertas cuotas obligatorias de quema de carbón nacional hasta 2018.

En el marco supranacional, la grave crisis económica y financiera de la zona euro, muy acentuada desde el año 2011, junto con la caída de la demanda de electricidad y otros factores derivados de la aparición de los gases y petróleos de esquisto, han provocado que el precio del mercado de CO₂ permanezca muy bajo en el periodo 2011-2014, dejando sin efecto la intención inicial del mercado europeo de derechos de emisiones de CO₂, que no es otra que favorecer la producción de electricidad a partir de tecnologías menos contaminantes (en este caso gas natural vs carbón). Este instrumento de mercado gestionado a propuesta y a nivel de la UE en aras del liderazgo de Europa en la lucha contra el cambio climático, no ha aportado en los últimos años los resultados competitivos esperados para los ciclos combinados de gas, en contraposición a lo que sucedió en sus orígenes (año 2005 y siguientes).

Son muchos los agentes del sector que piden una revisión profunda y cuidadosa del esquema europeo de comercio de derechos de emisión, de manera que este mer-

cado cumpla con sus objetivos de diseño regulatorio, penalizando los procesos industriales más contaminantes en CO₂, frente a los más eficientes (los ciclos combinados pertenecen a este segundo grupo). Se han realizado hasta el momento algunos intentos de ajuste de demanda, con poco éxito.

Modificaciones de los pagos por capacidad y cargas añadidas a la actividad de generación

Los epígrafes anteriores muestran una serie de factores de naturaleza diversa, pero siempre con un sesgo regulatorio, que en nada benefician a las condiciones competitivas de los ciclos combinados. Estas condiciones desfavorables no terminan aquí. En términos generales, la regulación se ha mostrado históricamente inestable, volátil e insensible a la particular situación de la tecnología convencional de generación de última incorporación masiva al sistema. Varios hechos son claros a este respecto: la modificación recurrente y continuada de los pagos por capacidad (antiguamente llamada “garantía de potencia”), la falta de concreción de cara a su diseño futuro (incertidumbre aumentada de ingresos de las plantas), la aparición de nuevos costes que deben soportar todos los agentes generadores o las modificaciones en la financiación de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. Todo ello no hace más que llenar de lastre a unos proyectos de inversión cuyas cuentas de resultados están ya de por sí al límite de esfuerzos.

El principal factor de origen única y directamente regulatorio que impacta en los ciclos combinados es el de los pagos por capacidad, por lo que debe analizarse su evolución. Ya existentes desde la propia liberalización del mercado (la antigua “garantía de potencia” que se pagaba a las plantas), y en el caso concreto de los ciclos combinados, los pagos por capacidad son mecanis-

mos que buscan garantizar la mayor disponibilidad de la tecnología para cumplir con su rol de cobertura y de respaldo, pero que en ningún caso sirven para recuperar costes de inversión o mucho menos garantizar una rentabilidad industrial mínima.

Curiosamente, en un contexto estructural en el que el rol de respaldo de los ciclos es cada vez más esencial, este incentivo se ha reducido. Una revisión rápida de la regulación así lo muestra:

- Hasta octubre de 2007 las plantas recibían aproximadamente 20.000 EUR/MW y año sin límite temporal en cuanto a su vida útil.
- En octubre se redefine la garantía de potencia para pasar a denominarse incentivo a la inversión y aparece un nuevo concepto, servicio por disponibilidad, que retribuye la disponibilidad de producción en el corto plazo.
 - Incentivo a la inversión: 20.000 €/MW y año durante 10 años.
 - Servicio de disponibilidad, que retribuye la disponibilidad de generación en el corto plazo. Apenas estuvo en funcionamiento 6 meses retribuyendo a determinadas instalaciones hidráulicas y grupos de fuel.
- En 2011, reconociendo las nuevas necesidades del sistema, se produce una redefinición de los pagos por capacidad y aparece un nuevo concepto:
 - Incentivo a la inversión: 26.000 €/MW y año durante 10 años.
 - Servicio por disponibilidad que pasa a retribuirse casi a todas las tecnologías térmicas con el fin de que estén disponibles para dar apoyo a las tecnologías intermitentes. En el caso de los ciclos la cuantía de estos pagos es de 4.702 €/MW y año.
- Pero los pagos anteriores sólo estuvieron vigentes 15 días y, desde el 1 de enero

de 2012, el incentivo a la inversión se redujo a 23.400 €/MW año.

- En 2013, el incentivo a la inversión se incrementa a su valor anterior, 26.000 €/MW y año.
- Pero, en julio de 2013, su valor se redujo a 10.000 €/MW y año, si bien es cierto que se duplica el periodo de cobro que pasa de 10 a 20 años según la fecha de puesta en operación comercial de la planta. El pago al servicio de disponibilidad si se mantiene constante durante todo el periodo.

El diseño regulatorio de los pagos por capacidad ha sido errático y no contribuye en absoluto a la estabilidad deseada para las cuentas de resultados de los ciclos combinados, por su volatilidad. En lo que respecta al futuro de los mecanismos de remuneración de la capacidad de ciclos combinados, este es cuanto menos incierto. Por una parte, el incentivo a la inversión desaparecerá conforme las plantas alcancen las fechas límite establecidas tras la reforma de julio de 2013, y por otro hay una propuesta tentativa de asignación competitiva del servicio por disponibilidad que no permite a fecha de hoy calcular su valor.

En ese contexto, los agentes requerimos una regulación clara y estable para que plantas que son plenamente útiles para el sistema y que no pueden recuperar sus costes vía mercado, lo consigan de manera complementaria, a través de un esquema robusto y bien definido de pagos por capacidad. Al igual que el regulador ha establecido una rentabilidad razonable para las tecnologías de producción a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, cabría contemplar el establecimiento de un mecanismo de retribución de la capacidad que asegure su rentabilidad razonable a una tecnología de generación convencional que, como se ha mencionado, es la última incorporada al sis-

tema y que es clave para darle estabilidad, en un contexto de abundancia de producción basada en fuentes renovables.

Fruto del esfuerzo reformista del Ministerio de Industria de estos últimos años para atajar el déficit de tarifa (en ningún caso para dar solución de medio y largo plazo al problema estructural de diseño del sector eléctrico español), no solo se han reducido los pagos por capacidad. En diciembre de 2012 se aprobaron nuevos impuestos, tasas y cargos a la actividad de generación. En el caso de los ciclos combinados, esta nueva medida regulatoria les afecta por triplicado al gravar no solo (i) la generación de las plantas con un 7%, sino también (ii) el uso no finalista de gas para actividades industriales y (iii) adicionalmente y de modo incomprensible, el mismo 7% no solo a la producción (hecho imponible inicial del impuesto) sino también al propio pago por capacidad en su conjunto que reciben los agentes generadores.

Este epígrafe constata una realidad dramática: la regulación ha avanzado en los últimos años por el camino de poner a los ciclos combinados una mayor presión, haciendo cada vez mucho más difícil que sean rentables. Puede concluirse que la tecnología no ha recibido prácticamente nunca buenas noticias desde un punto de vista de diseño regulatorio. Ejemplo de ello son, ya no sólo todos los cambios anteriormente descritos, sino por ejemplo la financiación a cargo de los agentes del plan de ahorro y eficiencia energética durante el periodo 2011-2013 y, a partir de enero de 2014, la financiación de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. Si bien es cierto que estas cargas no solo afectan a los ciclos combinados, estos últimos sufren muy especialmente la continua minoración de ingresos ya que el escaso hueco térmico les deja cada vez menos horas de funcionamiento y márgenes más reducidos.

Otros factores estructurales que perjudican a los ciclos combinados: la demanda y los precios de los combustibles

Además de la penetración descontrolada de fuentes de generación eólicas y solares, la regulación favorable a la generación con carbón, la reducción de los pagos por capacidad y la aprobación en los últimos años de múltiples cargas y cambios regulatorios que han penalizado particularmente a las plantas de gas (por combinación lineal con los factores previos), hay otra serie de elementos de tipo más estructurales que regulatorios que contribuyen a deteriorar aún más la situación competitiva de los ciclos combinados.

En primer lugar y de manera preponderante, hay que destacar el estancamiento del consumo eléctrico en nuestro país, fruto principalmente de la crisis económica. En la actualidad, la demanda se encuentra a niveles de hace una década. Todos los escenarios apuntan a un crecimiento muy modesto en los próximos años, ahondando en el escenario de sobrecapacidad actual en el que nos encontramos (si bien algunos analistas apuntan con optimismo una retirada de capacidad del sistema y cierta corrección en el horizonte 2018-2020). Como muestra la figura 4, la diferencia entre lo planificado y la realidad es tan enorme que ni siquiera un radical aumento de interconexiones con nuestros sistemas eléctricos vecinos nos devolvería a la senda de crecimiento anterior a 2008. Dicho de otro modo, la crisis ha hecho que en nuestro país haya disminuido mucho el tamaño de la "tarta" de la demanda eléctrica, con muchos más comensales (agentes generadores) sentados a la mesa.

En segundo lugar, la evolución del precio del carbón internacional como consecuencia de la aparición del gas y petróleo de esquisto en los Estados Unidos de América.

Sin lugar a dudas un gas local a un precio mínimo en el entorno de los 5 a 10 dólares por MWh eléctrico producido, está desplazando el consumo local de carbón internacional en América. Ese carbón se coloca en otros mercados mundiales, entre ellos el europeo, a un precio mucho más económico que el gas que pueda competir con él, y que se encuentra fundamentalmente correlado al barril de Brent.

En tercer lugar, la ya explicada debilidad del mercado europeo de derechos de emisión, que debería penalizar las emisiones de CO₂ en generación eléctrica pero que no parece tener grandes efectos prácticos ni marcar (en este momento) una prioridad urgente para la agenda europea.

Sumando todo lo anterior, desde hace muchos meses los ciclos combinados tienen una situación competitiva, en términos exclusivos

de margen variable *clean spark spread* o margen de contribución entre el precio forward eléctrico y los precios forward de los combustibles – gas (50% de rendimiento), carbón (38% de rendimiento) y CO₂ (según sus emisiones por combustible) - muy negativa respecto a las centrales térmicas de carbón.

Sirva como ejemplo la figura 5 (siguiente página) de la evolución del margen variable de una central tipo de gas en contraposición con una central tipo de carbón en el mercado alemán EEX (este mercado está considerado como referencia de tendencias en Europa). Es dramático ver cómo la producción con carbón es en el medio plazo más económica incluso comparando horas de producción en puntas de demanda para los ciclos combinados (*peak*, las teóricas horas más caras) con horas de producción en valle para los carbonos (*offpeak*, las teóricas más baratas)

Figura 4. Evolución de la demanda de electricidad en España

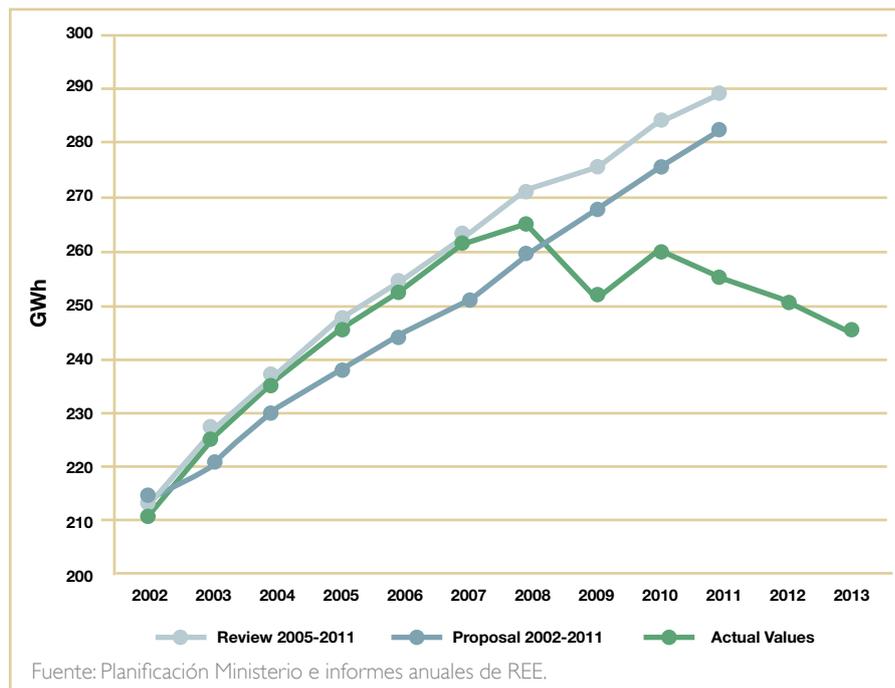
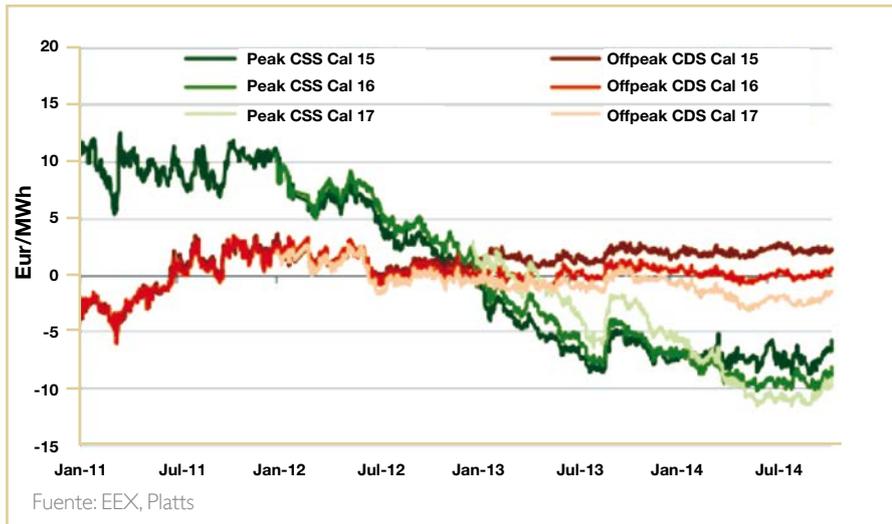


Figura 5. Márgenes de un CCGT y un Carbón en el mercado alemán



miento) de un 8%, la tecnología no soporta más esfuerzos de tipo económico regulatorio y tiene muy comprometida su viabilidad futura, puesto que la decisión de inversión en estos proyectos se tomó, en términos generales, con una media teórica anual de funcionamiento prevista en el entorno del 45% o 50% de carga.

Cualquier solución de mercado que pretenda poner en valor el parque generador de ciclos combinados actual y darles un mayor protagonismo pasa por una regulación clara, robusta, estable y transparente, que permita a cada una de las tecnologías ser rentable compitiendo en condiciones de igualdad y sin ayudas adicionales más allá de equilibrar el sistema.

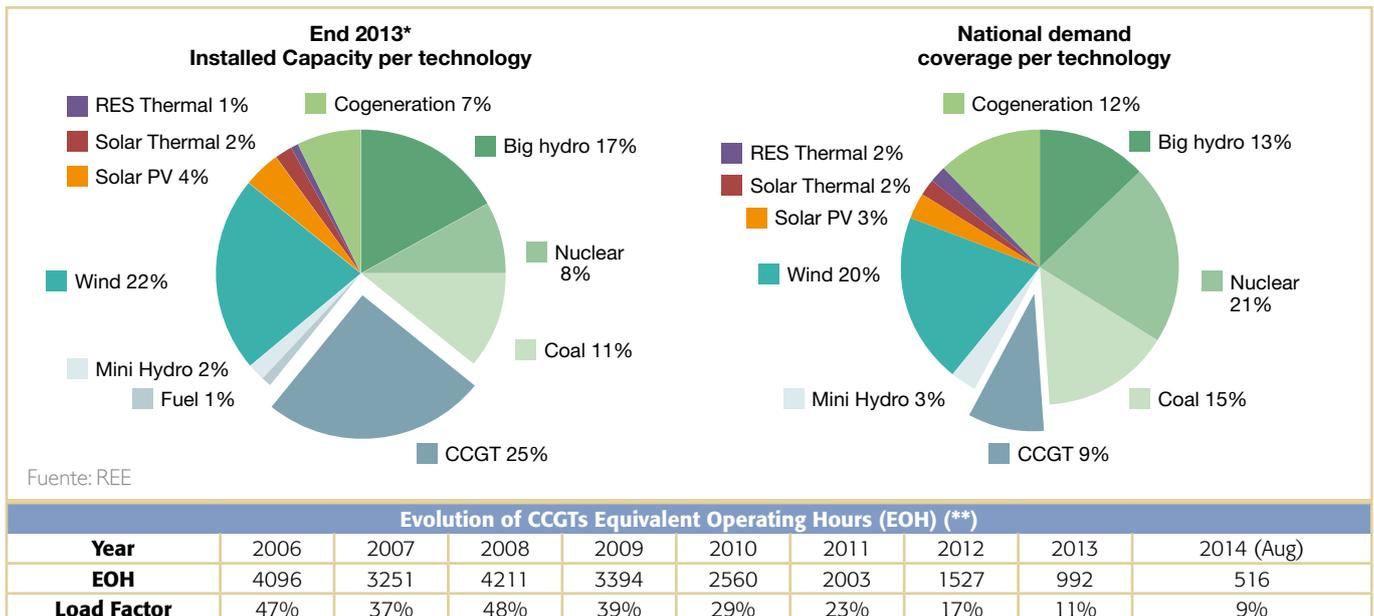
Algunas soluciones e ideas para el futuro

La suma de todos los elementos presentados hasta ahora hace que los ciclos combinados presenten un factor de utilización

dramáticamente bajo. La figura 6 siguiente recoge el factor de utilización y las horas equivalentes de uso de la tecnología de ciclos combinados en los últimos años en nuestro país. Con una carga media (entendida como horas equivalentes de funciona-

El propio entorno europeo debería empujar a los reguladores nacionales y a los gobiernos a rediseñar sus sectores eléctricos locales, de manera que las tecnologías que sirven de respaldo al sistema y que no puedan recuperar costes por la venta de la energía

Figura 6. Evolución del factor de carga de los ciclos y producción anual 2013



en el mercado lo hagan a través de mecanismos como los “mercados de capacidad”, que complementen a los mercados de solo energía. De esta manera, se solventarían los conflictos derivados de la elevada penetración de renovables y de canibalización del precio eléctrico. Cualquier convergencia europea en este contexto es positiva para la tecnología de centrales de gas.

Así mismo, a nivel local la Comisión Nacional de Mercados y Competencia debe insistir en la necesidad de fortalecer el valor del parque generador existente y de proteger el rol de los ciclos combinados como principal tecnología de back-up de un mix compuesto esen-

cialmente por tecnologías de generación no gestionable. De esta manera, el regulador estará fomentando de manera inequívoca las tres eficiencias del sistema por las que debe velar: económica (evitar inversiones nuevas no necesarias), tecnológica (garantizar el suministro de un modo robusto a partir del *mix* existente) y medioambiental (por ser los ciclos combinados la tecnología de origen fósil de largo menos contaminante).

Es también misión de la CNMC proponer y fomentar soluciones de corto plazo que mejoren los mecanismos actuales de asignación del servicio por disponibilidad que reflejan los pagos por capacidad. No se tra-

ta de incrementar el coste de los mismos sino de buscar una asignación y reparto más eficiente entre los agentes, conjugando la utilización de las plantas a través de los segmentos de mercado (diario, intradiarios, restricciones, reserva, tiempo real, etc.) junto con el rol de cobertura aportado al sistema y no retribuido a través de los mecanismos de mercado. Un diseño regulatorio óptimo del mercado en su conjunto debiera evitar a este respecto una doble remuneración para una misma planta y facilitar un reparto más equitativo entre todas las que están aportando ese servicio de disponibilidad al sistema.

Conclusión

Los ciclos combinados son la principal tecnología de generación eléctrica térmica convencional en nuestro país. Durante los primeros años del siglo XXI han ejercido un rol de tecnología de base, paliando el déficit de capacidad de generación existente en nuestro país desde finales de los 90. En los últimos años y muy especialmente desde el año 2011, debido a la enorme penetración de energías renovables (notablemente eólica y solar fotovoltaica), a la caída de la demanda, a la evolución de los mercados de combustibles y a un marco regulatorio local volátil y cambiante, han pasado a ejercer un rol de tecnología de respaldo y de cobertura de puntas del sistema. Ese rol secundario es esencial para el sistema, ya que los ciclos combinados garantizan el suministro y la cobertura de la demanda del sistema. Pero la suma de todos los factores presentados compromete mucho la viabilidad económica de estas plantas, ya que los ingresos que obtienen son muy limitados y las cargas regulatorias impuestas cada vez mayores.

Para asegurar la viabilidad económica futura de esta tecnología y la maximización del valor de las inversiones existentes, la regulación a nivel español (y apoyada por iniciativas europeas), debe incentivar mecanismos que protejan a los ciclos combinados a partir de una retribución adecuada y justa a la capacidad de respaldo que ofrecen, y que será clave para el sistema eléctrico del país en los próximos años. No se trata de poner a una tecnología en ventaja sino de crear estructuras que las igualen y fomenten así la competencia, hoy distorsionada por los mercados de “solo energía”.

Referencias

Esta nota ha sido escrita desde un punto de vista divulgativo y de negocio, tratando de despertar la curiosidad del lector por la coyuntura actual que sufren los ciclos combinados y su situación agónica en la coyuntura actual de mercado. No se ha pretendido hacer un tratado de regulación o una mera reseña teórica. Pueden profundizarse en muchos de los aspectos aquí descritos en, entre otras, algunas de las siguientes referencias:

- Jose Luis Sancha, artículos sobre “El Sector Eléctrico Español” – Anales de Mecánica y Electricidad, 2012-2014
- Ignacio Pérez Arriaga, “Libro Blanco Para la Reforma del Sector Eléctrico”, 2006.
- Pablo Villaplana, “Mecanismos de Pagos Por Capacidad en el Sistema Eléctrico Español”, Foros ARIAE 2011-2012
- Varios Autores “Reflexiones sobre la liberalización del Sistema Eléctrico Español”, Funciva, Septiembre 2014.
- Páginas web de OMIE, CNMC, Energía y Sociedad, Red Eléctrica de España, etc... ■