41
Diciembre
2013

CUADERNOS DE ENERGÍA

€

X Aniversario

GARRIGUES
ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Deloitte.

Consejo Editorial

Silvestre Arana Knirsch
Socio Principal. J&A Garrigues S.L.P.

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

Iñaki Garay Zabala
Director de Comunicación. Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF)

Rafael García de Diego
Director de Asesoría Jurídica y Secretario del Consejo de Administración. Red Eléctrica de España

Arcadio Gutiérrez Zapico
Director General. Club Español de la Energía

Juan Iranzo Martín
Decano-Presidente. Colegio de Economistas de Madrid

Pedro Mielgo Álvarez
Presidente. Madrileña Red de Gas, S.A.

Jesús Navarro Gallel
Socio Director de Energía. Deloitte

Víctor Pérez Díaz
Catedrático de Sociología. Universidad Complutense de Madrid y Doctor en Sociología. Universidad de Harvard

Pedro Rivero Torre
Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad. Universidad Complutense de Madrid

Juan Sancho Rof
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Si desea copias adicionales de esta publicación le invitamos a visitar las siguientes websites: www.garrigues.com, www.enerclub.es, www.deloitte.es, donde encontrará todos los números que se publiquen en formato digital.

Estimado lector:

Supone una enorme satisfacción para el Comité Editorial de Cuadernos de Energía presentar esta Edición Especial de nuestra publicación con motivo de su décimo aniversario.

Desde que, en el mes de marzo de 2003, se publicó el primer número de Cuadernos hasta el último número publicado en octubre de 2013, el Club Español de la Energía ha tenido el privilegio de contar con cerca de 650 aportaciones de las personas más relevantes del sector energético español e internacional. A través de sus 40 números, nuestra publicación se ha convertido en un referente en materia de energía en nuestro país, gracias a los diferentes artículos que sobre regulación, tecnología, geopolítica, I+D+i, medio ambiente y otros aspectos se han ido publicando. Estas contribuciones han permitido acercar al lector, cada tres meses, a las últimas novedades, transformaciones y actualizaciones que a lo largo de estos años ha sufrido nuestro sector, y constituyen además, a día de hoy, un archivo histórico de mucho interés que muestra cómo ha evolucionado la energía en los dos últimos lustros.

No queríamos dejar pasar el 10º Aniversario de Cuadernos de Energía sin realizar una Edición Especial de nuestra publicación para, en primer lugar, agradecer la colaboración de todas las personas, compañías e instituciones que han contribuido con sus análisis y reflexiones a acercar el sector energético a todo aquel interesado en conocerlo en profundidad. Adicionalmente, queríamos aprovechar para reconocer el excelente trabajo realizado por los Presidentes y Directores Generales de nuestra Asociación quienes pusieron en marcha y contribuyeron a la continuidad de este interesante proyecto.

A la hora de poner en marcha esta 41º edición de Cuadernos, y conociendo la relevancia que ésta tenía, solicitamos la colaboración de algunos de los principales actores del sector energético durante sus últimos diez años, de manera que contribuyesen con una serie de artículos sobre cómo ha evolucionado la energía en la última década y destacasen aquellos aspectos relevantes sobre este período, así como el presente y el futuro de la energía.

Para ello, contamos con las aportaciones de los máximos representantes de los Ministerios que ostentaban la representación en materia energética; la Comisaría de Energía de la Comisión Europea; de las entidades que han permitido la existencia de esta publicación; Operadores del Sistema; el Operador del Mercado; la Corporación de Reservas Estratégicas; nuestros Asociados Ejecutivos; así como las principales Asociaciones de nuestro sector. Así, cerca de una veintena de autores, a quienes reiteramos nuestro agradecimiento por su esfuerzo y dedicación en la elaboración de este número de Cuadernos, han contribuido con visiones muy interesantes sobre el sector energético.

Antes de comenzar a mencionar brevemente los artículos comprendidos en esta edición, no queremos dejar de recordar la valiosa contribución a esta publicación de Pablo Benavides, fallecido el pasado 20 de febrero a quien, gracias a su trabajo y dedicación a lo largo de los últimos 10 años, debemos lo que Cuadernos de Energía es hoy en día. Desde la primera edición, Pablo contribuyó con uno y, en ocasiones, dos artículos de sumo interés, con una claridad en la exposición y una visión que sólo él era capaz de realizar. El Consejo Editorial de Cuadernos agradece a Pablo toda su amistad y todo lo que hizo por nuestra publicación.

El primer artículo que el lector podrá leer es la aportación realizada por el actual Ministro de Industria, Energía y Turismo, **José Manuel Soria López** quien analiza la situación actual y las perspectivas del futuro energético español.

Seguidamente, contamos con las contribuciones que nos han hecho llegar los representes de las entidades que, a lo largo de estos últimos años, han hecho posible la realización de nuestra publicación, concretamente, **Rafael Villaseca Marco**, **Fernando Ruiz Ruiz y Fernando Vives Ruiz**, Presidentes del Club Español de la Energía, Presidente de Deloitte y Socio Director de Garrigues Abogados, respectivamente. Rafael Villaseca aporta un interesante artículo sobre cuáles son los retos de Enerclub a futuro, mientras que Fernando Ruiz y Antonio Garrigues se centran más en la evolución de la publicación en la última década, así como en su planteamiento actual y para los próximos años.

Tras los artículos de los responsables de Cuadernos, **Andris Piebalgs**, Comisario Europeo de Energía desde 2004 hasta 2009, centra su artículo "Actuaciones de la Unión Europea en favor de una energía sostenible para todos" en la importancia de acabar con la pobreza energética y las diferentes herramientas con las que cuentan los Estados miembros de la UE para poder contribuir hacia la consecución de dicho objetivo. El actual Comisario Europeo de Energía, **Gunther Oettinger** (2009-act.), complementa la aportación de su predecesor con una serie de reflexiones en torno al futuro energético en Europa en diferentes horizontes temporales, analizando cuáles son los grandes retos del sector energético europeo.

A continuación, Ministros responsables de Energía durante la última década, **Rodrigo de Rato y Figaredo** (1996-2004), **José Montilla Aguilera** (2004-2006), y **Miguel Sebastián Gascón** (2008-2011), realizan un análisis sobre el sector energético durante las diferentes legislaturas de la última década, reflexionando sobre cuáles eran sus principales preocupaciones, retos y logros, constituyendo un muy interesante bloque de análisis del sector energético.

El siguiente bloque de artículos está reservado a Operadores del Sistema en materia de electricidad, petróleo y gas y a la Corporación de Reservas Estratégicas. Concretamente, el Presidente de Red Eléctrica de España, **José Folgado Blanco**; el Presidente de CLH, **José Luis López de Silanes**; el Presidente de Enagás, **Antonio Llardén Carratalá**; y el Presidente de CORES, **Pedro Miras Salamanca** reflexionan sobre la evolución del sector durante la última década desde el punto de vista de las entidades a las que representan. También el Presidente del Operador del Mercado Ibérico, **Pedro Mejía Gómez**, comparte su visión sobre la evolución del mercado en los últimos años y sus perspectivas de futuro.

La visión de las empresas asociadas ejecutivas de Enerclub sobre algunos asuntos relevantes del sector energético en los últimos años también forma parte de esta Edición Especial de Cuadernos. Aspectos tales como la eficiencia, la internacionalización de las empresas del sector, el negocio refinero y otros de interés, son objeto de los artículos con los que contribuyen a este número **Santiago Bergareche Busquet**, Presidente de Cepsa, **Borja Prado Eulate**, Presidente de Endesa, **Miguel Antoñanzas Alvear**, Presidente de E.On, **Salvador Gabarró Serra**, Presidente de Gas Natural Fenosa, **Ignacio S. Galán**, Presidente de Iberdrola y **Antonio Brufau Niubó**, Presidente de Repsol.

Las Asociaciones empresariales del sector también contribuyen a este número con las aportaciones de **José J. López-Tafall**, Presidente de la AEE, **Álvaro Mazarrasa Alvear**, Director General de AOP, **Jose Miguel Villarig Tomás**, Presidente de APPA, **Mercedes Martín González**, Directora General de Carbunión, **Antonio Peris Mingot**, Presidente de Sedigás, y **Eduardo Montes Pérez del Real**, Presidente de UNESA. Sus artículos cierran este interesante número 41 de Cuadernos reflexionando sobre la evolución del sector en los últimos años, y cuál es la perspectiva futura de las diferentes fuentes energéticas.

Una vez más aprovechamos para dar las gracias a todos aquellos que han contribuido con sus excelentes trabajos, tanto a éste como a anteriores números de Cuadernos de Energía, y esperamos que esta Edición en su décimo aniversario sea de interés para el lector.

Índice

Situación y perspectivas del futuro energético español
José Manuel Soria. Ministro de Industria, Energía y Turismo **5**

Balance y Retos del Club Español de la Energía
Rafael Villaseca, Presidente del Club Español de la Energía **7**

Planteamiento y futuro de los *Cuadernos de la Energía*: punto y seguido
Fernando Ruiz Ruiz. Presidente de Deloitte **11**

Cuadernos de la Energía: Una década de satisfacción
Fernando Vives Ruiz. Socio Director, Garrigues Abogados **13**

El futuro de la energía en la Unión Europea
Günther H. Oettinger, Comisario de Energía, Comisión Europea **15**

Actuaciones de la Unión Europea en favor de una energía sostenible para todos
Andris Piebalgs, Comisario de Energía, Comisión Europea (2004-2009), Comisario de Desarrollo, Comisión Europea (2009-actualidad) **20**

Liberalización, competencia y medio ambiente
Rodrigo de Rato y Figaredo, Ministro de Economía y Hacienda (1996-2000), Ministro de Economía (2000-2004) **24**

Décimo aniversario de *Cuadernos de la Energía*
José Montilla Aguilera, Ministro de Industria, Turismo y Comercio (2004-2006) **30**

Algunas reflexiones sobre la situación energética
Miguel Sebastián, Ministro de Industria, Turismo y Comercio (2008-2011) **36**

El sector eléctrico español en la década 2003-2013: la visión de Red Eléctrica de España
José Folgado Blanco, Presidente de Red Eléctrica de España **43**

La consolidación de un sistema logístico competitivo
José Luis López de Silanes, Presidente del Grupo CLH **49**

Los diez últimos años del sector enegético en España: la visión del operador del sistema
Antonio Llardén Carratalá, Presidente de Enagas **54**

Seguridad de suministro en los últimos 10 años: Crisis internacionales y posición de España
Pedro Miras Salamanca, Presidente de Cores.
Presidente del Grupo SEQ de la Agencia Internacional de la Energía **64**

Quince años de mercado eléctrico: perspectivas de futuro
Pedro Mejia Gómez, Presidente de OMEL y Vicepresidente de OMIE **70**

Retos del refino europeo
Santiago Bergareche Busquet, Presidente de Cepsa **78**

Un modelo eléctrico más eficiente para una sociedad más eficiente
Borja Prado Eulate, Presidente de Endesa **85**

Claves parea la futura transformación del mercado energético europeo
Miguel Antoñanzas Alvear. Presidente y CEO de EON en España e Italia **90**

Gas Natural Fenosa, la experiencia de 170 años al servicio de más de 25 países
Salvador Gabarró Serra, Presidente de Gas Natural Fenosa **94**

El modelo empresarial de Iberdrola: una década de transformación y expansión internacional
Ignacio S. Galán, Presidente de Iberdrola **100**

Diez años de Cuadernos de Energía. Repsol: inversión y tecnología ante un nuevo modelo energético global
Antonio Brufau Niubó, Presidente Ejecutivo de Repsol **103**

Eólica, ¿una historia de éxito sin final feliz?
José López-Tafall, Presidente de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) **108**

Los permanentes cambios, una constante de un mercado global.
Un repaso al negocio petrolero a lo largo de la última década
Álvaro Mazarrasa Alvear, Director General de
Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) **113**

Renovables o cómo renunciar al liderazgo
José Manuel Villarig Tomás, Presidente de la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) **119**

Seguridad de suministro y sostenibilidad del carbón
Mercedes Martín González, Directora General de Carbunión **124**

Diez años de gas
Antoni Peris Mingot, Presidente de Sedigas **133**

Diez años de constantes reformas
Eduardo Montes Pérez del Real, Presidente de Unesa **138**

Situación y perspectivas del futuro energético español

José Manuel Soria
Ministro de Industria, Energía y Turismo

La energía ocupa un lugar central en la agenda política y económica de cualquier gobierno, sea de una economía avanzada, emergente, o de una economía todavía en desarrollo. En todas las economías del mundo hoy la energía y la política energética constituyen un factor esencial.

Cualquier política energética, a su vez, ha de tener cuenta en el momento en que es diseñada, en que es aplicada y cuál es el contexto no sólo a nivel nacional sino internacional.

El suministro energético debe asegurar tres objetivos: suministrar energía a precios competitivos, de forma segura y de forma sostenible.

El sistema energético español presenta importantes fortalezas. Cuenta con un mix diversificado y equilibrado de tecnologías de generación, que permite no tener que depender de una o dos tecnologías; cuenta con una elevada penetración de energías renovables, que es superior a la mayoría de países de nuestro entorno; cuenta con un elevado nivel de calidad de suministro y de infraestructuras energéticas y por último, el ratio entre la potencia instalada y la demanda es muy superior al de los países de nuestro entorno.

Sin embargo, la competitividad de la industria depende de una energía segura, sostenible y asequible. Es necesaria una sostenibilidad compatible con la competitividad. Es evidente que la sostenibilidad medioambiental ha de ser una pieza fundamental, pero lo ha de ser también la sostenibilidad económica y financiera. El alto coste de la energía en la Unión Europea es un problema estructural que lastra la competitividad de las exportaciones europeas frente a las de países como China, Estados Unidos o India. Según el último informe sobre precios de la Energía publicado por la Comisión Europea. Los consumidores industriales pagan por la electricidad, de media en la UE, más del doble que los afincados en Estados Unidos o en Rusia; un 20% más que los afincados en China y un 65% más que los residentes en India. Los hogares también pagan en la UE más del doble que los estadounidenses.

En lo que se refiere al gas, los consumidores industriales europeos pagan, de media, cuatro veces más que los establecidos en Estados Unidos, Canadá, India y Rusia; y un 12% más que los establecidos en China. Los hogares pagan en la UE 2,5 veces más que los hogares en Estados Unidos y Canadá.

Una de las principales debilidades del sistema energético español es el alto precio de la electricidad. Según el último informe sobre precios de la Energía publicado por la Comisión Europea. Sólo los hogares de 5 países (Dinamarca, Chipre, Alemania, Italia e Irlanda) pagan más que los hogares españoles por la electricidad, considerando además la menor carga impositiva de España. Además según dicho informes los consumidores industriales pagan por la electricidad en España alrededor de un 20% más que en la media de la UE. El precio medio de la electricidad para la industria en España es casi el doble que en Francia.

Por este motivo, **desde el año 2012, se han tomado medidas, que si bien han sido difíciles, eran las únicas que podían evitar que el sistema quebrase y que no siguiera aumentando el precio de la luz de manera exponencial**.

Frente a subidas de la luz del 62,3% en las dos anteriores legislaturas (un 6,5% al año

de media), para una familia media con dos hijos, en los dos últimos años ha habido un incremento acumulado del 6,3% (un 3,15% al año de media).

Pero, sobre todo, **de no haberse tomado medidas en 2012 y 2013**, el déficit del sistema anual habría alcanzado 10.500 millones de euros en 2013. Para corregirlo habría sido necesaria una subida de la luz del 42%.

Para los consumidores industriales, dependiendo de su tarifa, los incrementos en 2012 y 2013, han sido menores que las subidas de años anteriores, e incluso en algunos casos, los grandes consumidores han visto reducir su factura final.

Lo grave del sistema eléctrico español es que **pese a los elevados precios de la electricidad en los últimos años, los ingresos no han sido suficientes para cubrir el crecimiento de los costes**. Por ello, y con el objetivo de no tener que aumentar aún más la factura de la luz y tampoco trasladar a futuro el problema, se ha abordado el problema de raíz y han ido disminuyendo todos los costes regulados del sistema. Además se ha establecido una regla de estabilidad financiera mediante el sistema automático de revisión que evitará la aparición de desajustes; se limita la introducción de nuevos costes en el sistema eléctrico sin que vaya acompañado de un aumento equivalente de los ingresos y aquellos sobrecostes generados por normativas autonómicas o locales deberán ser asumidos por éstas.

Adicionalmente **todas las medidas adaptadas buscan garantizar el suministro al mínimo coste posible y fomentar la competencia**. Por ello, y tras la invalidación de la subasta CESUR por parte de la CNMC, el Gobierno estableció un precio transitorio para el primer trimestre de 2014, según la metodología propuesta por la CNMC, que supone una subida de la factura del 1,4%, en lugar del 11% como hubiese resultado de la validación de la subasta.

Para abril del 2014 ya estará en vigor un nuevo mecanismo que eliminará el sistema de subastas trimestrales y donde el precio se vinculará directamente al mercado diario de la electricidad.

El nuevo mecanismo de **Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)** permitirá obtener ahorros en la factura eléctrica, al disminuir el coste del aseguramiento. Además habrá mayor transparencia en la fijación del precio, al ser directamente el resultado del mercado y por último el consumidor tendrá una mayor señal del precio de la electricidad, lo que le permite adoptar comportamientos de consumo más eficientes

Todo ello va en paralelo a la posición clara del Gobierno tanto en el Consejo Europeo como en los Consejos de Ministros de Competitividad y Energía para impulsar las interconexiones entre España y Francia para lograr el mercado único de la energía en Europa. Los recientes acontecimientos en Crimea sugieren a la Unión Europea no seguir demorando decisiones en esta materia. La desindustrialización del viejo continente, España incluida, mucho tiene que ver con decisiones lentas, unas veces, y críticas, otras, en materia energética. De los europeos depende disminuir o no nuestra propia vulnerabilidad y dependencia energética. La apuesta de España es, también en este campo, clara, inequívoca e irreversible. ■

Balance y retos del Club Español de Energía

Rafael Villaseca Marco
Presidente del Club Español de la Energía

El Club Español de la Energía, que ya festejó en 2011 sus bodas de plata, estuvo de nuevo de celebración durante el pasado 2013, con la conmemoración del décimo aniversario de nuestra publicación Cuadernos de Energía.

Esta edición Nº 41 supone una buena oportunidad, que no hemos querido desaprovechar, para hacer balance del trabajo realizado por Enerclub durante estos últimos diez años y plantear algunos de sus principales retos de cara al futuro.

Evolución del sector energético y balance de las actividades del Club en la última década

En el sector energético español, muy influenciado por la coyuntura económica, se pueden diferenciar dos fases dentro de la última década. Una primera marcada por el auge económico y el consiguiente crecimiento de la demanda, y una segunda fase, a partir de 2008, determinada por la crisis económica y el descenso del consumo energético. Por otro lado, ha sido muy notable la influencia de las políticas de la UE sobre numerosos ámbitos del sector como la liberalización de los mercados, la garantía de suministro, el desarrollo de las infraestructuras de interconexión o, muy especialmente, la política climática de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
La evolución económica y las políticas europeas han condicionado, por tanto, el desarrollo de nuestro sector en España y la configuración del *mix* de generación eléctrica, con un rápido crecimiento de los ciclos combinados a comienzos de la pasada década, seguido de las tecnologías renovables, y la mejora de infraestructuras tanto de gas como de electricidad. Pero además, el periodo se ha caracterizado por la generación del déficit estructural de tarifa eléctrico.
Las empresas del sector energético también han experimentado a lo largo de estos años notables cambios y se han enfrentado a importantes retos que, en ocasiones, les han llevado a tener, como no podía ser de otra manera, distintos puntos de vista dentro del Club. Nuestra Asociación ha sabido resolver armoniosamente estas diferencias, gracias a su buen hacer y su convicción de que todas la fuentes energéticas son necesarias y complementarias, encontrando una postura común entre los agentes. Esto ha llevado, en dos ocasiones, a un cambio de sus estatutos durante este periodo. Esta característica de foro plural, que vela por todos los tipos de energía y capaz de poner a disposición de la sociedad un debate profundo y sosegado sobre los temas que preocupan al sector en su conjunto, no existe en otro ámbito y seguirá siendo el objetivo básico que hay que reforzar y mantener en el futuro, como me volveré a referir más adelante.
Enerclub, gracias a la experiencia acumulada a lo largo de los últimos 25 años como observador activo de la evolución del sector, a su característica de foro global y al refuerzo en su profesionalidad, está cada día más capacitado para alcanzar los objetivos que establece y, seguirá poniendo todo su esfuerzo y dedicación para contribuir a la mejora del sector en nuestro país.

Lanzamiento de Cuadernos de Energía

De la evolución acontecida en el sector energético en los últimos años ha dado testimonio Cuadernos de Energía desde su primer número, en marzo de 2003. En él, y a modo de bienvenida, Pedro María Meroño Vélez, presidente de la Comisión Nacional de Energía en ese momento, destacaba la importancia de este tipo de publicación , en un año en el que el mundo energético español experimentaba novedades muy

importantes y "se formalizaba el cambio radical que suponía para España pasar de una sistema económico intervenido en los sectores de electricidad y gas, a un sistema liberalizado de mercado".

Gracias a contribuciones de gran interés y actualidad, a las que se ha dedicado mucho tiempo y esfuerzo por parte de numerosos expertos e importantes personalidades, opinando y reflexionando sobre el proceso de liberalización así como sobre otras muchas cuestiones relevantes para el mundo energético, Cuadernos de Energía se ha convertido en una de las publicaciones más reputadas del sector.

En particular, no se puede dejar de destacar las aportaciones realizadas por Pablo Benavides Salas, quien además de ser miembro de su Consejo Editorial, contribuyó con un artículo de muy alto nivel en cada una de sus ediciones, desde la primera hasta la 35, en marzo 2013, que nos traía la triste noticia de su fallecimiento. Quiero por ello aprovechar estas líneas para agradecer y reiterar nuestra gratitud a Pablo Benavides, así como al resto de autores y miembros del Consejo Editorial y, muy especialmente, a Deloitte y Garrigues, por su apoyo a lo largo de todos estos años.

Incorporación del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

El 15 julio de 2003, se daba también un paso importante en las actividades de la Asociación, ya que culminaba el proceso de incorporación a Enerclub del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, que existía desde 1929. Junto con el Comité Español del Consejo Mundial del Petróleo, que formaba parte del Club desde el año 2000, -y cuya máxima expresión de su actividad tuvo lugar en julio de 2008 con la organización del 19º Congreso Mundial del Petróleo de Madrid-, ambos comités han constituido la parte más internacional de nuestra Asociación.

Desarrollo de una web propia

Para finalizar el repaso de los hitos que marcaron 2003, cabe mencionar que ese año culminó el proyecto, iniciado en 2002, de crear una web propia dedicada a la información, divulgación y gestión del conocimiento energético en lengua española; una iniciativa avanzada para su tiempo. Desde el comienzo de su andadura por Internet, nuestra Asociación ha ido incorporando nuevos contenidos y herramientas que permiten la mejora de los servicios que presta a los asociados y a la sociedad en general.

Estas iniciativas comenzaron su andadura en 2003, se unieron a las actividades ya tradicionales de la Asociación, y permitieron que el Club evolucionara satisfactoriamente y se consolidara como un valioso punto de encuentro y foro de referencia, que agrupa actualmente a más de 300 socios, de los cuales 150 son empresas e instituciones del sector energético, o relacionados con el mismo y la economía en general.

El futuro del sector energético y retos del Club Español de la Energía a futuro

Cuando asumí la Presidencia del Club Español de la Energía en junio de 2012, mis primeras palabras no pudieron ser otras sino de agradecimiento a mis predecesores por recibir una Asociación consolidada, profesional, dinámica y en armonía con la realidad de nuestro sector. Fue un gran honor para mí y lo sigue siendo, principalmente, porque esta Asociación constituye la casa de todos los que trabajamos y tenemos interés en el ámbito energético.

Soy consciente que, el hecho de que el Club haya logrado cumplir más de 25 años, se debe a la búsqueda continua de consenso entre nuestros asociados, en ocasiones con diferentes intereses, pero manteniendo el diálogo abierto y constructivo como pilar fundamental de todas nuestras actividades.

Este esfuerzo por promover opiniones colectivas de los socios del Club, alcanzadas gracias al debate continuo entre todos ellos, ha permitido que nuestra organización sea un referente en nuestro país para todas aquellas personas o entidades interesadas en el conocimiento energético.

El futuro del sector energético

El sector energético se enfrenta al gran reto de lograr diseñar e implementar un nuevo modelo que sea sostenible, no sólo desde el punto de vista ambiental, sino también social. No podemos olvidar que más de un 20% de la población mundial (cerca de 1.400 millones de habitantes) no tiene acceso a formas de energía moderna. Pero además de limpio y accesible para toda la sociedad, el *mix* energético futuro tiene que ser seguro y competitivo. Encontrar un equilibrio entre estos tres elementos (acceso a la energía, competitividad y medio ambiente) no es tarea fácil.

Por tanto, el sector energético, en nuestro entorno y a nivel internacional, va a estar repleto de desafíos y sobre todo de incógnitas, y más teniendo en consideración los avances tecnológicos de los últimos años. ¿Cómo evolucionarán técnicas de captura, transporte y almacenamiento de carbono? ¿Qué alcance logrará la electrificación del transporte a corto plazo? ¿Qué papel jugarán y cómo se desarrollarán las tecnologías de la información y las comunicaciones, sobre todo en cuanto a su aplicación a las redes se refiere? ¿Supondrán los recursos no

convencionales de gas y petróleo una revolución a escala global como la que parece está teniendo lugar en Estados Unidos? ¿En qué medida van a disminuir los costes de las tecnologías re-novables y a qué ritmo?

Estas preguntas, dedifícil respuesta, son apremiantes en el momento actual, cuando la Unión Europea está en pleno debate en torno a los objetivos que nos debemos plantear más allá del 2020, con una nueva Comunicación para el año 2030, y que definirá la postura de Europa en la Cumbre del Clima de 2015 en París.

La evolución de estas tecnologías jugará un papel fundamental en el *mix* futuro y en nuestra manera de acceder a la energía pero, como he mencionado, existen muchas incógnitas al respecto. Lo que sí parece estar claro, en el ámbito nacional, es que debemos concentrarnos en la resolución de los problemas actuales -con soluciones que tengan una visión de futuro-, aprender de los errores cometidos en el pasado, y diseñar una estrategia energética para los próximos años.

Para ello, es fundamental alcanzar un pacto energético, no sólo desde el punto de vista político, sino también social y empresarial. Y es que la energía tiene que adquirir un mayor protagonismo, un nivel de prioridad más alto.

Retos del Club Español de la Energía a futuro

Enlazando esta muy breve mención a los desafíos del sector, y partiendo de que el Club goza de buena salud, para los próximos años tenemos que plantearnos nuevos retos, algunos de los cuales ya tenemos en marcha, y que se estructuren en las siguientes líneas de actuación:

1) Mejorar la percepción social del sector de la energía.
2) Mantener el valor del Club como punto de encuentro de todas las fuentes energéticas y todos los agentes del sector.
3) Mantener, mejorar y ampliar las actividades formativas del Club.
4) Potenciar la actuación del Club en el ámbito internacional.

Comenzando con el primero de los retos, me gustaría hacer referencia a la necesidad de **mejorar el conocimiento que existe sobre la energía.** Por una parte, porque estamos ante un sector de gran complejidad técnica y dinamismo, que requiere de mucho conocimiento y buena capacidad de comunicación para ser trasmitido adecuadamente. Y, por otra, porque consideramos que no se valora de acuerdo con el bien esencial que supone para la sociedad, como uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico y el bienestar de un país.

En ese sentido considero que el Club debería focalizar sus objetivos, en mejorar la percepción social del sector de la energía, continuando con aquellas características que definen al Club, como la transparencia, la objetividad y el rigor informativo, la puesta en valor de la importancia de la energía para la sociedad, la actividad económica y el desarrollo sostenible.

Esto debería constituir uno de sus objetivos centrales en los próximos años y estar muy presente en todas las actividades que desarrolle, muy especialmente en las relacionadas con las publicaciones. En esta tarea será fundamental el diseño de planes de comunicación adecuados para cada proyecto, mediante los que se logre transmitir a la sociedad los retos a los que nos enfrentamos, las soluciones que proponemos o los esfuerzos que realizamos para cumplir la función social, económica y ambiental de nuestras actividades y, en definitiva, para mejorar el conocimiento actual del sector energético y su imagen. En particular, ya se está trabajando en un estudio que verá la luz en los próximos meses y que reflejará de forma objetiva lo que el sector energético significa para la sociedad española en todos los ámbitos (calidad de vida, economía y empleo, medio ambiente, proyección internacional, etc.).

En esta labor de difusión a los distintos agentes, haremos un esfuerzo especial por desarrollar e implementar el programa de formación específica dirigida a los profesionales de la comunicación que se inició en 2013. Además, nos marcaremos como nuevo reto conseguir llegar hasta los más pequeños para despertar su interés por el mundo energético, quizás mediante un proyecto específico de carácter divulgativo para ellos.

Por último, , en ese afán de reforzar la labor divulgativa y de foro plural de referencia para la sociedad, queremos rediseñar la página web y/o crear nuevas herramientas de información, para llegar a todos los lugares donde exista interés por la energía y adaptarnos a las novedades tecnológicas, configurando un elemento fundamental y actualizado de difusión del conocimiento en materia energética. En este sentido, el modelo de formación e-learning es una herramienta fundamental.

Junto a estas actuaciones dirigidas a la mejora de la percepción social, el segundo de los objetivos básicos para el Club debería ser el de **conservar su valor como punto de encuentro de todas las fuentes energéticas y todos los agentes que conforman el sector** ya que, como he mencionado anteriormente, el Club es una institución única.

Para ello, el Club debería seguir centrando sus esfuerzos, por un lado, en la organización de actos institucionales, jornadas y seminarios, que fortalezcan los eventos ya tradicionales e incorporen nuevos proyectos sobre temas de actualidad e interés general, en los que todos los puntos de vista queden expresados. Y, por otro, deberíamos mantener las actividades de análisis y reflexión, con vistas a mejorar la capacidad de debate y conseguir una mayor agilidad y flexibilidad en los procedimientos necesarios para la publicación de documentación. En este último aspecto, me gustaría reiterar que considero primordial un especial esfuerzo por diseñar e implementar planes de comunicación para que nuestros documentos tengan el mayor impacto posible. Todo ello, hasta consolidar a Enerclub como centro de referencia, en nuestro país, de análisis, reflexión y creación de opinión en materia energética.

En este mismo sentido, como ya lo hacemos, debemos ponernos a disposición de la Administración para cualquier necesidad en el ámbito energético.

Por otro lado, y en tercer lugar, nuestros esfuerzos deberían seguir centrándose en **mantener al Club como el mejor referente formativo** de alto nivel para todos aquellos profesionales del sector energético o relacionados con el mismo. Para ello, se debería mejorar la calidad y diversidad de sus programas académicos, y ampliar su oferta formativa hasta conseguir incorporar cada vez más alumnos.

La última de las líneas fundamentales de actuación del Club de cara al futuro debería estar ligada al ámbito internacional, con un doble fin, por un lado, **potenciar la representación de la Asociación en este ámbito** y, por otro, **aumentar la capacidad de proyectar en nuestro país lo que pasa en el sector energético fuera de nuestras fronteras.**

En esta línea, además de consolidar la cooperación continua con entidades con las que mantiene una excelente relación, como la Comisión Europea, la Agencia Internacional de la Energía, el Consejo Mundial de la Energía o el Consejo Mundial del Petróleo, el Club debe buscar nuevas colaboraciones y nuevos proyectos con otras entidades internacionales, para abrir nuevos caminos hacia soluciones globales. En este sentido, aparte de la colaboración habitual con el Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación, hemos hecho una aproximación concreta a la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y a la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), a través de acuerdos de colaboración, o, en España, al ICEX España Exportación e Inversiones.

Esta presencia internacional y estos acuerdos contribuirían, además, al fortalecimiento de nuevos programas de formación, tanto presenciales como de *e-learning* a nivel mundial, comenzando con el área de Hispanoamérica.

Considero importante continuar con la iniciativa de ampliar el ámbito geográfico de nuestros actos, de manera que un mayor número de ciudadanos españoles tenga oportunidad de escuchar y conocer, de primera mano, las contribuciones de los expertos del sector para un mejor conocimiento de la problemática de la energía.

El plan de trabajo del Club es una labor de todos sus asociados, por lo que cualquier sugerencia que sus socios quieran plantear es bienvenida. Nuestra Asociación no sólo está abierta a todo el sector energético, sino que en él tienen cabida los profesionales de la arquitectura, el derecho, la educación, la edificación, la investigación, el transporte, y otras ramas del saber técnico y económico que, consideando la importancia de la energía para su trabajo, entiendan que el trabajo conjunto es la única manera de superar los grandes retos a los que nos enfrentamos.

No quisiera cerrar este artículo, sin antes agradecer nuevamente a todos y cada uno de los autores sus contribuciones a Cuadernos de Energía, así como a los miembros del Consejo Editorial, y muy especialmente a Deloitte y Garrigues, por su apoyo a lo largo de todos estos años. ■

Planteamiento y futuro de los *Cuadernos de Energía:* punto y seguido

Fernando Ruiz Ruiz
Presidente de DELOITTE

Se cumplen ya diez años desde que viera la luz el primer número de estos *Cuadernos de Energía* que se han convertido, desde entonces, en punto de encuentro, análisis y reflexión de los principales agentes que forman parte de la industria energética.

Conscientes de la importancia de generar un debate sano y plural en este ámbito de actividad, Deloitte, el Club Español de la Energía y Garrigues pusimos en marcha un proyecto que tenía como objetivo poner en valor la importancia de la energía para la sociedad, la economía y el desarrollo sostenible.

La energía es uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico y el bienestar de un país, y es esencial en todas las ramas de la actividad económica, para cualquier clase de producción de bienes y servicios. Sin embargo, el elevado grado de contenido técnico de este sector, así como la diversidad de actividades y mercados que engloba, tanto regulados como liberalizados, hacen que la de la energía sea una industria ciertamente compleja, necesitada de una labor divulgativa que debe contar con el apoyo de todos.

Con esta premisa nacieron los *Cuadernos de Energía* hace ya una década, apoyando la labor que ya se realizaba desde el Enerclub de fomentar una mejor comprensión de los asuntos relacionados con la producción, transformación, transporte, almacenamiento, distribución y uso de la energía en sus distintas modalidades.

Desde entonces no hemos dejado de tener en nuestras manos cada tres meses un nuevo número de esta cuidada publicación. En todo este tiempo, y a través de la voz de los propios protagonistas del sector (Unión Europea, Gobierno español, administraciones autonómicas y locales, reguladores, empresas, patronales, universidades, asociaciones de consumidores), hemos reflexionado en torno a los puntos esenciales del trilema energético (competitividad, desarrollo sostenible y seguridad del suministro); hemos intercambiado experiencias y mejores prácticas en las que conceptos como internacionalización, innovación y nuevas tecnologías han ido ocupando cada vez un lugar más destacado; y hemos analizado la repercusión y el impacto en el sector de sucesos de enorme magnitud como la crisis financiera global que hemos atravesado o la catástrofe de Fukushima, entre algunos otros.

Y todo ello desde una óptica reflexiva y plural. Reflexiva, ya que frente a la voracidad informativa del día a día hemos encontrado aquí un espacio de opinión y análisis profundo y riguroso; y plural, pues toda la industria tiene cabida en estos *Cuadernos de Energía* donde, a partir de los variados puntos de vista que, al igual que en otros sectores, puede generar el energético, la manifestación libre de las opiniones ha sido una máxima.

En este sentido, los *Cuadernos de Energía* han visto pasar ya por sus páginas durante estos diez años de existencia a cerca de 400 personalidades de todos los ámbitos de la industria: desde la propia presidencia de la Comisión Europea, a ex presidentes del Gobierno de la nación, ministros y secretarios de Estado, presidentes y consejeros delegados de las principales compañías del sector, analistas de firmas de servicios de referencia, representantes sindicales, líderes de opinión de los más destacados medios de comunicación y figuras de primera fila de los organismos internacionales con mayor relevancia para la industria.

A la hora de afrontar una nueva etapa, no podemos dejar de incidir en todos los as-

pectos positivos que han hecho posible que esta publicación alcance su décimo aniversario. Los *Cuadernos de Energía* han contribuido de forma constructiva a la creación de opinión a través de temas de actualidad y máxima relevancia, fomentando la libertad de expresión en el marco de un sector donde se agrupan multitud y muy variadas opiniones. Y ese ha sido precisamente su valor añadido.

Entre los retos que se presentan de cara a la década que comenzamos, profundizar en el sentido de estos Cuadernos como tribuna de debate de todos y para todos, aprovechar las oportunidades que nos ofrecen las nuevas tecnologías para generar una mayor difusión del debate energético en el mundo de habla hispana, y fomentar una mayor labor de divulgación sobre el sector en el entorno del *mass media*, deberían tenerse como prioritarios, con el objetivo de acercar esta industria al ciudadano y dotarle de un mayor conocimiento de la misma, habida cuenta del claro tono social que tienen muchas de las decisiones que se toman en el ámbito de la energía.

Desde Deloitte, a través de la experiencia y capacitación de nuestros profesionales, hemos querido aportar nuestro granito de arena a esta publicación durante todos estos años. Nos sumamos ahora a la celebración de este aniversario titulando este artículo del mismo modo que hiciera en el primer número de estos Cuadernos, allá por marzo de 2003, el por entonces presidente de la Comisión Nacional de Energía, Pedro María Meroño. Si entonces ese punto y seguido hacía referencia al nacimiento de una publicación que tenía como objetivo convertirse en punto de encuentro de todos los agentes del Sector en un año, 2003, clave para la liberalización de los mercados energéticos, queremos en Deloitte ahora poner el punto y seguido de nuevo a estos *Cuadernos de Energía* en un año no menos relevante para la industria.

El año 2014 seguirá focalizando el debate energético en materias como la competitividad, las medidas de reforma del Gobierno, la seguridad en el suministro, el desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente a través del establecimiento de un modelo razonable de renovables, el reto de mantener la flexibilidad y diversificación de fuentes y orígenes de la energía primaria consumida en España y el mantenimiento de una posición de referencia en materia de política energética a escala internacional.

En este contexto en el que el análisis y el intercambio de conocimiento se hacen más necesarios que nunca, no me cabe duda de que los *Cuadernos de Energía* continuarán siendo una tribuna de excepción a través de la que todos los que formamos parte de esta industria seguiremos compartiendo y debatiendo en torno a las principales inquietudes del sector.

Doy la enhorabuena a todos los que han hecho posible que cumplamos diez años y confío en que, con el apoyo activo de todos los que formamos parte de esta iniciativa, este aniversario sea sólo el punto y seguido de muchos años más de debate, reflexión, búsqueda de soluciones y toma de decisiones compartidas. ■

Cuadernos de Energía: una década de satisfacción

Fernando Vives Ruiz
Socio Director, GARRIGUES ABOGADOS

Escribir un artículo como este resulta grato. La razón es sencilla: celebramos un nuevo cumpleaños pero, esta vez, uno muy especial, pues supone una década de *Cuadernos de Energía*. Con tal ocasión, el Club Español de la Energía, Deloitte y nosotros (J&A Garrigues, S.L.P.), como editores, queremos exponer nuestros puntos de vista sobre la conmemoración de este evento.

Cuadernos de Energía ha sido y es un éxito, tanto para los lectores, como para quienes han dedicado y dedican su esfuerzo a la investigación, al estudio y al análisis de todo lo relativo a la industria energética. Los *Cuadernos de Energía* han servido de caja de resonancia para todo ello y han contribuido desde el conocimiento al crecimiento y evolución del sector de la energía. En nuestro caso y, con humildad, a su vertiente jurídica.

A lo largo de todos estos años hemos tenido la inmensa suerte de contar con grandes especialistas que, con dedicación y esfuerzo (y desinteresadamente), han decidido aportar a este proyecto sus conocimientos, tiempo y cariño. Hemos podido leer artículos de prestigiosos especialistas en muy diversos campos del sector energético. La visión de futuro y el análisis del mismo ha sido en todo momento uno más de los motores de esta publicación.

¿Qué han supuesto estos diez años de *Cuadernos de Energía* para Garrigues? Diez años de gran satisfacción, tanto profesional, como intelectual y, por qué no, emocional. Nos gusta pensar que lo mismo que supone para nosotros esta publicación, también lo supone para el propio Enerclub, para quien publica sus artículos y, cómo no, para los lectores.

En el Club Español de la Energía se reúne buena parte del saber y del conocimiento de la industria de la energía de nuestro país. Resulta evidente que el Club Español de la Energía debe –entre otras muchas tareas- propiciar una labor formativa y de divulgación del conocimiento, y así surgió en su momento la idea de *"Cuadernos de Energía"*.

¿Qué supuso en su origen *Cuadernos de Energía?* Un gran reto. Efectivamente, a la hora de valorar cómo y cuándo poner en marcha esta publicación, muchas fueron las dudas. Pero aun así, con coraje y decisión, se lanzó a rodar esta aventura que –como no podía ser de otra forma, con los compañeros de viaje con los que contábamos- ha sido fructífera. La razón de su éxito ha sido la enorme dedicación y esfuerzo que en todo momento han puesto todos aquéllos que han querido que *Cuadernos de Energía* sea una publicación líder en el sector de la energía. Esa era su vocación: una publicación de carácter técnico de altísimo nivel, con contribuciones de especialistas expertos en la materia, análisis riguroso, investigación, conceptos claros, visión de futuro y, como no podía ser de otra forma, impecable calidad.

Desde entonces la preparación, planificación, coordinación y publicación de *Cuadernos de Energía* se ha llevado a cabo, en estrecha colaboración por las tres entidades independientes que arriba hemos señalado. Recordemos que nuestros *Cuadernos de Energía* se han publicado para su distribución gratuita y que el Consejo Editorial ha sido, es y será siempre respetuoso con la libertad de criterio de sus colaboradores. Esta independencia intelectual resulta vital para la buena ventura de esta publicación y gustosamente aceptamos y nos impusimos el principio de que el Consejo Editorial no se identificase con las ideas u opiniones expuestas en los diferentes artículos que se publicasen.

Nos debemos congratular por estos diez años sirviendo a la industria de la energía.

Por supuesto que no todos los lectores han estado siempre de acuerdo con todo cuanto se ha publicado, pero también ahí reside su grandeza. Esta publicación no ha cerrado sus puertas a nadie. Muy al contrario, ha sido proclive y generosa a la participación de muy diversos puntos de vista y de muy variadas formas de pensar pues la diversidad de opiniones genera el debate intelectual y éste es el motor del progreso. La amplitud de miras, flexibilidad, generosidad y el buen hacer han sido las claves para que esta publicación haya perdurado. La empatía con el lector se ha logrado a través del conocimiento profundo expresado en las diferentes publicaciones. *Cuadernos de Energía* ha sido y es una publicación vanguardista, siempre ha generado opiniones diferentes, pero siempre de forma correcta, inteligente, fundada y, ante todo, basadas en el conocimiento.

Los Cuadernos publicados alcanzan en este momento el relevante número de cuarenta, lo cual pone de manifiesto lo prolijo de la materia y las inquietudes permanentes del sector.

En el ámbito jurídico las diversas contribuciones que se han venido haciendo han sido siempre actuales, nos repetimos, de indudable calidad técnica, precisión y rigor. Son todos ellos criterios que buscamos y aplicamos en nuestro despacho profesional, criterios irrenunciables para la práctica del Derecho. *Cuadernos de Energía* también para nosotros es y ha sido una herramienta de aprendizaje. Es innegable que nuestros abogados se han venido formando gracias a esta publicación y queremos pensar que nuestras contribuciones han supuesto una herramienta de formación para quienes hayan leído nuestros artículos.

¿Y qué supone *Cuadernos de Energía* hoy? Pues nuevamente un gran reto. El listón de la calidad, el rigor y la visión de futuro está muy alto, pero siempre se debe aspirar a mejorar. Una particular ambición de quienes impulsamos estos cuadernos es que su difusión sea mayor, que seamos capaces de llevar los profundos conocimientos de sus redactores incluso más allá de donde hemos conseguido llegar hasta la fecha.

Con confianza nos permitimos manifestar que el futuro de *Cuadernos de Energía* está asegurado. Cuando un proyecto es sólido y se sustenta en el conocimiento profundo de una materia se convierte en un valor seguro.

Según el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, "energía" se define como eficacia, poder, virtud para obrar. También, en una segunda acepción, se define como fuerza de voluntad, vigor y tesón en la actividad. Pues bien, energía es lo que todos y cada uno de los miembros del Consejo Editorial y, por supuesto, quienes publican, el Club de la Energía y los dos sponsors (Deloitte y Garrigues), hemos puesto en este bonito y fructífero proyecto.

Y, dado que del Consejo Editorial hablamos, nuestro especial agradecimiento a todos y cada uno de sus representantes y, si se nos permite una especial mención a nuestro queridísimo maestro, compañero y amigo Don Pablo Benavides, quien –a pesar de su lamentable enfermedad - siempre con alegría, tesón y buen ánimo tiró de este carro como si fuera cosa propia. Gracias, Pablo. Por supuesto también nuestro sincero agradecimiento a todos quienes hacen y han hecho posible esta publicación.

El mundo en el que vivimos evoluciona a una velocidad vertiginosa, y el sector de la energía no es ajeno –ni mucho menos- a esa evolución. *Cuadernos de Energía* ha demostrado hasta la fecha estar a la altura de las circunstancias. Hemos de perseverar en el empeño. Nuestras metas fueron claras en su momento y también los son ahora. Alcancemos esos objetivos y brindemos por diez años de buen hacer. Nuestro profundo agradecimiento a todos quienes han hecho posible Cuadernos de Energía.

Enhorabuena y felicidades en este décimo aniversario. ■

El futuro de la energía en la Unión Europea

Günther H. Oettinger
Comisario de Energía. Comisión Europea

La energía es la savia de nuestra sociedad. Nuestro estilo de vida resulta inconcebible sin unos suministros de energía fiables y asequibles: electricidad, calefacción y combustible. El mundo nunca había necesitado tanta energía como ahora: consumimos casi el doble que en 1980. Si esa tendencia continúa, nos va a resultar difícil evitar una crisis energética de gran magnitud, con cortes eléctricos o desabastecimiento de petróleo o gas.

Los retos relacionados con la energía se encuentran entre las mayores pruebas a las que debe enfrentarse Europa: tenemos que actuar para evitar el calentamiento global. Al mismo tiempo, necesitamos que los precios de la energía sean asequibles, ya que nuestra competitividad económica depende en gran medida de que los precios de la energía sean competitivos y el suministro energético fiable. La creciente dependencia que tiene la UE de las importaciones de terceros países también constituye una causa de gran preocupación, en especial en lo concerniente al petróleo (85%) y el gas (65%). Todos estos problemas deben ser abordados y precisan de medidas firmes. No podemos permitirnos el lujo de esperar.

Garantizar nuestro futuro: hacia una estrategia europea de la energía para la próxima década

Las políticas nacionales ya no bastan para conseguir una recuperación económica sólida y conservar nuestro bienestar. Toda decisión adoptada por un Estado Miembro tiene repercusión en los demás. La fragmentación de los mercados hace tambalearse la seguridad del suministro y limita las ventajas de la justa competencia, al tiempo que nuestras inversiones para el futuro sólo resultarán rentables y eficientes en el marco de un mercado continental. Hemos de promover una política energética común que se ajuste a nuestros objetivos políticos conjuntos: competitividad, sostenibilidad y garantía de suministro.

Un ejemplo de la necesidad de pensar a escala internacional lo ofrece el suministro de gas. Muchos Estados Miembros dependen del gas que importan de Rusia. Todos estamos de acuerdo en que la diversificación de nuestro abastecimiento de gas beneficiará a particulares y empresas de toda la UE, y estamos tratando de traer a la UE nuevas y adicionales importaciones de gas procedentes de la región del Caspio. Durante los últimos años, la Comisión de la UE ha mantenido continuas conversaciones con gobiernos y empresas por igual para convencerles que suministren a Europa gas procedente de esa región.

En líneas muy generales, en mi opinión hay cinco grandes vías fundamentales de actuación que benefician a todos los Estados Miembros y sus ciudadanos.

Centrarse en el ahorro energético

En primer lugar, existe un ingente potencial de ahorro de energía aún por descubrir y que ahorraría dinero tanto a particulares como a empresas. Ante el compromiso de reducir drásticamente nuestras emisiones y alcanzar el objetivo de aumentar la eficiencia energética en un 20% antes de 2020, la actuación en el campo de la demanda de energía es la que mayor potencial presenta de surtir un efecto inmediato en forma de ahorro energético, reducción de los residuos y conservación de nuestra competitividad. A tal efecto, la UE ha aprobado una nueva directiva en materia de eficacia energética que obliga a los Estados Miembros a poner en práctica medidas vinculantes, entre las que figuran un plan obligatorio para

las empresas de energía que les exige reducir el consumo energético a escala cliente y la obligación de los Estados Miembros de renovar con carácter anual el 3% de las edificaciones del gobierno central. Por otro lado, fomenta las auditorías energéticas en las Pymes e impone a las grandes empresas la obligación de evaluar sus posibilidades de ahorro energético.

Un Mercado Europeo de la Energía único, fuertemente integrado

No debemos continuar tolerando barreras que impidan la circulación de la energía dentro de la UE. Las fronteras nacionales pueden poner en peligro las ventajas del Mercado Único, la competitividad de nuestra industria y el suministro de las necesidades básicas a todos nuestros ciudadanos. Es preciso garantizar la justa competencia, la calidad del servicio y el libre acceso a la energía. La aplicación íntegra y correcta de la legislación comunitaria resulta ineludible. Para ello, la existencia de infraestructuras adecuadas constituye una condición *sine qua non*. Ya es hora de dotar a la energía de una infraestructura paneuropea equiparable a la que otros sectores de interés público, como las telecomunicaciones y el transporte, vienen disfrutando desde hace ya mucho tiempo: en 2015, ningún Estado Miembro debe estar aislado del Mercado Interior Europeo en lo concerniente al suministro energético. Esto significa que hemos de centrar nuestros esfuerzos en proyectos concretos que resulten necesarios para alcanzar nuestros objetivos: solidaridad, mercado interconectado, nuevas capacidades energéticas, una "red inteligente" y producción a gran escala de renovables al alcance de todos a precios competitivos. Un único Mercado Europeo de la Energía también acrecentará la competitividad de las renovables, permitiendo que los excedentes de energía generados en la Europa meridional soleada proporcionen electricidad a los hogares del norte de Europa en los momentos de falta de viento, o viceversa, que los días de viento en el norte de Europa proporcionen energía cuando en el sur del continente no brille el sol.

Los ciudadanos ante todo

Estas iniciativas deben tener siempre como eje central el impacto en los ciudadanos. Los consumidores deben beneficiarse de la ampliación de las opciones posibles, además de aprovechar las nuevas oportunidades. Las políticas energéticas tienen que ser más fáciles de comprender por los consumidores, lo que exige una mayor transparencia e información: a mí me gustaría que todas las herramientas, como la Lista de Comprobación para los Consumidores *(Consumer Check List)*, fueran mejoradas y aplicadas de forma más generalizada. Esto implica, asimismo, que todos los consumidores disfruten de su derecho a tener cubiertas las necesidades energéticas básicas en todo momento, incluso ante una crisis de suministro.

La política energética de la UE también pretende lograr mayor transparencia, acceso a una información mejor y más detallada, un mejor funcionamiento del mercado minorista y el desarrollo de infraestructuras adecuadas y de redes de seguridad para los consumidores más vulnerables. Todo ello debe sumarse a un esfuerzo permanente por aumentar la seguridad en la producción y los procesos energéticos. Hoy en día, la UE representa un valor añadido decisivo para todos los ciudadanos al garantizar la aplicación en todos los Estados Miembros de las normas más estrictas en materia de seguridad nuclear, extracción de petróleo y gas en plataformas marinas, así como en el desarrollo de nuevas tecnologías. Tenemos que continuar avanzando por este camino y no bajar la guardia.

Hacia un cambio de rumbo tecnológico

En el campo de la tecnología energética, debemos consolidar y ampliar la posición de liderazgo que ocupa Europa. Me gustaría elaborar un marco de referencia europeo que permita a los Estados Miembros y regiones maximizar sus esfuerzos por acelerar la introducción de las tecnologías en el mercado. Europa cuenta con algunos de los mejores centros de investigación y empresas de energías renovables del mundo: tenemos que conservar ese liderazgo. Además del Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas, ya hemos puesto en marcha algunos proyectos de gran magnitud que revisten un fuerte valor añadido europeo:

- Redes inteligentes que permiten enlazar todo el sistema de redes de electricidad con cada uno de los hogares y ofrecer un mejor acceso a las fuentes de energía renovables.

- Cooperación para la innovación en "ciudades inteligentes", con el objetivo de promover en toda Europa unos sistemas energéticos integrados a escala local y facilitar el ahorro energético.

Fortalecimiento del liderazgo de la UE en el mundo

La UE debe ser un interlocutor fuerte en las negociaciones internacionales. La situación actual, en la que los socios externos pueden "dividir y vencer", no se sostiene. Con una población de 500 millones de personas, la UE supone el mayor mercado energético regional del mundo y responde de una quinta parte del consumo energético del planeta. Importamos un promedio cercano a los tres millones de toneladas equivalentes de petróleo al día. La UE tam-

bién es el mayor bloque comercial económico del mundo. Debemos explotar el gran peso geopolítico que tenemos en el mundo y disfrutar de las ventajas del Mercado Único. Cada vez que la UE ha hablado con una sola voz, tal como sucede por ejemplo en lo referente a la cooperación internacional nuclear, se han obtenido resultados. La integración de los mercados de la energía con nuestros países vecinos es una obligación ineludible que contribuye tanto a nuestra seguridad como a la de ellos. Para ello, debemos avanzar en nuestras relaciones internacionales y fijarnos como objetivo el establecimiento de alianzas estratégicas con socios clave. Una política europea común constituye un magnífico mecanismo de fortalecimiento de nuestra posición en negociaciones difíciles, además de asegurar nuestro liderazgo en el contexto internacional.

Ha llegado la hora de actuar:

Nuestros objetivos en materia de clima y energía para 2030 ya están sobre la mesa. En marzo de 2013 publicamos un Libro Verde que está siendo debatido con los interesados y con los Estados Miembros antes de plantear una propuesta concreta. Vamos a decidir si elegimos tres objetivos, como hicimos en 2020 (reducción del CO_2, incremento de las renovables y eficacia energética), o tan sólo uno o dos, y si esos objetivos deben tener o no carácter vinculante. Tales decisiones deben tomarse cuanto antes para que los Estados Miembros puedan prepararse y para transmitir confianza a los inversores en este sector. Porque para los inversores el año 2030 está a la vuelta de la esquina. Como dijo Jean Monnet: *"Allá donde no hay una visión de futuro, los pueblos perecen"*. Nuestra generación debe aprovechar la oportunidad de hacer realidad esa visión estratégica.

La energía renovable en la UE: hasta el año 2020 y más allá

En 2009, los Estados Miembros de la Unión Europea se fijaron el objetivo de que, en el año 2020, el 20% de su energía procediera de fuentes renovables. Han pasado más de tres años y aún mantenemos el compromiso de alcanzar ese objetivo. Nuestro último Informe sobre las Energías Renovables apunta a que, pese a que hasta el año 2010 se ha avanzado en este terreno, hay motivos para preocuparse por los avances futuros: la transposición de la Directiva sobre Energías Renovables de 2009 ha sido más lenta de lo esperado, sin duda relacionado con la actual crisis económica por la que atraviesa Europa. Puesto que la trayectoria indicativa para alcanzar la meta última se hace más escarpada a medida que avanza el tiempo, durante los próximos años hará falta en realidad un esfuerzo mayor por parte de la mayoría de los Estados Miembros. Las políticas actuales, por sí solas, no van a bastar para impulsar el necesario despliegue de las energías renovables en la mayoría de los Estados Miembros. De ahí que resulte necesario realizar un esfuerzo aún mayor para que los Estados se mantengan durante los años venideros en la senda marcada.

Además de invertir en la generación con renovables, hemos de invertir en redes si queremos tener un mercado viable. En primer lugar, necesitamos redes inteligentes, capaces de atender múltiples variables de entrada, equilibrar esa energía y entregar un suministro consistente a los consumidores. En segundo lugar, necesitamos planes de subvención de las renovables que no creen distorsiones nocivas entre los Estados. Todos los países pertenecientes a la UE van a estar creando su propia capacidad de renovables y debemos garantizar que las ayudas estatales de un país no hagan más difícil y menos competitiva la instauración de renovables en otro. Por otro lado, algún día las renovables deberán ser capaces de competir abiertamente contra las demás fuentes de energía. Por su condición de tecnología incipiente, resulta acertado que reciban subvenciones públicas, pero no podemos crear un sistema que dependa en exceso de los fondos públicos, porque resulta insostenible.

La clave del éxito reside en crear un entorno que ofrezca seguridad a los inversores. La mayor parte de la financiación necesaria para transformar nuestro sistema energético va a provenir de manos privadas y los gobiernos deben transmitir señales de que los inversores obtendrán una rentabilidad atractiva si optan por los proyectos de energía europeos. A partir del año 2020, si no existe un marco adecuado, el crecimiento de la energía renovable experimentará un fuerte descenso. Ese es el motivo por el cual tenemos que fijar un marco para 2030; para ello, uno de los principales interrogantes es si debemos continuar estableciendo un objetivo vinculante en materia de energías renovables o si debemos optar por un objetivo de neutralidad tecnológica, únicamente para el CO_2.

Y usted quizás se pregunte: "¿Y por qué las renovables?" La respuesta es sumamente sencilla. Varios estudios demuestran que, a la hora de eliminar el carbono del sector de la energía, la manera más efectiva económicamente se consigue recurriendo a una combinación diversificada de fuentes de energía bajas en emisiones de carbono. Para ello va a ser necesario realizar una gran inversión en infraestructuras energéticas en toda Europa y, según nuestros análisis, un comienzo temprano, mejor que tardío, será el planteamiento más rentable. De hecho, una inversión a gran escala en infraestructuras redundará en beneficios para la eco-

nomía europea, ya que creará puestos de trabajo en la construcción y explotación de los nuevos sistemas lo que, a su vez, impulsará la economía.

La Hoja de Ruta de la Energía para 2050

Como he señalado anteriormente, la energía representa uno de los mayores desafíos a que se enfrenta Europa hoy en día. Al mismo tiempo que desde Europa encabezamos la lucha contra el cambio climático, nuestra competitividad económica depende plenamente de un suministro energético fiable a un precio asequible. Y esto, a su vez, depende de unas infraestructuras adecuadas. Hasta finales de los años noventa, impulsar la demanda era más importante que la eficiencia energética y los proveedores de energía suministraban principalmente a los mercados nacionales. A partir de ahora, los sistemas energéticos tienen que estar diseñados de tal manera que puedan funcionar con renovables variables y combustibles con bajas emisiones de carbono a nivel continental. ¿Está Europa preparada para asumir ese reto, y puede asumirlo? ¿Conseguirá Europa reducir las emisiones de gases con efecto invernadero en, como mínimo, un 80% antes del año 2050, manteniendo al mismo tiempo su competitividad? La Comisión Europea ha puesto el debate sobre la mesa con la publicación de la Hoja de Ruta de la Energía para 2050.

¿Qué dice la Hoja de Ruta de la Energía para 2050?

A través de un análisis basado en diferentes escenarios, la Hoja de Ruta 2050 indica los caminos posibles para conseguir la eliminación del carbono del sistema energético de la UE. El objetivo no es elegir uno en detrimento de otro sino, más bien, averiguar cuáles son los nuevos elementos comunes que respaldan el enfoque largoplacista de las inversiones. El mundo real nunca será idéntico a esos modelos, pero las conclusiones extraídas de ellos transmiten las señales fundamentales que deben guiar nuestra política futura.

La principal conclusión de la Hoja de Ruta es sencilla: la transformación del sistema energético es viable desde un punto de vista técnico y económico… si hacemos unas elecciones acertadas.

Son cinco las lecciones principales que pueden guiarnos a la hora de elegir las opciones de la política que debe transformar nuestro sistema energético para crear un futuro más sostenible:

1. El ahorro energético es crucial

En todos los escenarios de eliminación del carbono habría que conseguir un ahorro energético considerable. La demanda de energía primaria desciende del orden de entre el 16% y el 20% para 2030, y entre el 32% y el 41% para el año 2050, frente a los niveles máximos alcanzados en el período 2005-2006. Por tanto, la eficiencia energética es crucial para la transformación del sistema energético en las etapas de producción, suministro y consumo final de la energía. Para ello, como ya he señalado antes, se ha adoptado una nueva directiva sobre eficiencia energética que obliga a los Estados Miembros a poner en marcha medidas vinculantes, algunas de las cuales se han mencionado anteriormente.

Con todo, debemos ser más ambiciosos. A largo plazo, resulta fundamental una mayor eficiencia energética en los edificios tanto nuevos como ya existentes. Los edificios con un consumo energético casi nulo deberían convertirse en la norma habitual. Los productos y aparatos deberían cumplir los más estrictos estándares de eficiencia energética. En cuanto al transporte, hacen falta vehículos eficientes e incentivos a los cambios de comportamiento. Todo ello precisa de una mayor actuación tanto a escala comunitaria como en el seno de cada Estado Miembro.

2. Los porcentajes de las renovables aumentan considerablemente

El análisis demuestra que el mayor porcentaje de tecnologías para el suministro energético en el año 2050 procederá de las renovables. En 2030, todos los escenarios de eliminación del carbono apuntan a una creciente proporción de las renovables, de entorno al 30%, en el consumo energético final. En el año 2050, las renovables se situarán, como mínimo, en un 55%, lo que representa 45 puntos porcentuales por encima del nivel actual. Se trata, al mismo tiempo, de un cambio extraordinario y de un reto. Las renovables van a desempeñar un papel esencial en el *mix* energético de Europa, pasando del desarrollo tecnológico a la producción en serie y la implantación generalizada, de pequeña escala a gran escala, de estar subvencionadas a ser competitivas. Todas esas transformaciones exigen un cambio simultáneo de la política. Los incentivos del futuro deben ser más eficaces, crear economías de escala y apuntar a una mayor integración del mercado.

3. La clave es la construcción de las infraestructuras necesarias

Ante el crecimiento de la comercialización de electricidad y la penetración de las renovables hasta el año 2050 en prácticamente todos los escenarios, la disposición de infraestructuras adecuadas para la distribución, interconexión y transmisión de larga distancia se convierte en un asunto urgente. Una vez más, la existencia de infraestructuras adecuadas constituye una condición *sine*

qua non. A largo plazo se va a necesitar la ampliación de los actuales métodos de planificación a una red totalmente integrada de transmisión, distribución y almacenamiento, y se necesitarán autopistas de la electricidad, con vistas a un marco temporal aún más amplio. Por encima de todo, hemos de desarrollar redes eléctricas más inteligentes, capaces de gestionar la generación variable a partir de numerosas fuentes distribuidas, permitiendo nuevas formas de gestión de la demanda y la oferta de electricidad.

4. Los mercados europeos de la energía deben estar totalmente integrados

Un mercado europeo presenta las dimensiones correctas para garantizar el acceso a los recursos y obtener las ingentes inversiones que necesita. El mercado único de la energía debe estar totalmente integrado en 2014. Un reto adicional es la necesidad de contar en el sistema eléctrico con unas fuentes de energía flexibles debido a una mayor presencia de renovables variables. Es preciso garantizar el acceso a un abastecimiento flexible de todo tipo (gestión de la demanda, almacenamiento y centrales eléctricas flexibles de respaldo). Otro reto lo constituye la repercusión de la generación de energías renovables en los precios del mercado mayorista. Sea cual fuere la respuesta, resulta importante que la estructura del mercado ofrezca soluciones eficientes económicamente a esos retos. El impacto transfronterizo en el mercado interior merece una atención renovada. Ahora, más que nunca, hace falta coordinación. La evolución de la política energética debe tener en cuenta la manera en que cada sistema nacional se ve afectado por las decisiones de los países colindantes.

5. Invertir en tecnologías con bajas emisiones de carbono

Un precio adecuado del carbono puede servir de acicate a la implantación de tecnologías eficientes y con bajas emisiones de carbono en toda Europa. El régimen de comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés) es necesario para la transformación del sistema energético, pero no es suficiente por sí solo. El aumento de las inversiones públicas y privadas en I+D y la innovación tecnológica también resultan fundamentales para acelerar la comercialización y la modernización de todas las soluciones con bajas emisiones de carbono, con independencia de las fuentes. En especial, no cabe duda de que Europa va a tener que desarrollar más la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS, por sus siglas en inglés) a partir del año 2030, aproximadamente, en el sector eléctrico si quiere cumplir los objetivos de eliminación del CO_2.

Nuevas oportunidades para Europa

Efectivamente, a Europa le resulta más barato y sencillo trabajar unida. El mercado europeo nos brinda la oportunidad de aprovechar las economías de escala e impulsar nuevos mercados de tecnologías con baja emisión de carbono. Desde ahora hasta 2050 debe producirse una sustitución generalizada de las infraestructuras y aparatos de toda la economía, incluídos los bienes de consumo de los hogares. Esa modernización puede traer consigo más puestos de trabajo, más calidad de vida y más crecimiento. La eliminación del carbono puede convertirse también en una ventaja para Europa, situándola a la vanguardia del creciente mercado mundial de los bienes y servicios relacionados con la energía. La transformación del sistema energético contribuye, además, a reducir la dependencia de las importaciones y la exposición a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. ■

Este artículo contiene extractos de los artículos originales titulados: *Renewable energy in the EU: to 2020 and beyond, Secure our future: towards a European energy strategy y The Energy Roadmap 2050.*

Los documentos citados fueron publicados originalmente en inglés. Aunque ENERCLUB ha intentado que su traducción al español constituya un reflejo fiel de los textos originales, se pueden encontrar ligeras diferencias

Actuaciones de la Unión Europea en favor de una energía sostenible para todos

Andris Piebalgs
Comisario de Energía. Comisión Europea (2004-2009)
Comisario de Desarrollo. Comisión Europea (2009- actualidad)

La energía: fundamental para el desarrollo

A escala mundial, alrededor de 1.400 millones de personas no tienen acceso a la electricidad, y hasta mil millones más únicamente tienen acceso a una red eléctrica poco fiable. Casi tres mil millones de personas dependen de los combustibles sólidos, como la biomasa tradicional y el carbón, para calentar sus hogares y cocinar. La inversión necesaria para paliar esta situación asciende a una cifra astronómica: se calcula que haría falta una inversión cercana a los 36.000 millones de euros anuales para conseguir un acceso universal a la energía antes del año 2030. Los beneficios son, con todo, extraordinarios. Un sistema energético bien estructurado mejoraría la eficiencia del acceso a las formas de energía modernas lo que, a su vez, potenciaría las oportunidades de los más desfavorecidos del planeta de escapar de la pobreza. El acceso a la energía proporciona al ser humano los medios para generar ingresos lo que, a su vez, crea riqueza y nuevos mercados. Una energía sostenible resulta crucial para abrir el camino a un crecimiento económico incluyente, justo y ecológico, crear nuevas oportunidades laborales y contribuir a la erradicación de la pobreza, al tiempo que se evoluciona hacia unos modelos energéticos eficientes en su utilización de recursos y con una huella de carbono reducida.

La Agenda para el Cambio

Proporcionar energía sostenible a las personas que adolecen de pobreza energética constituye un punto importante de la política de desarrollo de la UE desde hace muchos años.

Ya en septiembre de 2010, en la reunión de alto nivel de la Asociación UE-África en Materia de Energía, celebrada en Viena, los ministros europeos y africanos responsables de energía se comprometieron a alcanzar unos objetivos muy concretos en el ámbito del acceso a la energía y el de las energías renovables. Desde entonces, la importancia de la energía sostenible en nuestra política de desarrollo ha ido en aumento, como queda demostrado en nuestra Comunicación titulada "Incremento del impacto de la política de desarrollo de la UE: Agenda para el Cambio" (octubre de 2011).

Ese mismo motivo es el que mueve a la Unión Europea a encabezar la iniciativa mundial Energía Sostenible para Todos (SE4ALL) y respaldar los objetivos últimos del acceso universal, la duplicación de las energías renovables y la duplicación de la tasa de eficacia energética. Por su condición de mayor proveedora del mundo de ayudas oficiales al desarrollo y de líder mundial en el campo de las tecnologías para las energías renovables, el compromiso de la UE con esta iniciativa resulta crucial.

Dentro de las fronteras de la UE, la iniciativa 20-20-20 ya ha abierto el camino al proyecto SE4ALL. Gracias a haberse fijado como objetivo que el 20% de nuestra mezcla energética corresponda a energías renovables, así como a su objetivo de mejorar la eficacia energética en un 20% y reducir las emisiones de gases con efecto invernadero en un 20%, la UE va a transformar su contribución a la energía y la sostenibilidad.

La UE se ha fijado unos planes ambiciosos también fuera de sus propias fronteras. En la Cumbre de la UE de la Energía Sostenible para Todos, celebrada en abril de 2012, el Presidente Barroso planteó el objetivo de ayudar a los países en vías de desarrollo a proporcionar a quinientos millones de personas el acceso a unos servicios energéticos sostenibles. La UE, con la ayuda de las Delegaciones que tiene

repartidas por todo el planeta, está liderando las actuaciones destinadas a garantizar que ese objetivo se traduzca en una realidad sostenible, eficaz y responsable para los pobres de todo el mundo.

El sector privado y las compañías energéticas, fundamentales

Habida cuenta de la ingente inversión necesaria para alcanzar los objetivos de la iniciativa SE4ALL y, en especial, el relativo al acceso a la energía, resulta evidente que no va a bastar con las ayudas de los organismos oficiales. Va a ser necesario construir miles de kilómetros de líneas de transporte y distribución, además de una ingente capacidad de generación. Tenemos que optimizar el intercambio energético internacional e interconectar los mercados nacionales. El papel del sector privado va a ser, por tanto, crucial, ya sea como operador independiente o mediante su colaboración en iniciativas mixtas con el sector público.

La construcción de nuevas infraestructuras y la instalación de una mayor capacidad de producción no garantizan por sí solas que la electricidad vaya a llegar realmente a la población afectada por la pobreza energética. Al fin y al cabo, la piedra angular de un mercado energético dinámico la conforma una compañía energética gestionada de forma profesional y capaz de equiparar la oferta y la demanda, de enviar facturas y de cobrar los pagos que sentarán las bases de futuras inversiones.

Algunos países van a tener que hacer un importante esfuerzo para reformar su régimen regulador con el fin de atraer las inversiones necesarias, y nosotros estamos dispuestos a respaldarles.

Hemos creado un Fondo de Asistencia Técnica de la UE, con una dotación de 80 millones de euros, que ya está preparado para ayudar a los países asociados a modificar sus políticas con la finalidad de atraer las inversiones privadas necesarias para impulsar su desarrollo.

El Fondo de Asistencia Técnica constituye una herramienta necesaria de ayuda para la elaboración e implantación de las políticas y las reformas del sector energético a escala nacional. De él forman parte actividades como la creación de capacidad, la asistencia para la preparación de proyectos y la movilización de fondos, la cooperación industrial y tecnológica, y la demostración de los proyectos. Todos esos componentes de la asistencia técnica impulsarán la cooperación de la UE con los países asociados y contribuirán a la creación de un marco que sirva de catalizador de la inversión. Esa asistencia técnica se puede materializar en proyectos concretos susceptibles de ser favorecidos a través de otros instrumentos que hemos instaurado.

Herramientas de esta iniciativa

En menos de dos años, la UE ha elaborado una completa estrategia, dotada con más de 500 millones de euros, cuya finalidad es respaldar las actuaciones destinadas a favorecer la seguridad y la fiabilidad de la energía. Pese a que el principal punto de mira de esta iniciativa es el África subsahariana, donde las necesidades son más acuciantes, también prestamos atención a otras zonas geográficas de todo el planeta.

Son varios los instrumentos de financiación complementarios que aportan fondos para destinos concretos tomando como base una serie de variables geográficas y temáticas, y a través de la creación de mecanismos de *blending*.

Instrumentos de *blending*

La financiación innovadora, piedra angular de las actividades de la UE, tiene por objeto utilizar las subvenciones de la manera más estratégica posible para conseguir que los grandes proyectos de infraestructuras dispongan de los fondos necesarios gracias la instauración de mecanismos de reparto del riesgo, al favorecimiento de la financiación de fondos rotatorios o a la subvención de los tipos de interés. Estos innovadores enfoques tienen la capacidad de "atrapar" financiación adicional procedente de inversores públicos y comerciales para impulsar el desarrollo de los mercados de la energía, el crecimiento y la creación de puestos de trabajo en los países asociados.

El *blending* es una herramienta que combina las subvenciones de la UE con otros recursos procedentes de los sectores público y privado, como préstamos y capital, para originar financiación adicional no proveniente de subvenciones. En consonancia con la Agenda para el Cambio, se fomenta la utilización del *blending* en la cooperación externa de la Unión Europea para dar paso a recursos adicionales de carácter público y privado, acrecentando de ese modo la trascendencia de la política de cooperación externa y desarrollo de la UE. Para ello se está recurriendo a los fondos financieros regionales de la UE, que abarcan las principales regiones de los países en vías de desarrollo:

- Fondo Fiduciario para Infraestructuras UE-África (ITF, según sus siglas en inglés), destinado a África y el África subsahariana.
- Fondo de Inversión de Vecindad (NIF, según sus siglas en inglés): África septentrional, Oriente Medio y Europa.
- Fondo de Inversión para el Caribe (CIF, según sus siglas en inglés).
- Fondo de Inversión para Latinoamérica (LAIF, según sus siglas en inglés).
- Fondo de Inversión para el Pacífico (IFP, según sus siglas en inglés).
- Fondo de Inversión para Asia Central (IFCA, según sus siglas en inglés).

- Fondo de Inversión para Asia (AIF, según sus siglas en inglés).

La especificidad de los instrumentos de *blending* se basa en el uso estratégico de un elemento de subvención que hace económicamente viables proyectos o iniciativas de financiadores públicos o privados, repercutiendo de ese modo en las políticas de apalancamiento. También mejora la calidad, rapidez y sostenibilidad de los proyectos, al tiempo que la utilización cuidadosa de los préstamos aumenta la disciplina financiera y el sentido de propiedad frente a las subvenciones puras.

Los proyectos de energía han sido los más numerosos de los financiados a través del ITF desde la creación de este fondo (el 62% del total), con un coste total de la inversión de 8.900 millones de euros a cambio de una contribución de la UE de 330 millones de euros, lo que representa un apalancamiento considerable.

Habida cuenta de la importancia estratégica del acceso a la energía como motor del crecimiento y la competitividad en el África subsahariana, y en consonancia con su compromiso de respaldar la iniciativa Energía Sostenible para Todos (SE4ALL), la Comisión ha asignado un total de 400 millones de euros para impulsar el acceso a la energía en el marco de la iniciativa SE4ALL y para su financiación con fondos mixtos (*blending*).

GEEREF – Fondo Mundial de Eficacia Energética y Energías Renovables

El GEEREF es un innovador fondo de fondos que proporciona capital riesgo internacional, a través de la inversión privada, para proyectos de eficacia energética y energías renovables en países en vías de desarrollo y en economías de transición. Su objetivo presenta tres vertientes:

1. Proporcionar a la población acceso a las energías renovables y aumentar la eficiencia energética en los países en vías de desarrollo y las economías en transición.

2. Luchar contra el cambio climático y contribuir a la sostenibilidad del medio ambiente.

3. Alcanzar la sostenibilidad económica.

El GEEREF promueve la colaboración innovadora entre los sectores público y privado, así como la financiación, a través de estructuras de inversión, de proyectos e iniciativas regionales de eficacia energética y energías renovables.

El objetivo en cuanto a la cuantía de los fondos del GEEREF asciende a 200-250 millones de euros, de los cuales en marzo de 2013 el GEEREF había obtenido un total de 112 millones de euros.

Asimismo, para facilitar el desarrollo de proyectos de mayor riesgo, la UE va a asignar 50 millones de euros para atraer a entidades financieras y financiadores particulares interesados en financiar proyectos de desarrollo.

Licitación pública de la electrificación rural

La electrificación rural continúa siendo uno de los retos que requieren un abordaje específico. Por ese motivo, hemos puesto en marcha una licitación pública para resolver la pobreza energética en zonas rurales y zonas no cubiertas por la red eléctrica a través de la extrapolación de actuaciones ya ensayadas con éxito y que resultan muy fructíferas para reducir la pobreza.

El objetivo concreto es mejorar el acceso del medio rural afectado por la pobreza energética a unos servicios de energía modernos, asequibles y sostenibles a través de soluciones basadas en las energías renovables y las medidas de eficacia energética. Se presta una especial atención al carácter innovador de los proyectos, el fomento de la utilización productiva de la energía, y la realización de actuaciones y actividades concebidas para ampliar el acceso a los servicios energéticos para actividades productivas locales con el fin de promover el crecimiento económico, generar empleo y, por consiguiente, aumentar la asequibilidad de la energía.

La licitación ha resultado ser un éxito, atrayendo numerosas propuestas de proyectos completos para brindar acceso a la electricidad a más de 4.000.000 personas, con una inversión total superior a los 1.200 millones de euros. La subvención de la UE cubre como máximo el 75% de los costes del proyecto, ya que tiene que garantizarse la titularidad local de los proyectos. En la licitación podían participar entidades del sector energético pertenecientes a prácticamente todas las categorías: administraciones públicas locales, ONGs, empresas privadas, entidades públicas y organismos internacionales. Puesto que nuestra financiación está limitada a 95 millones de euros, tratamos de hacer público el resultado de nuestra evaluación de tal manera que los proyectos de mayor valía puedan ser elegidos por otras entidades donantes.

No cabe duda de que esta nueva iniciativa se está construyendo sobre los sólidos cimientos de nuestra experiencia anterior. Gracias a las licitaciones previas del Fondo de Energía ACP-UE se han financiado 140 proyectos repartidos por todas las zonas geográficas del continente africano, el Caribe y la región del Pacífico, con una financiación total en forma de subvenciones en torno a los 300 millones de euros. Dichos proyectos han ayudado a conseguir mejoras palpables en las condiciones de vida de

la población beneficiaria, así como en sus condiciones socioeconómicas. Cabe destacar también la diversidad de los proyectos de electrificación rural financiados, entre los que figuraban, a título enunciativo, proyectos de acceso a la energía basados en todos los tipos de soluciones de energías renovables (solar, hidroeléctrica, eólica, biogás y biocombustible, y geotérmica).

Trabajo conjunto

Especialmente en el campo de la energía, las actuaciones emprendidas en el seno de un país deben formar parte de una estrategia regional e, incluso, continental, de mayor calado. Por ese motivo, nosotros prestamos una especial atención a la coordinación con nuestros Estados Miembros y nuestros países asociados.

Coincidiendo con la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible celebrada en 2002, la Unión Europea puso en marcha la Iniciativa para la Energía, concebida para impulsar el acceso a la energía. Dicha Iniciativa, cuyo hilo conductor es la clara vinculación entre pobreza y acceso a la energía, está desempeñando un destacado papel en el fomento de los compromisos políticos y económicos necesarios para mejorar el acceso a la energía con el fin de reducir la pobreza y sentar las bases para el desarrollo sostenible de los países en vías de desarrollo. Esta iniciativa ha ido evolucionando hasta desembocar en la Asociación África-UE sobre la Energía, en la que trabajamos juntos para elaborar una visión conjunta y una política común, así como para estimular actuaciones concretas que aborden los retos del siglo XXI en materia de energía.

Otro ejemplo es la región del Pacífico, donde en 2013 se puso en marcha la Asociación UE-Nueva Zelanda para el Acceso a la Energía con el objeto de reforzar la cooperación en proyectos conjuntos complementarios en las Islas del Pacífico.

Esta Asociación fue uno de los resultados concretos de la Cumbre para la Energía del Pacífico, celebrada en Auckland en marzo, durante la cual la UE se comprometió a facilitar 25 millones de euros más para financiar proyectos de acceso a la energía en los países del Pacífico.

El aislamiento geográfico de las Islas del Pacífico, con los elevados costes que ello acarrea a la hora de importar combustible, origina una falta real de acceso a una energía asequible y sostenible, lo cual afecta a la salud, la educación y las oportunidades comerciales de la región.

Esta asociación, que sienta las bases para mejorar la cooperación, se va a traducir en proyectos concretos de renovables, eficacia y acceso energético en la región del Pacífico. En colaboración con el Banco Europeo de Inversión y el Banco para el Desarrollo Asiático, la financiación de la UE va a potenciar aún más los resultados y a incrementar notablemente las oportunidades crecimiento.

La cooperación de la UE con la región del Pacífico también se materializa a través del Fondo de Inversión para el Pacífico (IFP, según sus siglas en inglés), un innovador instrumento de financiación que tiene por objeto cubrir las carencias de financiación de los proyectos combinando y potenciando las subvenciones de la UE con la capacidad crediticia de las entidades financieras y el capital del sector privado. El IFP, cuyo objetivo principal son las inversiones "verdes" y sensibles al cambio climático, ofrece a donantes, entidades financieras y empresas una magnífica oportunidad de luchar codo con codo para reducir la pobreza a través de la inversión en proyectos medioambientales sostenibles.

El futuro

Gracias a los más de 500 millones asignados a la lucha contra la pobreza energética, hemos sentado unos cimientos sólidos para nuestro trabajo futuro. A partir de ahora, vamos a tener que pulir ese trabajo junto con los más de 25 países que han manifestado su intención de elegir la energía como sector central de su cooperación bilateral con la UE en el próximo marco [macroeconómico] multianual (2014-2020). Nosotros les prestaremos la asistencia técnica necesaria para que puedan emprender los oportunos cambios regulatorios; respaldaremos inversiones concretas con nuestros fondos económicos y promoveremos la electrificación rural a través de nuestras licitaciones. ■

Liberalización, competencia y medio ambiente

Rodrigo de Rato y Figaredo
Ministro de Economía y Hacienda (1996-2000)
Ministro de Economía (2000-2004)

El último lustro del Siglo XX El 1er Gobierno Popular

Si bien mis funciones como Ministro de Economía y Hacienda comenzaron en 1996, no fue hasta el año 2000 cuando me fueron otorgadas competencias como máximo responsable de la cartera de energía, esta vez, como Ministro de Economía pero sin responsabilidades en materia tributaria, que correspondieron al Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas. Sin embargo, para entender el contexto energético español de mi época como Ministro con competencias en energía, resulta fundamental hacer referencia al último lustro del siglo XX, y a ello irán destinados los primeros reglones de mi contribución a esta edición especial de *Cuadernos de Energía*.

En el año 1996, cuando el Partido Popular accedió al Gobierno, la tasa de desempleo en España ascendía al 22% y existía un problema presupuestario importante. El objetivo principal del nuevo Gobierno, era reducir el déficit público, y mejorar la política presupuestaria, sobre todo conociendo su importancia de cara a la entrada en el euro y todo lo que ello conllevaba en términos de facilidad de financiación y demás ventajas económicas, y convirtiéndose por tanto en nuestra más absoluta prioridad. El Ministerio de Economía y Hacienda centró todos sus esfuerzos en conseguir estos objetivos, mientras que la cartera de Industria y Energía se concentró en acelerar políticas destinadas a liberalizar y fomentar la privatización en una serie de sectores, incluyendo el sector energético, buscando la máxima eficiencia económica, la definición y concreción de los denominados Costes de Transición a la Competencia (CTCs) y la preparación para la apertura a la competencia.

Con el proceso de privatización que se estaba llevando a cabo, el capital empresarial era ahora el responsable de financiar la mayor parte de las inversiones en materia energética y, por ello, la especial atención a las condiciones de rentabilidad y de recuperación de inversiones pasaron a ser fundamentales.

El cometido pretendido en el ámbito energético venía promovido desde Europa, donde a finales de diciembre de 1995 se aprobó la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad con aspectos muy relevantes para la liberalización y apertura de los mercados eléctricos, que imponía de plazo entre el 1 de enero de 1997 y el 31 de diciembre de 2005 para llevar a cabo dicho proceso.

El Gobierno abrió un procedimiento de consulta con todos los agentes implicados del sector que se concretó en la firma, el 11 de diciembre de 2006, del Protocolo Eléctrico, que incluía mecanismos de competencia, evolución de las tarifas eléctricas, así como aspectos relativos a la cogeneración y a las energías renovables. Este protocolo culminó en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y tras la labor de los Grupos de Trabajo creados a los que pertenecían todas las partes implicadas en el sector. Al año siguiente, en el año 98, entró en vigor la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos en pro también, entre otros aspectos, del proceso de liberalización al que me he referido, y ofreciendo la posibilidad de que un mayor número de consumidores pudieran elegir libremente a su suministrador energético. Cabe mencionar que de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, se creó la Comisión Nacional de Energía, con el principal objetivo de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos.

En aquella época, existía también una preocupación medioambiental importante como demuestra que en España se fundase el primer Ministerio de Medio Ambiente en el año 1996 o que, bajo los auspicios de la Secretaría de Estado de Industria y Energía y a través del organismo técnico Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), se elaborase en el año 1999 el Plan de Fomento de las Energías Renovables, con el objetivo de alcanzar un mínimo del 12% de aportación de energías renovables a la demanda energética en España.

Paralelamente, en el ámbito internacional, en septiembre del año 1997, se adoptaba en la ciudad de Kioto un compromiso para reducir los gases de efecto invernadero que más tarde entró en vigor como protocolo en el año 2005.

Las características del sistema energético español en los comienzos S.XXI: El 2º Gobierno Popular

Ya en el año 2000, en el segundo gobierno del Partido Popular, la situación económica del país había cambiado sustancialmente. Se redujo el déficit público produciéndose una reducción de los tipos de interés, aumentó el empleo, y se generó una ganancia importante de confianza en la sociedad. Todo ello contribuyendo al bienestar general y al de las propias compañías.

La tasa de desempleo se había reducido al entorno de un 14%, y ya no existían los problemas presupuestarios ni de deuda. Se entraba entonces en un nuevo ciclo en el que las prioridades consistían en continuar con el proceso de liberalización del sistema, lo que llevó a crear una estructura ministerial diferente, y a centrar la política económica en el fomento de la competencia como máxima prioridad. Así, el Ministerio de Economía asumió las competencias en energía a través de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa.

¿Y en qué condiciones se encontraba el sector energético español? Pues además de estar inmiscuido, como ya he comentado, en pleno proceso de liberalización, adolecía de una serie de peculiaridades que constituían cierta preocupación y en las que me gustaría detenerme.

La primera de ellas, era el continuo crecimiento del consumo eléctrico desde mediados de la década de los 90 agotando el excedente de capacidad que caracterizaba al sistema español en etapas anteriores, muy por encima de las previsiones realizadas en su día. Así, la demanda de energía había crecido desmesuradamente[1], al igual que lo había hecho la demanda en punta[2]. Las tasas de crecimiento que se estaban experimentando en España, más propias de países en desarrollo que de economías maduras, estaban provocando una gran preocupación por la garantía de suministro y por poder cubrir la demanda eléctrica. Esta situación llegó a ser crítica en diciembre de 2001, cuando la generación disponible no fue capaz de atender el máximo de demanda de 35.500 MW y obligó a cortes de suministro en algunas áreas. Bajo este escenario, la Secretaría de Estado consideró prioridad agilizar los trámites para instalar nueva potencia de generación y aumentar la capacidad de transporte y distribución, para lo que acometer un proceso inversor importante resultaba fundamental.

El segundo motivo de preocupación era el relacionado con la dependencia energética de nuestro país. Mientras que en el año 1991 la dependencia energética del exterior en España era de cerca del 65%, y en 1996 del entorno del 70%, en el año 2001 dependíamos en un 74% del abastecimiento energético exterior[3]. Estos datos contrastaban con la media de la UE-15 que fue del 48% en 1991, del 47% en 1996 y del 50% en 2001. Este alto índice de dependencia del exterior se debía principalmente a que el 65% del carbón consumido era extranjero, como también lo era el 96% del gas. Adicionalmente, en el ámbito internacional se estaban produciendo una serie de acontecimientos, como fueron los atentados de Nueva York del 11 de septiembre o la Segunda Guerra del Golfo, que nos hacían más vulnerables aún a las oscilaciones de los precios de fuentes energéticas de las que nosotros carecíamos.

Mientras tanto, en el ámbito empresarial, el proceso de liberalización comenzaba a dar sus frutos, y el mercado eléctrico objetivo empezaba a dejar de ser exclusivamente el español. Las compañías empezaban a enfocar sus estrategias buscando una mayor internacionalización de sus actividades hacia otras áreas geográficas. Además, en Europa existían movimientos empresariales tendentes a la creación de grandes empresas integradas, con actividades en todos los ámbitos energéticos, adquiriendo mayor tamaño en los diferentes mercados, y surgiendo cierta presión para las compañías españolas. Así, por ejemplo, en el 2001, EDP realizó con éxito una OPA sobre HC, pasando a ser una filial del Grupo Portugués. Unos meses después se completó la operación por la cual el grupo eléctrico

[1] 30 % de aumento entre los años 1997 y 2001

[2] Crecimiento de un 44% desde el 1996 al 2001

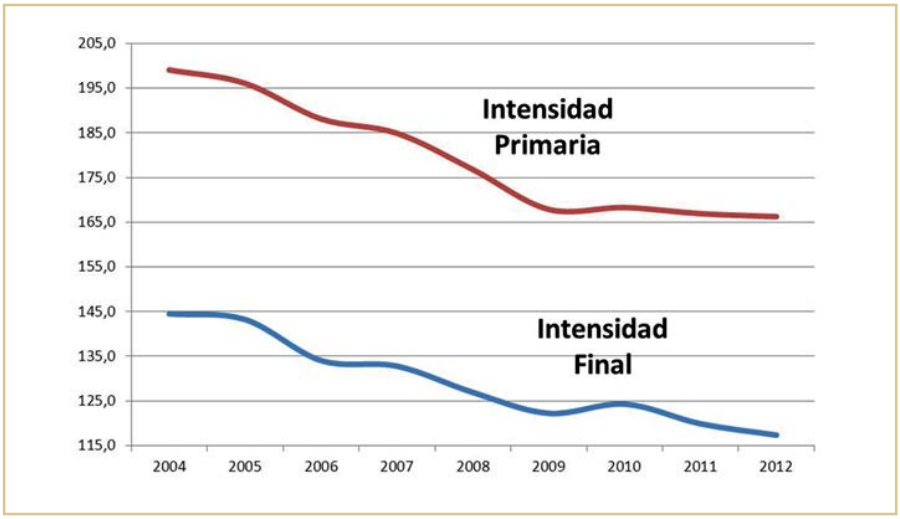
[3] Fuente: Eurostat

italiano Enel adquirió el 100% de Electra de Viesgo, entonces propiedad de Endesa, constituyendo el grupo Viesgo el quinto operador del sector eléctrico español.

Durante aquella época, mientras existían aproximaciones e intentos de fusión entre diferentes grupos empresariales del sector energético, había un debate muy importante en nuestro país relativo a la competencia en el sector energético español, que sigue existiendo en el momento actual. Si bien considerábamos que era importante contar con empresas de cierto tamaño para poder competir en el mercado global, a la vez, debía de ser compatible con una competencia efectiva en el mercado local, para lo cual cifrábamos en torno a 5/6 el número de jugadores necesarios. Esta discusión sobre, por un lado, el número idóneo de jugadores que debían existir en el sector y, por otro lado, la necesidad de tamaño para su desarrollo internacional, fue una constante en aquella época y lo sigue siendo hoy en día.

Como he mencionado anteriormente y se requiere subrayar, en el ámbito europeo se continuaban realizando grandes esfuerzos por avanzar en el establecimiento del Mercado Interior de la Energía en Europa, si bien carecíamos ya en aquel entonces de las interconexiones necesarias para crear una verdadera red transfronteriza europea, sobre todo España con el Norte. Aún así, en 2001, nuestro país, convencido de su compromiso de apoyar la consumación del Mercado Único, firmó con Portugal el protocolo para impulsar la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad con el objetivo de la creación de un mercado eléctrico común entre ambos países, que se puso en marcha el 20 de abril de 2004. La creación y puesta en marcha del MIBEL no fue tarea sencilla, pero el proceso logró culminarse con gran éxito.

Figura 1. Intensidades energéticas 2004-2012



En base a estas características del sistema mencionadas, diseñamos la actuación de nuestro Ministerio para los siguientes cuatro años, poniendo en marcha una serie de medidas para poder tener herramientas y solventar los importantes retos a los que nos enfrentábamos, e intentar así dar estabilidad y predictibilidad al modelo energético español futuro. Todo este plan pasaba por la creencia y el convencimiento de que el uso de todas y cada una de las energías disponibles era la manera de alcanzar nuestras metas.

- Para poder suplir la carencia de potencia instalada ante el crecimiento de la demanda energética, en octubre de 2002 se aprobó la planificación de redes 2002-2011 por el Parlamento. Los resultados de la planificación no se hicieron esperar, y entre los transportistas y las distribuidoras, sólo en 2002, se invirtieron más de 1.500 millones de euros en redes de electricidad y más de 900 en redes de gas.

  Adicionalmente, en cuanto a las tecnologías energéticas se refiere, a finales de 2002, se habían incorporado al sistema 3.136 MW brutos de generación, de los que 2.800 eran ciclos combinados instalados en un solo año tras la puesta en funcionamiento del primero en la central de San Roque de Cádiz en el año 2002. En 2003, entraron en operación otros 2.000 MW, lo que nos alejaba de las dificultades en materia de seguridad de suministro.

- Desde el Gobierno, continuábamos apostando fuertemente por la eficiencia energética como se demostró con la aprobación el 28 de noviembre de 2003 de la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), para el período 2004-2012, marcando la senda estratégica que la política energética debería recorrer para alcanzar los objetivos planteados.

  El fin último era, una vez más, obtener un mayor rendimiento a cada unidad de energía y compaginar el crecimiento económico y la competitividad de nuestras empresas con el desarrollo sosteni-

ble y el cumplimiento de los compromisos medioambientales asumidos por la Unión Europea. Dicha Estrategia fue desarrollada posteriormente por los Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012. Resulta difícil valorar la efectividad de estos planes por su coincidencia, sobre todo del segundo, con momentos de crisis económica importantes en nuestro país, si bien podemos afirmar que la intensidad energética se ha visto reducida de manera llamativa desde 2005.

- Otro de los planes de actuación que desde el Gobierno pusimos en marcha como parte del Plan de Fomento de Energías Renovables, fue el relativo al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establecía la metodología para la actuación y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, lo que favoreció el impulso del proceso inversor, sobre todo, de la energía eólica y solar fotovoltaica. En la elaboración de este RD, siempre tuvimos presente la importancia del desarrollo de ciertas tecnologías renovables, y de la necesidad de hacerlo a través de una retribución razonable y atractiva, pero también controlado. Sobre todo, también éramos conscientes de que la normativa debía ser objeto de revisiones continuas y con topes de acuerdo con las primas establecidas.

  También en materia medioambiental, entró en vigor el Real Decreto ley de 27 de agosto de 2004 que transpone la Directiva sobre derechos de emisión de gases de efecto invernadero y el RD de 6 de septiembre de 2004 por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión.

- Junto con el resto de energías, continuamos apoyando la energía nuclear como parte de la estrategia energética del Gobierno, como fuente energética limpia y necesaria en el *mix*, y apoyando las nuevas tecnologías de generación de esta fuente energética.

- Y por supuesto, conseguimos culminar el proceso de liberalización del sector el 1 de enero de 2003, viendo la importante adaptación empresarial llevada a cabo, con ofertas unidas de gas y electricidad, y donde los clientes comenzaron a tener la opción de solicitar ofertas alternativas, constituyendo una oportunidad sin precedentes para los consumidores.

El balance de una época y la situación actual

Si uno hace balance de la época que hemos brevemente analizado y la compara con el estado del sector energético español actualmente, podemos concluir que, por un lado, han existido cambios relevantes en el ámbito energético en nuestro país pero, por otro, en algunas materias, la situación sigue siendo similar a la de aquella época. Analicemos primero las grandes diferencias.

Hemos sido testigos de un descenso de la demanda totalmente inesperado que requiere de una revisión somera de la planificación indicativa energética que se realizó en su día, y que ha influido notablemente en las previsiones económicas de las empresas energéticas que asumieron la realización de las inversiones necesarias para poder cubrir las puntas de demanda. Éste ha sido el caso de los ciclos combinados, que fueron construidos para funcionar 5.000 horas al año y, sin embargo, actualmente no superan las 1.000.

También ha existido un avance notable innegable en la participación de las energías renovables en el sistema y un desarrollo impresionante de su curva de aprendizaje, aunque con unos muy altos costes para el sistema y sin el control necesario de las ayudas para su desarrollo.

Y no podemos olvidarnos, a pesar de la situación actual de los ciclos combinados, de la importancia que ha adquirido el gas en la última década, constituyendo un elemento esencial para la correcta integración de las energías renovables intermitentes en el sistema, añadiendo robustez y seguridad al sistema.

Por otra parte, tampoco podemos comparar el estado actual de las infraestructuras energéticas con las que contábamos hace diez o quince años con las que contamos ahora, algunas de las más avanzadas a nivel mundial, como es el caso de las refinerías, gracias a las inversiones acometidas en los últimos años.

Por último, conviene realizar una mención específica al déficit de tarifa, también existente al comienzo de la primera década del siglo XXI, pero que no suponía un problema relevante para el Gobierno ni para las empresas del sector, a diferencia del existente actualmente, que ha alcanzado unas cantidades que están poniendo en peligro la sostenibilidad económica del sistema.

Existen, en cambio, otros aspectos, como pueden ser la dependencia energética, una de las principales preocupaciones de nuestro Gobierno, cuya situación es bastante similar a la del año 2000. Así, a pesar de los grandes esfuerzos en materia de energías renovables, y probablemente debido a la alta participación del petróleo como fuente energética primaria y su vínculo al transporte, y a pesar de unos años de mejoría, y sobre todo entre el año 2011 y 2012, la situación ha sido especialmente preocupante.

Figura 2. Evolución del consumo de energía primaria según fuentes energéticas

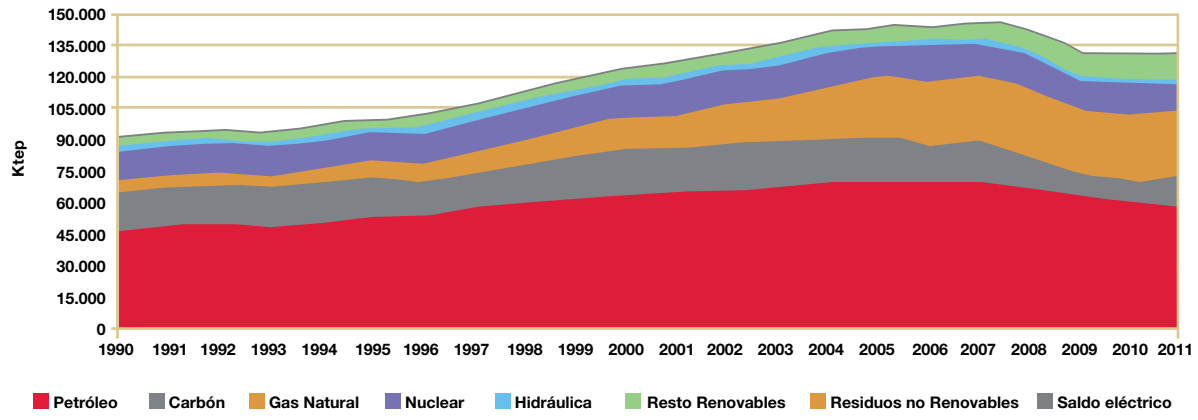
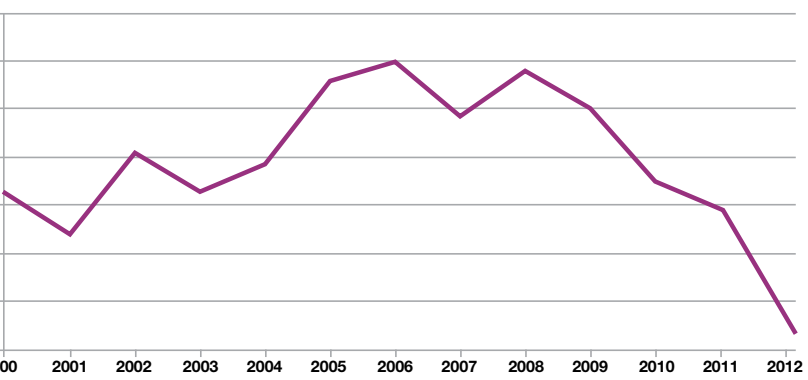


Figura 3. Dependencia energética entre los años 2000-2012



También en el ámbito europeo podemos hablar de un estancamiento o, mejor aún, afirmar que no han existido unos avances en materia de política energética, de la que, por otro lado, seguimos careciendo y no podemos estar demasiado orgullosos del desarrollo de los últimos 10 años en esta materia.

Por un lado, se ha realizado un esfuerzo muy importante en el ámbito europeo por liderar la senda hacia un nuevo modelo energético descarbonizado, en el que se ha dejado de lado la competitividad como elemento fundamental en un período además de grave crisis económica y ha existido cierta descoordinación entre las Direcciones Generales de la Comisión, lo que ha supuesto un coste monumental para nuestras empresas.

Por otro lado, no han existido avances sustanciales en la consolidación del Mercado Interior de la Energía, del que aún estamos bastante alejados, sobre todo nuestro país, que continúa siendo una isla energética, a pesar de los grandes esfuerzos que estamos realizando en Europa para ampliar nuestra capacidad de interconexión tanto de gas como electricidad.

En definitiva, seguimos sin una "voz común" europea, tan ansiada desde los primeros pasos de la Unión, y observamos la gran diversidad de opiniones de los Países Miembros en cuanto al uso o no de ciertas tecnologías energéticas.

Así, estamos viendo también como una serie de países parecen estar prescindiendo de tecnologías energéticas tan fundamentales como puede ser la energía nuclear, con el coste y las posibles consecuencias en materia de seguridad de suministro que eso puede tener. Lo mismo ocurre en cuanto a la posible explotación de recursos tales como las fuentes energéticas no convencionales, y como no existe una unanimidad de opinión en Europa sobre esta materia. Desde mi punto de vista, quizá éste es probablemente uno de los hechos más

preocupantes de los últimos años. No conozco muchas regiones en el mundo que den la espalda a la explotación de recursos energéticos propios. ¿Se le ocurre alguna al lector?

El futuro de la energía

- El centro de gravedad de la demanda de energía está trasladándose decididamente hacia las economías emergentes, en particular China, India y Oriente Medio, que llevan a aumentar un tercio la utilización de la energía.

- Las variaciones del precio de la energía afectarán sin duda a la competitividad industrial, incidiendo en las decisiones de inversión y las estrategias empresariales.

- Los países pueden amortiguar el impacto de los elevados precios promoviendo mercados de la energía más eficientes, competitivos e interconectados.

- La demanda de movilidad y de productos petroquímicos mantiene la utilización del petróleo en ascenso hasta 2035.

- Las energías renovables representan casi la mitad del incremento de la generación eléctrica mundial hasta 2035, donde China registrará el mayor incremento absoluto de generación procedente de fuentes renovables, más que el de la Unión Europea, EE.UU y Japón juntos.

- Los cambios radicales en la composición de la oferta y la demanda de petróleo enfrentan a los refinadores del mundo a un conjunto de desafío.

- Las condiciones del mercado varían acusadamente entre las diversas regiones del mundo, pero la flexibilidad y las ventajas medioambientales del gas natural en comparación con otros combustibles fósiles lo sitúan en posición de prosperar a largo plazo.

- La necesidad de Norteamérica de importar crudo habrá desaparecido prácticamente hacia 2035.

Estos "grande titulares" extraídos del *World Energy Outlook* en su recién publicada edición de 2013 demuestran que existe una realidad y es que el sector energético mundial está cambiando.

Aún así, y conscientes de todos estos cambios, ¿está surgiendo en Europa un debate energético serio?, ¿se está teniendo en cuenta el contexto energético mundial?, ¿estamos acertando en el uso o no de algunas tecnologías?. De lo que no cabe duda es que es necesaria una reflexión seria en el ámbito energético de nuestro entorno, sin obviar y teniendo muy en cuenta, todo lo que está ocurriendo a nuestro alrededor. ■

Décimo aniversario de *Cuadernos de Energía*

José Montilla Aguilera
Ministro de Industria, Turismo y Comercio (2004-2006)

Introducción

Abordar la situación del sector energético precisamente en estos momentos parece abocarnos inexorablemente a centrarnos en el proceso de reforma energética en que nos encontramos inmersos en estos últimos meses, perdiendo de vista el importante proceso de transformación que ha vivido el sector energético en esta última década.

Si bien es cierto que el sector energético en su conjunto se encuentra ante un punto de inflexión, siendo necesario un cambio de modelo capaz de dar respuesta a los importantes retos a los que se debe enfrentar en los años venideros, no menos cierto es que en esta última década el sector energético ha experimentado un sólido proceso de cambio siguiendo el mismo itinerario de crecimiento y transformación que el resto de la economía española, experimentando cambios, si cabe, de mayor trascendencia, tanto en lo que se refiere a la dimensión y estructura del mercado, a la situación de sus empresas y a su regulación sectorial.

En este proceso de transformación han irrumpido en los últimos años nuevos retos, no previstos en el inicio de la andadura del proceso de liberalización del sector energético, tales como la lucha contra el cambio climático, la integración de las energías renovables, la necesidad de seguir avanzando hacia unos mercados energéticos minoristas realmente competitivos o la propia necesidad de adecuar nuestra política energética tomando en consideración los efectos que produce sobre nuestra competitividad empresarial - especialmente en lo que se refiere al coste económico de los *inputs* energéticos -. Retos que, como no puede ser de otra forma, exigen de un proceso de transición hacia un nuevo modelo energético para el futuro.

No cabe duda que la transición hacia este nuevo modelo energético es algo necesario, aunque no es tarea fácil, debido a la concurrencia de diversas circunstancias, algunas de ellas propias del modelo energético español. Cuestiones como el déficit de tarifa eléctrica, la insuficiencia crónica de los ingresos regulados, la evolución creciente – por no decir exponencial de los costes de acceso -, nuestra dependencia energética exterior o la necesidad de un mercado capaz de integrar una creciente generación de origen renovable en un contexto de relativo aislamiento – o de interconexiones de carácter supranacional – constituyen cuestiones propias del modelo energético español que le otorgan una especificidad propia que condicionará las propuestas finales.

Precisamente de lo alambicado y complejo que es este proceso surge la necesidad de un debate sosegado que nos permita, partiendo de las fortalezas que presenta el sector energético, tomar las medidas adecuadas de crecimiento para el futuro.

Y es justamente en este ámbito donde a lo largo de estos últimos años, iniciativas como la del Club Español de la Energía, conjuntamente con **Deloitte y Garrigues,** con sus *Cuadernos de Energía* han jugado un papel crucial. Durante esta última década, que justo en estos momentos conmemoran, *Cuadernos de Energía* ha sido capaz de poner a disposición de la sociedad un ámbito de debate más profundo y sosegado, erigiéndose en un referente no únicamente para el sector sino para la sociedad en su conjunto.

Como ya muy bien apuntaba en marzo de 2003 D. Pedro María Meroño, con motivo del primer número de *Cuadernos de*

Energía, "publicaciones con la vocación de ésta son especialmente necesarias en unos momentos en los que puede afirmarse, sin temor a caer en exageraciones, que el mundo de la energía ha cambiado completamente". Y no iba nada errado D. Pedro, ya que, a lo largo de toda esta década, con sus cerca de cuarenta números, *Cuadernos de Energía* ha dado testimonio del proceso de transformación del sector poniendo especial énfasis en aquellas cuestiones más candentes en cada momento.

Es por ello que antes de todo, mis primeras palabras deban ser de felicitación por el trabajo realizado a lo largo de estos últimos diez años y de agradecimiento por su amable invitación a participar en esta obra conmemorativa del décimo aniversario de *Cuadernos de Energía*, no sin dejar de animarles a que continúen con la dedicación y esfuerzo que siempre les ha caracterizado durante todo este tiempo.

Como parte protagonista que me siento de la historia del sector energético, a través de mis distintos ámbitos de responsabilidad pública, me permitirán que centre mi humilde aportación a esta obra conmemorativa al análisis de los que a mi entender son los grandes retos que afronta el sector en estos momentos, no sin antes realizar una valoración de lo que ha sido el proceso de transformación experimentado en esta última década.

2003-2013: una década clave en el proceso de liberalización

En los últimos diez años, es indudable que el consumidor español ha sido partícipe de un proceso de liberalización de los sectores eléctrico y gasista sin precedentes en la economía española. Si bien es cierto que el proceso se inició a finales de la década de los noventa con la introducción de un nuevo modelo de funcionamiento basado en la introducción de principios de competencia en las actividades de aprovisionamiento, producción y suministro, el año 2003 constituye un hito en este proceso, fecha en que todos los consumidores, sin excepción, tienen derecho a elegir libremente su comercializador.

En todo este proceso liberalizador del sector energético, de la mano de las directrices que emanaban de la Comisión Europa, se han dado pasos significativos en la consecución de un marco regulatorio necesario para el correcto funcionamiento de los mercados. Tratar de evaluar los avances acaecidos en una década en el sector así como en su política energética sin duda puede resultar una tarea titánica. Con el ánimo de centrarme en aquellas cuestiones más relevantes me permitirán que resalte aquellas analizando su aportación a la consecución de los objetivos, contemplados en la política energética comunitaria y española, de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad ambiental.

a) Seguridad de suministro

Desde la perspectiva del objetivo de la seguridad de suministro - consistente en la consecución de un suministro continuo y de calidad reduciendo la dependencia exterior y diversificando nuestras fuentes de aprovisionamiento -, la década se ha caracterizado tanto por un incremento de la presencia tanto del gas natural como de las energías renovables modificando radicalmente nuestra matriz de generación.

El contexto energético de los últimos años en España se ha caracterizado por la existencia de una senda de alta penetración tanto del gas natural como combustible de generación en el sector eléctrico - fenómeno que era prácticamente marginal hasta el año 2002 con los primeros ciclos combinados - como de las energías renovables. De una matriz de generación eléctrica peninsular integrada en 2003 por un parque de generación de 61.693 MW hemos pasado en 2013 a disponer de 102.169 MW, donde las energías renovables con una potencia instalada de 39.428 MW ya representan cerca del 40% y donde los ciclos combinados se erigen como la primera tecnología de generación con una potencia instalada de 25.298 MW.

Si a esta evolución creciente de nuestro parque de generación le sumamos, desde octubre de 2008, una evolución negativa de la demanda de electricidad, el resultado inevitable es la existencia en la actualidad de un exceso de capacidad de generación eléctrica.

En definitiva y por lo que respecta a la seguridad de suministro, se puede afirmar que la situación actual del modelo español es relativamente favorable: existe un exceso de capacidad, tanto en generación eléctrica, con un margen de cobertura previsto superior al 10%, al menos hasta 2016, como en infraestructuras de importación de gas, con unos ratios de utilización de las mismas del 40-60% hasta 2014, y una amplia diversificación de aprovisionamientos de gas natural y de puntos de entrada al sistema.

Esta cuestión no es nada baladí si tomamos en consideración la situación de alguno de nuestros vecinos europeos. En países como Francia o Reino Unido se han detectado posibles problemas de insuficiente capacidad de generación en el medio y largo plazo produciéndose en estos momentos un importante debate al respecto. En el sector del gas natural, por otra parte, países como Alemania o Italia presentan una elevada dependencia del gas ruso, sin duda otra de las grandes cuestiones sobre la mesa en estos momentos.

De forma paralela, durante esta década han continuado las mejoras de la infraestructura eléctrica y gasista de las diferentes zonas geográficas, lo cual ha incrementado notablemente la capacidad de transporte y evacuación de la energía, por lo que la valoración debe ser positiva en términos generales.

No obstante, y con el objeto de no pretender dar una visión sesgada de la realidad, también es necesario poner de manifiesto debilidades del modelo que deben ser objeto de revisión. Si bien podría centrarme en aspectos comunes con el resto de Europa, como pueden ser lo que afecta al desarrollo de las interconexiones energética y la gestión de congestiones en las mismas como elemento para favorecer la integración de las energías renovables, cuestión de gran relevancia en un momento como el actual donde se acaba de aprobar la relación de proyectos de interconexión que tienen la consideración de proyectos de interés comunitario, me permitirán que me centre en dos cuestiones que han irrumpido en estos últimos años, una propia e intrínseca al caso español y una segunda más extendida en toda sociedad desarrollada.

Por un lado, nos enfrentamos a un problema singular, que ha venido agravándose en los últimos años como es la existencia de un déficit tarifario estructural, debido a que los costes que se han reconocido a las distintas actividades reguladas - dentro de las cuáles se engloban la retribución a las actividades de transporte y distribución así como la retribución de la prima equivalente que percibe la generación de origen renovable - han sido superiores a las tarifas que pagan los consumidores ocasionando una insuficiencia crónica de ingresos.

Por otra parte, y no menos importante, el desarrollo de la red de transporte en los últimos años ha obligado a construir nuevas líneas en el territorio. Este fenómeno pone de relieve una paradoja cada vez más presente en nuestra sociedad como es el creciente rechazo y oposición - especialmente de tipo local - al establecimiento de infraestructuras de evacuación. Este efecto - NIMBY *(Not In My Back Yard)* en su terminología anglosajona - creciente en nuestra sociedad fruto de nuestro mayor bienestar material conseguido en las últimas décadas requiere de una labor de pedagogía social por parte de los poderes públicos si no queremos que en el futuro cuando se pretenda construir cualquier infraestructura energética se genere una fuerte oposición a los mismos que impida la materialización de los mismos.

b) Competitividad

Todo sistema energético debe garantizar que el suministro se realiza de forma competitiva al mínimo coste para los consumidores. A lo largo de estos últimos diez años, de la mano del proceso de liberalización se han dado avances significativos que han transformado radicalmente la situación del sector dándose cumplimiento al objetivo comunitario de disponer de una sistema eléctrico y gasista liberalizado, transparente y eficiente en el que han desaparecido las tarifas integrales. No obstante, esta realidad ha ido acompañada de unos precios finales de la electricidad, que tienen un impacto directo en la competitividad empresarial, por encima de la media comunitaria.

Frente a esta evolución de los precios finales, los mercados mayoristas han evolucionado de forma coherente con la trayectoria de los precios de los combustibles fósiles en los principales mercados internacionales, de lo que se desprende que la senda de crecimiento seguida en los últimos años se explique, principalmente, por los costes de acceso. Unos costes de acceso que han ido incorporando como costes del sistema un volumen creciente de costes reconocidos a las actividades reguladas que requieren de una revisión en un contexto como el actual de caída de la demanda energética.

En definitiva, si bien podemos afirmar que el sector energético en su conjunto ha experimentado en estos últimos años un proceso de transformación sin precedentes, la evolución reciente de los precios finales puede acabar condicionando nuestra capacidad de crecimiento económico en los próximos años, siendo éste sin duda uno de los grandes retos a los que se enfrenta el sector tal como se pondrá de manifiesto más adelante.

c) Sostenibilidad ambiental

La sostenibilidad ambiental o, lo que es lo mismo, el cumplimiento de los objetivos internacionales en materia de emisiones de gases de efecto invernadero y lucha contra el cambio climático, sin duda es uno de los ámbitos donde se ha producido un proceso de transformación más intenso en los últimos años, dándose avances significativos hacia un modelo energético sostenible. Realidades como la penetración de las energías renovables, los avances en medidas de ahorro y eficiencia energética o el propio plan de sustitución de contadores con el objetivo de avanzar en la gestión de la demanda son la mejor muestra de la senda de cambio acometida en relación a la situación existente en 2003.

No obstante, si bien son muchos los avances acaecidos en estos últimos años, la presente crisis económica - con la consiguiente caída en la demanda energética - ha hecho aflorar nuevos problemas tales como la sostenibilidad económica de los mecanismos de apoyo al régimen especial o la necesi-

dad de nuevos mecanismos económicos de recuperación de los costes de las centrales "desplazadas" que actúan como *"back-up"* del sistema.

Es precisamente en este contexto donde adquiere una mayor relevancia la necesidad de buscar un óptimo global entre competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental evitando políticas y actuaciones cortoplacistas que pueden poner en riesgo los avances conseguidos en aras de un modelo energético sostenible. Unas tarifas de acceso con un elevado peso del término de potencia o la falta de una visión de futuro para cuestiones como el autoconsumo energético pueden tener su impacto sobre los avances conseguidos en el ámbito de la eficiencia y ahorro energético.

Retos futuros del sector energético

Tal como se ha puesto de manifiesto, en términos generales, en estos últimos diez años se puede afirmar que el modelo de mercado energético español y la regulación han fomentado la garantía de suministro y su calidad dando señales a la inversión, han permitido la integración de la nueva potencia de origen renovable en un sistema eléctrico caracterizado por su escaso grado de interconexión con el resto de Europa así como se ha avanzado en la disminución de emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero.

No obstante, y probablemente acentuados por la crisis económica y la consiguiente reducción de la demanda de energía eléctrica, han surgido problemas no previstos inicialmente aflorando nuevos retos a los que la regulación debe ser capaz de dar respuesta. Si bien es cierto que los factores explicativos de estos nuevos retos son específicos de cada país, hay algunos que son comunes a nivel europeo. Entre estos últimos, el reto de la consecución del mercado interior de la energía sin duda destaca por su importancia estratégica aunque no sea el único al que hacer frente.

Es por ello que le dedicaré una especial atención, no sin olvidar aquellos otros que adquieren un carácter singular en el caso español. Aunque no será el único al que me voy a referir, se pueden imaginar que me estoy refiriendo al déficit de tarifa eléctrica.

a) Proceso de creación del mercado interior de la energía

Los mercados energéticos de la Unión Europea han vivido un momento histórico, relacionado con la implementación de los diferentes paquetes de Directivas comunitarias que han permitido avanzar y profundizar en aspectos claves para el desarrollo de la competencia y del mercado interior europeo.

Este proceso que debe culminar en 2014 con la consecución del mercado interior de la energía, sin duda, ha condicionado enormemente el devenir de la política energética seguida en España en los últimos años, condicionando tanto las decisiones adoptadas como las futuras. Un mercado interior europeo de la energía eficiente, interconectado y transparente debe ser capaz de ofrecer a sus ciudadanos y a sus empresas un abastecimiento energético seguro y sostenible al precio más bajo posible.

Si bien son muchos los que en este ámbito seguirán afirmando que a pesar de los esfuerzos de la Comisión Europea, hasta este momento no se ha articulado una política energética común, siguiendo el grueso de este tipo de políticas en manos de cada Estado Miembro, es innegable que los últimos diez años se han caracterizado por un avance sin precedentes hacia el mercado interior de la energía, habiéndose adoptado por parte de los Estados Miembros medidas comunes de apertura de los mercados y unos principios mínimos de competencia y concurrencia en sus ámbitos nacionales.

Los últimos diez años han sido testigos de dos paquetes de medidas legislativas que abordaban el acceso al mercado, la transparencia y la regulación, la protección de los consumidores, el apoyo a la interconexión y los niveles de suministro adecuados, entre otros muchos aspectos.

Sin duda la consecución de este mercado interior de la energía para 2014 constituye un objetivo sumamente ambicioso, siendo éste el reto de los años venideros. La reciente aprobación de un código de red para el sector gasista nos indica que se está avanzando en la efectiva aplicación de los cometidos del tercer paquete en materia de energía y que no hay vuelta atrás en el proceso.

b) Consolidación de la competencia en el segmento minorista

También como en otros mercados europeos, observamos con cierta preocupación un insuficiente grado de desarrollo de la competencia en el segmento de los consumidores doméstico-comerciales, donde la dinámica competitiva ha sido escasa hasta la fecha y apenas se ha observado la entrada de nuevos comercializadores. Estos consumidores cuentan con escasas ofertas, en particular si no obedecen a ofertas duales de electricidad y gas natural. Esta situación, en gran parte relacionada con la integración vertical entre distribución y comercialización de los incumbentes, no está mostrando indicios significativos de cambio después de la eliminación del sistema de tarifas integrales y la introducción del suministro de último recurso.

Además, se han detectado obstáculos en el paso de los consumidores al mercado libre, motivados por la falta de adaptación de la normativa y de los procedimientos de cambio de suministrador al nuevo marco de liberalización, circunstancia que está generando incertidumbre e indefensión de los consumidores, puesto que muchos aspectos relevantes asociados al cambio de suministrador quedan sujetos a interpretación.

Sin duda el Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, debe mejorar la situación sobre una cuestión de gran relevancia tal como ha puesto de manifiesto repetidamente la Comisión Europea.

c) Necesidad de una política industrial reforzada a nivel europeo con las energías renovables como vector de crecimiento económico y factor de competitividad

En una reciente Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones sobre *"Una industria europea fuerte para el crecimiento y la recuperación económica"* se apunta la necesidad de revertir la tendencia al declive de su industria para afrontar el siglo XXI. Según apunta la propia Comisión Europea, esta es la única manera de conseguir un crecimiento sostenible, crear empleo de valor elevado y resolver los retos de la sociedad a que hacemos frente. Para conseguirlo, es necesaria una visión de largo alcance, que se centre en la inversión y en la innovación, pero que movilice al mismo tiempo a favor de la competitividad de las empresas europeas todos los instrumentos disponibles a escala de la UE, especialmente el mercado único, la política comercial, la política de las PYME, la política de competencia y la política medioambiental y de investigación.

Una visión de largo plazo donde la política energética adquiere un protagonismo como factor de competitividad como *input* básico en todo proceso productivo así como vector de crecimiento a partir de las oportunidades que ofrecen las energías renovables. Es por ello que, en el caso español, seamos capaces de conciliar la apuesta por las energías renovables con precios competitivos de la energía eléctrica, teniendo en cuenta su potencial a la hora de crear empleos de alta calidad y reforzar nuestra competitividad global en un sector con importantes sinergias y efectos arrastres sobre otros sectores económicos.

d) Déficit de tarifa

Adentrándonos en los problemas que atañen propiamente al sistema energético español, la existencia de un déficit tarifario estructural, debido a que los costes que se han reconocido a las distintas actividades reguladas han sido superiores a las tarifas que pagan los consumidores, es sin duda el gran problema actual.

La insuficiencia en las medidas aplicadas para eliminar este desequilibrio nos ha llevado a que el déficit de tarifa generado en el periodo 2000 a 2012 se eleve, sin considerar los costes financieros asociados, a 36.768 millones de euros y que el saldo vivo de la deuda a 10 de mayo de 2013 - último dato publicado por la extinta Comisión Nacional de Energía (CNE) - ascendiera a 26.062,51 millones de euros.

Cabe señalar adicionalmente que las anualidades para hacer frente al pago de la deuda acumulada del sistema, son un coste significativo de la tarifa de acceso que pagan los consumidores y han ido aumentando en el tiempo desde el 8% que representaba en el año 2007 a más del 11% en estos momentos.

En consecuencia, la deuda acumulada por el sistema es elevada y su titulización está suponiendo unos mayores costes financieros que deberá pagar el consumidor a través de sus tarifas de acceso.

Esta situación, que se ha convertido en el principal problema del sector eléctrico, requiere la introducción de medidas regulatorias encaminadas a garantizar la sostenibilidad económica del sistema en el corto y medio plazo.

Es por ello que deberemos seguir con atención la evolución e implicaciones de las distintas medidas acometidas en los últimos años así como las recogidas en la reciente reforma del sector energético que en estos momentos está siendo debatida en sede parlamentaria, prestando especial atención a aquellas medidas encaminadas a buscar nuevas vías de financiación de los costes de acceso. Destinar parte de los ingresos de las subastas de derechos de CO_2 a la reducción del sobrecoste de la producción en régimen especial o la financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, deben como mínimo suavizar el impacto que puede tener sobre las tarifas de acceso que pagan nuestros consumidores un reconocimiento pleno de los costes de acceso.

A mi entender, si no se toman las medidas adecuadas para la resolución del grave problema del déficit tarifario, todas las reformas necesarias, por buenas y justificadas que fueran, en materia de transparencia, reglas de mercado, funciones de supervisión y mayor protección de los consumidores, podrían verse condicionadas, y posiblemente limitadas, por la consideración de su impacto sobre el déficit tarifario.

Son muchas las cuestiones abiertas que están presentes en el debate actual. En

esta aportación e intentando centrarme en aquellas que a mi entender presentan una mayor relevancia para el devenir del sector energético y por ende de nuestra competitividad, si bien alguien puede echar en falta otras muchas. Cuestiones no menos importantes como la consolidación del proceso de internacionalización de nuestras empresas energéticas, el desarrollo de los mercados a plazo, el desarrollo tecnológico asociado al sector energético y sus efectos arrastre sobre otros sectores de nuestra economía, los avances en la gestión de la demanda y en el ahorro y eficiencia energética, han caracterizado asimismo el proceso de transformación de nuestro sector energético.

Un proceso apasionante, donde tal como ya apuntaba al inicio de este capítulo *Cuadernos de Energía* no únicamente ha dado testimonio del mismo, sino que se ha convertido en un foro de debate sosegado y punto de encuentro de expertos que nos han aportado, incluso, sus posiciones críticas sobre las cuestiones más radiantes de política energética y de la situación del sector. No quisiera finalizar sin desearles que continúen siendo esa atalaya, punto de referencia para todos aquellos que tenemos gran interés en la materia y desearles todos los éxitos posibles para los próximos diez años. ■

Algunas reflexiones sobre la situación energética

Miguel Sebastian
Ministro de Industria, Turismo y Comercio (2008-2011)

Una reflexión global

DCuando, por iniciativa del Club Español de la Energía junto a Deloitte y Garrigues, se publicó el primer número de Cuadernos de Energía, en el año 2003, el grupo de países conocido como G-7 representaba el 50% del PIB mundial, concentrado en Estados Unidos, Europa y Japón. Hoy, una década después, estos países del G-7 apenas representan el 35% del PIB mundial y pierden en torno a un 1 punto porcentual de peso económico al año. Es evidente que la economía mundial empieza a definirse en otras áreas del mundo. Todo apunta a que la economía del siglo XXI estará dominada por países que eran casi irrelevantes en el siglo XX, como China, India o Brasil. En 1980 estas economías representaban apenas el 5% del PIB mundial. Sin embargo, de mantenerse los ritmos de crecimiento de los últimos 20 años, serán estas tres economías las que representen en 2050 más del 50% del PIB mundial. China era el sexto país del mundo a finales de 2003. Adelantó a Francia ese año, al Reino Unido en 2005, a Alemania en 2007 y a Japón en 2010, convirtiéndose en la segunda economía del planeta. Y, en 2028, cuando se cumplan, todos lo deseamos, las bodas de plata de *Cuadernos de Energía*, China será la primera potencia mundial.

Sin duda, este cambio de peso económico relativo se va a ver acompañado de cambios de similar magnitud en el campo político y geoestratégico, desplazando los centros de decisión del Oeste al Este y del Norte al Sur. Y es, en medio de este cambio de poder económico y de poder político, donde la energía se presenta como un elemento clave.

Para muchos economistas, la energía va a ser la restricción dominante en el largo plazo a nivel global, es decir, la restricción económica que va fijar los límites y la capacidad del crecimiento futuro.

En 1990 el consumo de energía de los países emergentes era el 25% del total. En 2013 estos países ya representan casi el 50% del consumo total y China se ha convertido en el mayor consumidor energético global, superando a Estados Unidos.

Y parece claro que la demanda de energía por parte de las economías menos avanzadas seguirá creciendo fuertemente en los próximos años. Así, la Agencia Internacional de la Energía cree que en los próximos 20 años la demanda de energía en los países avanzados crecerá tan solo un 4% acumulado, frente a casi el 60% de las emergentes. Este escenario de fuerte presión de la demanda por parte de los nuevos actores va a generar tensiones en los mercados energéticos que llevarán asociados episodios de fuerte inestabilidad. Además del encarecimiento de precios energéticos, no podrá ignorarse el impacto sobre el medioambiente y sobre las emisiones de gases de efecto invernadero de este descomunal crecimiento de la demanda energética.

Así, y a modo de ejemplo, en 1990 China emitía la mitad de CO2 que Estados Unidos. En 2020, según la Agencia Internacional de la Energía China emitirá más que Estados Unidos, la Unión Europea y Japón juntos. Una tendencia insostenible medioambientalmente, se mire como se mire.

En el ámbito europeo, la CE ha aprobado recientemente los objetivos de clima y energía para 2030. Los pilares del nuevo marco de la UE en materia de clima y energía son reducir en un 40 % las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) y que los Estados miembros fijen un objetivo agregado vin-

culante de al menos un 27% de energías renovables en 2030. Es evidente que la UE seguirá liderando la "descarbonización" de la economía. Pero también es evidente que se está replanteando la política energética impulsada en el último lustro.

Una reflexión sobre la situación energética española.

Es en este marco externo, tan cambiante y tan desafiante, donde un país pequeño y fuertemente dependiente, como es España, tiene que tomar sus decisiones de política energética de largo plazo. Unas decisiones que son muy complejas por cuatro motivos.

Primero, porque la energía se ve afectada por la mencionada incertidumbre geopolítica, pero también por una enorme incertidumbre tecnológica (las energías renovables, la nuclear, la captura y almacenamiento de CO_2, etc.…).

Segundo, porque la energía no es un sector cualquiera. Se trata de un *input* fundamental para toda la economía, para las empresas y los consumidores domésticos. Para muchos sectores industriales, su factura representa una proporción de sus costes incluso superior a la de los costes laborales.

Tercero, porque las decisiones energéticas tienen un horizonte de muy largo plazo, incluso más que las infraestructuras. Muchas de las inversiones de este sector tienen un horizonte de vida útil superior a 40 años y son difícilmente reversibles.

Y cuarto, porque la propia política energética persigue tres objetivos simultáneos, a saber: la seguridad de suministro, la competitividad y la sostenibilidad medioambiental.

Si ya es difícil con los instrumentos cada vez más limitados de la actividad política, conseguir un único objetivo, ¿qué decir cuando se trata de conseguir 3 objetivos simultáneamente? Se trata de unos objetivos que deben ser combinados con las señales que se reciben del mercado vía precios, en un complicado ejercicio de liberalización de mercados y de planificación de las infraestructuras, con horizonte temporal de largísimo plazo, y en un entorno global y tecnológico de máxima incertidumbre. Además, se trata de 3 objetivos que con frecuencia son contradictorios entre sí. Es decir, políticas o decisiones que mejoran la seguridad del suministro pueden ir en contra de la competitividad. O decisiones que afectan positivamente a la sostenibilidad medioambiental pueden entrar en contradicción con el objetivo de la competitividad y de la seguridad del suministro.

Solo hay una política que cumple simultáneamente los tres objetivos: el ahorro y la eficiencia energética. Una mayor eficiencia supone un menor consumo de energía por unidad de producto, lo que aumenta nuestra seguridad de suministro, reduce las emisiones y aligera los costes energéticos, incrementando la competitividad de nuestro tejido empresarial. Luego volveré sobre este tema.

La seguridad energética, actual y futura, nos obliga a diversificar nuestras fuentes de energía y nuestros suministradores. El petróleo sigue siendo la fuente de energía fundamental, pues representa el 49% de toda la energía primaria consumida.

Se trata de una energía que, si bien aparentemente está bien diversificada, porque ningún país proveedor supera el 14% de la cuota de mercado, su precio internacional está muy condicionado por la existencia de un cartel, la OPEP, que controla más del 40% de la producción mundial y el 80% de las reservas mundiales de petróleo.

El gas natural es nuestra segunda fuente energética, representando el 24% de la energía primaria consumida. Al contrario que en el petróleo, el gas está más concentrado, en un proveedor principal: Argelia, país que suministra más del 35% del total. Pero España ha diversificado su suministro de gas con Nigeria, Qatar, Trinidad y Tobago, Egipto y Noruega porque dispone de una red amplia de plantas regasificadoras, de hecho la mayor de Europa. Ello le posibilita hacer frente a un potencial problema de abastecimiento y a evitar que se ejerza un excesivo poder de mercado por parte de cualquier suministrador.

El carbón tiene en su contra que se trata de una fuente de energía más cara y más contaminante, perjudicando dos de nuestros tres objetivos: la competitividad y la sostenibilidad ambiental. Pero se trata de nuestra única fuente autóctona de energía fósil, lo que refuerza el objetivo de seguridad de suministro, además de ser una tecnología disponible y gestionable, por lo que puede servir de respaldo a las energías renovables. Conviene recordar que las directivas de la UE sobre la liberalización de la electricidad permiten a un Estado miembro garantizar una producción de electricidad a partir de fuentes de combustión autóctonas fósiles hasta un límite del 15% del consumo nacional, por razones de seguridad de suministro.

El repaso a nuestro mix energético quedaría incompleto sin mencionar la energía nuclear. Dicha energía parte de un coste de inversión inicial muy elevado, con una rentabilidad sujeta a incertidumbre. Pero es verdad que, una vez construidas y amortizadas, las centrales nucleares suministran electricidad a un coste reducido, mejorando nuestra competitividad. También reducen nuestra dependencia de energías fósiles importadas y no generan emisiones de CO_2. Pero, con la tecnología disponible, además de los

problemas de seguridad, que quedaron de manifiesto tras el tsunami de Fukushima, generan un problema medioambiental: el de sus residuos de alta radiación. Los residuos sólidos de nuestras 8 centrales se habían convertido en un problema que, también, nos vimos en la obligación de abordar. Utilizamos un proceso transparente, voluntario, donde los Ayuntamientos presentaron sus candidaturas que fueron valoradas con criterios técnicos. Una de las cuestiones más espinosas de mi estancia en el Ministerio fue la dura oposición a la construcción de un Almacén Temporal Centralizado para almacenar de forma segura y eficiente sus residuos. No me refiero a la de algunos movimientos ecologistas o el temor infundado de algunos colectivos, que puedo entender, sino a la hipocresía, que suponía apoyar la generación de energía nuclear y oponerse al ATC. Afortunadamente el nuevo Gobierno abordó rápidamente dicha construcción, que habíamos dejado plenamente tramitada, y cuya decisión no provocó ni la más minima reacción, frente a los que habían vaticinado un "fuerte conflicto social".

Soy consciente de que debe evitarse la simplificación, muy común, consistente en reducir el debate energético al sector eléctrico, dado que la electricidad supone poco más del 20% del consumo energético final de España. Pero también es cierto que se trata de un producto de alto valor añadido y de un sector que irá ganando peso a medida que el proceso de electrificación, que es imparable en un mundo cada vez más preocupado por las emisiones de CO2, especialmente en el sector del transporte. Pero, sobre todo, se trata de un sector híper regulado y atrae buena parte del foco público. Por ello, en el resto del artículo me referiré fundamentalmente al sector eléctrico y, en particular, a los dos acontecimientos de política energética más relevantes en dicho sector durante la última década en España.

Dos acontecimientos que están relacionados entre sí: el despliegue de las energías renovables y el llamado "déficit tarifario".

Una reflexión sobre las energías renovables

Nadie duda de que las energías renovables representen, junto al ahorro y la eficiencia, el futuro energético de nuestro país. No sólo reducen nuestra dependencia exterior y las emisiones de CO_2, sino que, además, en principio deberían implicar un desarrollo industrial, un posicionamiento internacional para nuestro país, una mejora de nuestra balanza comercial y la generación de empleo sostenible, también en el mundo rural. Estoy convencido de que España tiene que mantener esta apuesta estratégica de futuro, siempre que su despliegue vaya acompasado por la evolución tecnológica y la reducción de costes que las haga, eventualmente, competitivas. En este sentido, es posible que no hayamos ido *demasiado lejos* con las energías renovables en España. Pero, sin duda, hemos ido *demasiado rápido* y cometiendo demasiado errores. Corregir dichos errores es complicado, aunque hay que hacerlo, evitando, eso sí que sea peor el remedio que la enfermedad. Pero, además, debemos comunicar nuestra experiencia de país pionero a otros países, para evitar que se repitan dichos errores y puedan aprender de nuestra experiencia. Porque no hay duda de que las energías renovables refuerzan nuestra seguridad de suministro y nos permiten afrontar los retos del cambio climático. Pero tampoco hay duda de son más caras a corto y medio plazo, e implican un importante sobrecoste de nuestras tarifas de acceso, lo que perjudica al muchas veces ignorado objetivo de la competitividad.

Buena parte de nuestro tejido industrial depende de los costes de la energía tanto o más como de los costes laborales. En la Unión Europea tenemos muy pocos márgenes de maniobra en lo que se refiere a la política industrial, por la restricción en contra de las famosas "ayudas de Estado". La innovación es uno de los pocos márgenes de maniobra. Y las energías renovables otro. Por ello, lo que no debería ocurrir, como ha ocurrido, es que el despliegue de las energías renovables perjudique a nuestro ya debilitado tejido industrial. Los huertos fotovoltaicos consumen terreno y los receptores de las primas son, o bien los propietarios de esos terrenos o los inversores de los proyectos. Pero las primas las pagan los consumidores (recordemos que cuando hablamos de "consumidores" no solo nos referimos a los hogares, que sólo representan el 30% del total de consumo, sino, al conjunto del tejido empresarial y, sobre todo, a la industria). Por ello, esas primas son en realidad una transferencia de rentas desde las PYMES y la industria, innovadora, productiva y exportadora, hacia los terratenientes o financieros que desplegaron los huertos solares por toda España. Y, lógicamente, lo hicieron en aquellos suelos que no valían para el desarrollo inmobiliario, lejos por tanto de los núcleos urbanos, aumentando el coste de transporte. El apoyo a las energías renovables debería haber sido neutral, en el peor de los casos. Y, en el mejor, debería haber servido para que nuestro sector industrial se convirtiera en receptor y no en pagador de nuestro despliegue renovable. ¿Cómo se podría haber conseguido este efecto beneficioso? Habiéndoles hecho receptores de las ayudas a las energías renovables, fundamentalmente la fotovoltaica, si los paneles se hubieran instalado en los techos de nuestra industria, en vez de en huertos solares. Además, las primas requeridas para llevar a cabo el despliegue hubieran sido menores, dado que la rentabilidad exigida a los huertos solares, que no tenían otra actividad que la genera-

ción eléctrica y cuya inversión conllevó un crédito a largo plazo en buena parte de los casos, no hubiera sido tan alta si los perceptores hubieran sido los propios industriales que se hubieran beneficiado del menor coste de generación de electricidad como *input* de su proceso productivo, y del menor coste de transporte y distribución de la misma.

Por tanto, la **primera lección** que hemos aprendido es que se deben primar los techos y nos suelos, y dentro de los techos, los de aquellos que vayan a ser los principales pagadores del sistema de primas, es decir, el tejido industrial.

El **segundo error** cometido, tanto por los gobiernos de Aznar como de Zapatero, fue no haber incluido las primas a las renovables, que explican buena parte del endiablado problema del déficit tarifario, en el presupuesto del Estado, en vez de en la tarifa eléctrica (a cargo de los consumidores). Si hubiera sido así, los decretos y sus posibles incentivos perversos hubieran sido mirados con lupa por el ejército de economistas del Ministerio de Economía y Hacienda y alertado de sus riesgos. Pero este no es el argumento más importante. Sin duda, destaca el de la competitividad, mencionado anteriormente. Si las primas corren a cargo de los consumidores (buena parte de los cuales son industriales), la competitividad empeora, mientras que si las primas están en el presupuesto, la competitividad no se ve afectada o incluso puede mejorar si los receptores de las primas son la propia industria.

La **tercera equivocación** cometida fue fijar de antemano y a ciegas un "precio" (la prima) pero no acompañarlo de un límite a la "cantidad", es decir un tope a la capacidad instalada. El incentivo de la prima puede ser demasiado bajo, en cuyo caso no se cumplen los objetivos, tal y como ocurrió hasta 2007, o ser demasiado alto, dando lugar un importante aumento de la oferta de instalaciones. Esto fue lo que ocurrió en 2007 con el Real Decreto 661/2007. Al permitir que transcurriera todo un año desde el momento en que se alcanzaban los objetivos del PER 2005-2010, 480MW de potencia solar fotovoltaica, se produjo una avalancha, con más de 3.000MW instalados.

Por tanto, el tercer error cometido, sobre todo en un sector con fuerte innovación tecnológica y donde hay un problema de información asimétrica sobre cuáles son los verdaderos costes de la tecnología incipiente, resulta de fijar solamente el precio (primas) y no las cantidades (capacidad instalada), o no haber asignado cantidades ex ante mediante mecanismos competitivos que hicieran aflorar los costes reales e incentivaran las instalaciones más eficientes (como las subastas o como el prerregistro que hicimos posteriormente) y que habrían evitado la burbuja autonómica renovable, incentivada por la extracción de rentas generadas por las altas rentabilidades. Es cierto que a partir del RD 1578/2008, en septiembre, se estableció un procedimiento de preasignación y un cupo para las instalaciones fotovoltaicas. La prima fue decreciendo con la oferta de instalaciones. De esta forma, los avances tecnológicos, que el regulador desconoce, se trasladan al menos parcialmente a los consumidores, tal y como ocurre en cualquier sector industrial.

La burbuja fotovoltaica se produjo en la primavera de 2008 ante las propias "narices" del Gobierno y fue alentada deslealmente por los ayuntamientos y CCAA, que daban todo tipo de facilidades burocráticas, algunas apurando al máximo la legalidad, para facilitar la avalancha de solicitudes antes de que finalizara el año. Hoy es fácil decir que deberíamos haber "pinchado la burbuja", aprobando un Decreto-Ley derogando de un plumazo el RD 661, aunque ello implicase saltarse la deseada "seguridad jurídica". Pero ese Decreto-Ley no hubiera tenido el apoyo mayoritario de nuestra Cámara, ni siquiera el de nuestro propio Partido (conviene recordar que el despliegue de huertos fotovoltaicos se produjo, como es lógico, sobre todo en lo que podemos llamar el "Sun Belt" español: Castilla-La-Mancha, Extremadura y Andalucía, comunidades gobernadas entonces por el PSOE y que recibían la generosa lluvia de las primas). De nuevo, el que el Ministerio de Economía y Hacienda se declarara "ajeno" al problema (por no afectar a las cuentas públicas) impidió la reacción contundente requerida. En definitiva, el Ministerio de Industria estaba solo frente a todos. Con el RD 1578, y en medio de fuertes críticas, además de rebajar la prima, el Ministerio de Industria estableció un mecanismo "endógeno" por el cual, siempre que entrara mas potencia (cantidad) se rebajaba la prima (precio) lo que evitaba que se disparase el coste para los consumidores (el producto del "precio" por la "cantidad"). Además, se permitía que entrasen las instalaciones más eficientes, lo que favorecía el avance tecnológico. Pero el daño del RD 661 ya estaba hecho. Como consecuencia del RD 661 se instalaron en España 3000MW de paneles fotovoltaicos, 7 veces el objetivo. Un despliegue mayor en ese año que en el resto del mundo en su conjunto (Alemania+China+EEUU+resto), pese a España apenas representar el 2% del PIB mundial y el 0,8% de su territorio. Esos 3.000MW iban a recibir 3.000M€ durante 25 años, la friolera de 75.000M€ a costa de la factura de la luz de los consumidores españoles. Es cierto que si el consumo de electricidad hubiera continuado subiendo un 4-5% anual, ese exceso hubiera sido absorbido en unos pocos años. Pero llego la crisis y eso no fue así.

El **cuarto grave error** de diseño fue el de remunerar la tecnología en función de

las horas producidas, sin un límite expreso. De esta forma se producía una paradoja económica: "cuanto más oferta, mayor precio". Es decir, cuando más soplaba el viento (energía eólica) o más sol hacía (energía fotovoltaica), más subía la luz que tenían que pagar los consumidores. Esta aberración económica se puso de manifiesto sobre todo en 2009. Sin que hubiera aumentado significativamente la capacidad instalada, se dispararon los costes de las primas fotovoltaicas por el aumento de las horas de producción. En algunos medios se publicó la sospecha de fraude, incluso se habló de generación nocturna, pero nunca se pudo contrastar porque su persecución era competencia exclusiva de la CNE (probablemente otra equivocación en el diseño institucional). Al margen de que hubiera fraude o no, en cualquier caso, la situación requería un límite a las horas primadas. Porque, como segunda derivada a esta aberración económica, se daba otra: los avances tecnológicos (seguidores, paneles más eficientes, repotenciación) causaban un perjuicio a los consumidores porque elevaban la tarifa eléctrica. Todos sabemos que una de las leyes económicas señala que cualquier avance tecnológico, en la medida que reduce costes (un "choque de oferta positivo") debe ser beneficioso para los consumidores, y no solo para las empresas (piénsese en los PCs, en los televisores, en los electrodomésticos, automóviles, etc.). Por el contrario, en la energía fotovoltaica, los avances tecnológicos se traducían en una subida del precio del precio para los consumidores. Por todo ello, se imponía un límite de horas. Es cierto que las horas no se fijaban en el RD 661, ahí no se hablaba de horas, ni para bien ni para mal. En cambio, sí se hizo mención al número de horas en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, un plan estratégico bajo el que buena parte de los inversores hicieron sus planes a futuro. Por tanto, poner un límite a las horas, fijando una cifra como las del PER no puede considerarse una "violación de la seguridad jurídica". Y ni mucho menos una actuación retroactiva. Hubiera sido retroactivo si el RD 661 hubiera fijado un número de horas y nosotros lo hubiéramos cambiado. Pero no fue así. Y, al contrario de lo que se dijo en la campaña nacional e internacional orquestada, la prima no se modificó. La "tarifa" (remuneración por hora producida), que es lo que se conoce por "prima", no se tocó en absoluto. Es verdad que a las nuevas instalaciones sí se retocó la tarifa, que decrecía a medida que iba entrando nueva capacidad. Pero no a las del RD 661. Solo se limitó el número de horas, por las razones expuestas arriba. Pero su limitación recibió la crítica injusta de "retroactividad" y "violación de la seguridad jurídica".

Es cierto que primar la instalación independientemente de la producción es injusto. Pero se debe poner un límite a las horas primadas, un límite que garantice una "rentabilidad razonable". Y, superado ese límite, el generador debe recibir la remuneración de mercado.

Finalmente, **el quinto error**, también achacable al RD 661, sobre todo en lo que se refiere a la energía fotovoltaica fue el no haber impedido la conversión de estos proyectos en un producto financiero de alta rentabilidad real garantizada. Buena parte de los receptores de las primas fueron inversores financieros (clientes de los bancos, que fueron los que más apoyaron este producto, como tantos otros productos más o menos tóxicos). Si se hubiera impedido la reventa de estos derechos (en realidad "concesiones administrativas") en paquetes de pequeño tamaño que se colocaban a ahorradores pequeños o inversores internacionales, el daño hubiera sido menor. Porque en el proceso de reventa se iba perdiendo rentabilidad: los proyectos "originales", aquellos que recibían la concesión, tenían una rentabilidad real garantizada del 20%. Lo revendían en paquetes divisibles con una rentabilidad del 15% (un precio mayor) y se embolsaban la diferencia. A su vez, estos lo revendían con una rentabilidad del 10% real que seguía siendo muy atractiva y así sucesivamente. Los bancos y cajas estaban encantados con estos movimientos, porque se embolsaban comisiones o ganaban clientes (de hecho muchos clientes compraban a crédito, ni siquiera tenían ahorros). El resultado de esta pirámide es doble: en primer lugar, los últimos de la cadena ya no reciben tanta rentabilidad y son más sensibles a cualquier recorte de la misma, sobre todo si se han endeudado, y, en segundo lugar que los intereses fotovoltaicos estaban atomizados, carecían de representación y eran extraordinariamente combativos porque se les había prometido (no por parte del gobierno, sino por parte de la industria financiera) una rentabilidad basada en un numero de horas remuneradas que no era sostenible. Por todo ello, la interlocución con el sector fotovoltaico fue prácticamente imposible. Los eólicos y termo solares aceptaron la limitación de horas. Eran pocos y representaban una industria. Los fotovoltaicos eran muchos y tremendamente agresivos. A las pocas asociaciones fotovoltaicas que existían les ofrecimos un acuerdo razonable: una limitación temporal del numero de horas durante 3 años y a cambio una extensión en el número de años de percepción de las primas: de 25 a 35 años. Tres años de sacrificio a cambio de diez años de premio. A cualquier empresa industrial les hubiera parecido razonable la oferta. Pero ellos no eran industriales, en su gran mayoría. Fue imposible llegar a un acuerdo y el Gobierno, y en especial el Ministerio de Industria, sufrió un ataque mediático, político, social e incluso internacional despiadado. Los bancos y cajas no fueron ajenos a ello.

Pensando en la "verdadera" industria fotovoltaica, y no en los especuladores financieros ni en los terratenientes, intentamos tramitar, un decreto de "autoconsumo" o "generación distribuida", con "neteo", aunque el adelanto electoral impidió su publicación. Es decir, permitir que en los techos de las viviendas o pequeñas industrias pudieran instalarse paneles y que, en caso de que produjeran más electricidad de la consumida, poder volcar el excedente a la red y solo pagar por la diferencia (el "neteo"). Este decreto hubiera supuesto un impulso definitivo a la industria fotovoltaica de nuestro país, con grandes beneficios para los consumidores.

Reflexiones sobre el déficit tarifario

El problema del déficit tarifario en el sector eléctrico es, junto con el despliegue de las energías renovables, uno de los elementos más característicos del sector energético en la última década. Aunque es frecuente la confusión entre el flujo y el stock, parece que el déficit tarifario (flujo) habrá ascendido en 2013 a unos 3.600-4.000M€ en 2013, con lo que la deuda tarifaria acumulada (stock) se acercará a los 30.000M€. La aparición del mecanismo del déficit tarifario, tiene lugar a partir de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, como herramienta para enfriar a corto plazo la tasa de inflación y favorecer la incorporación de España al euro desde el inicio de la nueva moneda, se ha convertido 15 años más tarde en un problema de difícil solución. Dos han sido las causas que han agravado el déficit tarifario. La primera, la asunción por parte del sistema eléctrico y no de los Presupuestos, de los incentivos a las energías renovables. Y dos, la gravedad de la crisis económica, que al contrario de lo que se esperaba cuando se aprobaron las regulaciones de 2004 y 2007 y la planificación indicativa de 2005, lejos de crecer la demanda el esperado 4-5% anual, ha caído sistemáticamente desde 2009. En efecto, la demanda de electricidad se ha reducido en todos los años desde el inicio de la crisis, con la excepción de 2010, y ha acumulado una caída del 8% en términos reales. Dado que se estimaba un crecimiento potencial anual del 4-5%, estamos hablando de un gap de demanda de entorno a los 30 puntos porcentuales. Ello ha provocado un notable exceso de capacidad de generación instalada, que nadie pudo prever y del que no puede responsabilizarse a los sucesivos gobiernos, dado que éstos sólo se limitan a llevar a cabo una planificación indicativa en la generación, una vez ha escuchado a todos los sectores, y sus orientaciones no son vinculantes, correspondiendo la responsabilidad a las empresas que son las que llevan a cabo dichas inversiones. Todo hubiera sido muy diferente si la demanda fuera hoy un 30% mayor de lo que es. Probablemente los costes fijos de las primas a las renovables, así como el resto de los peajes (costes de distribución, de transporte, de capacidad, etc.) se hubieran diluido entre la demanda adicional sin necesidad de grandes subidas de la tarifa.

Resolver el déficit tarifario no sólo es crucial para dotar de certidumbre al sector. También es una condición necesaria para poder llevar a cabo una liberalización genuina del mismo, favoreciendo la entrada de nuevos competidores. Pero, en cualquier caso, a estas alturas resulta evidente que el déficit tarifario no puede resolverse a partir de subidas adicionales significativas de la tarifa. Y ello no sólo por el problema social y político que supone tener la segunda tarifa eléctrica más elevada de la Unión Europea, algo que podría abordarse con una extensión del "bono social" creado en 2009, sino por el mencionado impacto sobre la competitividad de la industria. Por tanto, la solución sólo puede venir, bien por la asunción por parte del sector público de buena parte de los costes, bien por la asunción de dichos costes por parte de todas las empresas del sector. La segunda opción es difícil porque las sucesivas reformas del sector desde 2009 han hecho caer sobre las empresas del sector una buena parte del ajuste, correspondiendo el resto principalmente a los consumidores. La asunción por parte del sector público de su "tercio" correspondiente no se ha cumplido. Por el contrario, la subida del IVA de la tarifa eléctrica y el gravamen de nuevos impuestos sobre el sector, que han sido trasladados parcialmente a los consumidores, han hecho que el papel de las AAPP para la resolución del problema de déficit tarifario haya sido menor de lo que le correspondería. El gobierno español está preocupado por el déficit público. Pero la asunción *overnight* del 100% de la deuda tarifaria (stock), sólo aumentaría el déficit público en lo que concierne a la carga de intereses. Además, buena parte de la Deuda del FADE ya está avalada por el Estado, por lo que el impacto sobre la solvencia del Reino de asumir la totalidad de la deuda tarifaria sería prácticamente nula. Además, las CCAA, que han sido en parte responsables de la avalancha fotovoltaica que explica unos 3000M€ anuales, deberían renunciar a parte o la totalidad del impuesto sobre electricidad. Tanto la asunción de la Deuda por parte de las AAPP, que asumiría la carga de intereses que saldría de los costes del sistema, como la rebaja del impuesto de electricidad serían compensadas por un aumento de los peajes que redujera de un plumazo el déficit tarifario. Todo ello se debe ver acompañado de un diálogo con las empresas del sector eléctrico, tanto las tradicionales como las de las energías renovables, para llevar a cabo una genuina auditoría de costes que permita completar el ajuste del déficit tarifario y permita llevar a cabo una genuina liberalización del sector. Dicho dialogo debe extenderse más allá de los costes regulados, y llevar a cabo una reforma pactada del mecanismo de precios del mercado mayorista que, teniendo en cuenta nuestro mix energético,

contribuya a mejorar la competitividad de nuestra economía.

Reflexiones sobre el Ahorro y eficiencia energética.

Seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad medioambiental son los tres grandes objetivos de política energética. Todas las energías de las que disponemos tienen sus pros y sus contras. No hay una única fuente de energía que sea la panacea. Por ello, nuestra mejor fuente de energía no es la nuclear, ni el gas, ni siquiera las renovables. Nuestra mejor fuente de energía es el ahorro energético. Porque el ahorro energético expande la economía, crea empleo y eleva la renta nacional, además de contribuir a nuestros tres objetivos energéticos.

La apuesta por el ahorro y la eficiencia energética debe ser decidida. Desde 2004 a 2011, la intensidad energética se ha reducido en un 13%, un ahorro de 93 millones de barriles de petróleo al año, el equivalente a la producción anual de todas las centrales nucleares y de ciclo combinado juntas. Pero esto es claramente insuficiente, dado que una parte no desdeñable de dicho ahorro se explica por la recesión económica y la pérdida de peso de dos sectores fuertemente consumidores de energía, como son la construcción y la industria manufacturera. Por eso, resulta preocupante que se hayan suspendido las campañas de ahorro público y privado, así como la promoción de las empresas de servicios energéticos (ESCOs), imprescindibles para poder converger con los parámetros de la UE-27 en 2020. Además, la rehabilitación energética debe ser una de las palancas para la recuperación del sector de la construcción residencial, que se encuentra en niveles mínimos, y con perspectivas todavía muy negativas de cara a 2014, a juzgar por la evolución de los visados de obra. El Plan de rehabilitación de 2000 edificios de las AAPP., que iniciamos con el edificio de Cuzco en Madrid y la cárcel de Soto del Real como experiencias polito, y que fueron muy exitosas, debería ser retomado como forma de contribuir a los objetivos energéticos, impulsar el empleo en el sector de la construcción sin coste para las arcas públicas.

El diseño del mecanismo tarifario también contribuir a estos objetivos de ahorro y eficiencia energética. En este sentido, los últimos movimientos parecen apuntar a un movimiento en la dirección contraria: se debe reducir o incluso eliminar para una parte de los consumidores el término fijo (consumidores vulnerables, regantes) y penalizar el consumo. Una tarifa lineal con un mínimo exento podría proporcionar simultáneamente un esquema de progresividad que podría incluso sustituir al actual "bono social" y un esquema que penalizara el consumo y favoreciese la introducción de estrategias de ahorro y eficiencia energética.

En este punto y, a modo de cierre, debemos recordar a ese 80% del consumo final de energía primaria que no es el sector eléctrico, y en el que hay mucho que hacer en términos de ahorro y eficiencia. Transferir parte de ese 80% al sector eléctrico, a través de la movilidad de pasajeros y mercancías, la implantación del vehículo eléctrico, la liberalización del ferrocarril, etc., es decir, aumentar la "electrificación" inteligente del país, debería ser una prioridad política. De esta forma se mitigaría el problema de "exceso de capacidad" existente, lo que permitiría abordar de forma dialogada, una reducción de costes reconocidos, sin perjudicar la rentabilidad de los generadores y distribuidores. ■

El sector eléctrico español en la década 2003-2013: la visión de Red Eléctrica de España

José Folgado Blanco
Presidente de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

No es posible realizar un análisis objetivo de la década 2003-2013 sin reparar, al menos brevemente, en los antecedentes que condicionaron la evolución del sector eléctrico español en este periodo.

La década de 1990 había arrancado con una fuerte crisis económica, que se sumaba a la moratoria nuclear y a la paralización de las inversiones en generación eléctrica como consecuencia del exceso de capacidad. Sin embargo, los últimos años del siglo suponen un cambio de escenario con la recuperación económica, y con ella el fuerte crecimiento experimentado por la demanda eléctrica, que en la segunda mitad de los años 90 creció más del doble que en los cinco años anteriores[1].

Por otra parte, con la entrada en vigor de la Ley 54/1997[2], que incorporaba a nuestro ordenamiento las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE[3], se produjo una profunda reforma del modelo eléctrico español. Esta ley, que aún con diversas modificaciones posteriores ha conformado el marco normativo del sector eléctrico español hasta hoy, introdujo la competencia en el sector, siguiendo así los movimientos que se habían desarrollado en otros países de nuestro entorno y en otros sectores económicos. Adicionalmente, en el año 1998 se impulsaba de forma decidida el desarrollo de instalaciones de régimen especial con el Real Decreto 2818/1998[4], que permitía por primera vez que algunas de estas tecnologías pudieran elegir entre percibir una tarifa regulada o bien acudir al mercado y obtener el precio del mismo más una prima.

Así las cosas, el sistema eléctrico comienza el siglo XXI en una situación de reducido margen de reserva, que dio lugar a uno de los capítulos más sensibles del sistema eléctrico español en los últimos tiempos: el 17 de diciembre de 2001 Red Eléctrica se vio obligada a realizar cortes parciales de suministro en Madrid y Levante.

Este hecho sirvió de detonante para un nuevo periodo de crecimiento y consolidación, enmarcado inicialmente en la planificación 2002-2011, que daría paso a partir de 2008 a una situación de incertidumbre fuertemente influenciada por la gravedad de la crisis económica de nuestro país. Las opiniones y debates en Cuadernos de Energía durante la década 2003-2013 reflejan claramente estas dos etapas, que se analizan a continuación desde el punto de vista de Red Eléctrica de España como observador privilegiado del sector eléctrico desde su doble condición de transportista y operador del sistema.

2003-2008: La consolidación del mercado eléctrico español

Entre los años 2003 y 2008, el sector eléctrico español experimentó un importante

[1] La demanda había crecido un 13% entre 1990 y 1995, hasta alcanzar los 151.733 GWh ese año. En el año 2000 la demanda se había incrementado hasta los 194.991 GWh, lo que supone un incremento de casi el 29% desde el año 1995.

[2] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

[3] Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.

[4] Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

crecimiento. Al calor del auge de nuestra economía –con incrementos anuales del P.I.B. superiores al 3% entre los años 2003 y 2007– el crecimiento medio del consumo eléctrico anual en este periodo se situó en el 4%. Solo en el año 2003 la demanda eléctrica peninsular aumentó en un 6,7% con respecto al año anterior, el mayor incremento desde la creación de Red Eléctrica de España en el año 1985. En este periodo el consumo de electricidad aumentó en más de un 25%, alcanzando en el año 2008 su valor máximo hasta la fecha: 265 TWh de demanda eléctrica anual peninsular. Por su parte, la punta de demanda, un indicador relevante que ilustra el tamaño del sistema eléctrico y que influye de manera crítica en las necesidades de inversión, experimentó en este periodo fuertes incrementos y llegó a alcanzar el que todavía hoy es el máximo histórico de la serie: 44.876 MW el 17 de diciembre de 2007.

Siguiendo la evolución de la demanda, y sus entonces favorables perspectivas de crecimiento, la generación instalada en la península se incrementó de forma aún más acusada en el mismo periodo. La potencia eléctrica instalada creció desde los 58.438 MW a principios de 2003 hasta los 91.405 MW a finales del año 2008, lo que supone un incremento del 56% en solo seis años. Dos fueron los elementos clave de este crecimiento, que supuso además un proceso de diversificación de nuestro parque generador: la aparición de las centrales de ciclo combinado y el fuerte desarrollo de las energías renovables.

En el año 2002 entraron en funcionamiento las seis primeras **centrales de ciclo combinado**, con un total de 2.737 MW. Al año siguiente existían ya tres centrales más y la producción de esta tecnología había aumentado un 182% respecto a su primer año en el sistema. A partir de entonces, se produjo un rápido crecimiento de los ciclos combinados en nuestro país. Entre 2003 y 2008 se instalaron en España cerca de 19.000 MW de esta tecnología de forma que a finales de 2008, el ciclo combinado era ya la tecnología con mayor potencia instalada (21.716 MW) y con mayor contribución a la cobertura de la demanda (más de un 30%). Este espectacular desarrollo del ciclo combinado –que también tuvo lugar en muchos otros sistemas eléctricos– se fundamentó en sus favorables características técnico-económicas frente al resto de tecnologías térmicas tradicionales: mayor eficiencia, menores plazos de ejecución, costes de inversión más bajos, menores emisiones de NO_x, SO_2 y CO_2, mayor flexibilidad de operación y mayor fiabilidad y disponibilidad. La seguridad de suministro del gas natural de importación necesario para abastecer estas centrales se logró mediante un enorme despliegue de plantas de regasificación, que supuso la ampliación de las existentes (Barcelona, Huelva y Cartagena) y la creación de otras nuevas (Bilbao en 2003, Sagunto en 2006 y Mugardos en 2007).

El segundo elemento que marcó el crecimiento del parque generador español en esta etapa fue el vertiginoso aumento de las tecnologías renovables. De entre todas ellas, destaca en especial la energía eólica. A comienzos de 2003 el parque eólico era de 4.391 MW, cantidad que suponía un 7,5% de la generación instalada en la península. El 85% de esta potencia se había instalado tras la entrada en vigor del ya mencionado Real Decreto 2818/1998, que había sentado las bases para un desarrollo gradual de las energías renovables en nuestro país. En el año 2004 se aprobó el Real Decreto 436/2004[5], que a la vez que consolidaba el apoyo a las renovables establecía mecanismos que limitaban e impedían los excesos, modulando la cuantía de la potencia instalada y el importe de las primas. A finales de 2008, la potencia eólica se había más que triplicado, hasta alcanzar prácticamente los 16.000 MW y convertirse en la tercera tecnología con mayor potencia instalada (17%) después del ciclo combinado (24%) y la energía hidráulica (19%).

Al final del periodo, la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007[6] permitió que la tecnología solar fotovoltaica experimentase un espectacular crecimiento. Su potencia pasó de los 612 MW existentes en 2007 a los 3.207 MW a finales de 2008, lo que supuso un incremento del 524% en solo un año. Como se tratará posteriormente, este desorbitado crecimiento en tan corto periodo de tiempo resultó imposible de financiar de manera equilibrada y sostenible.

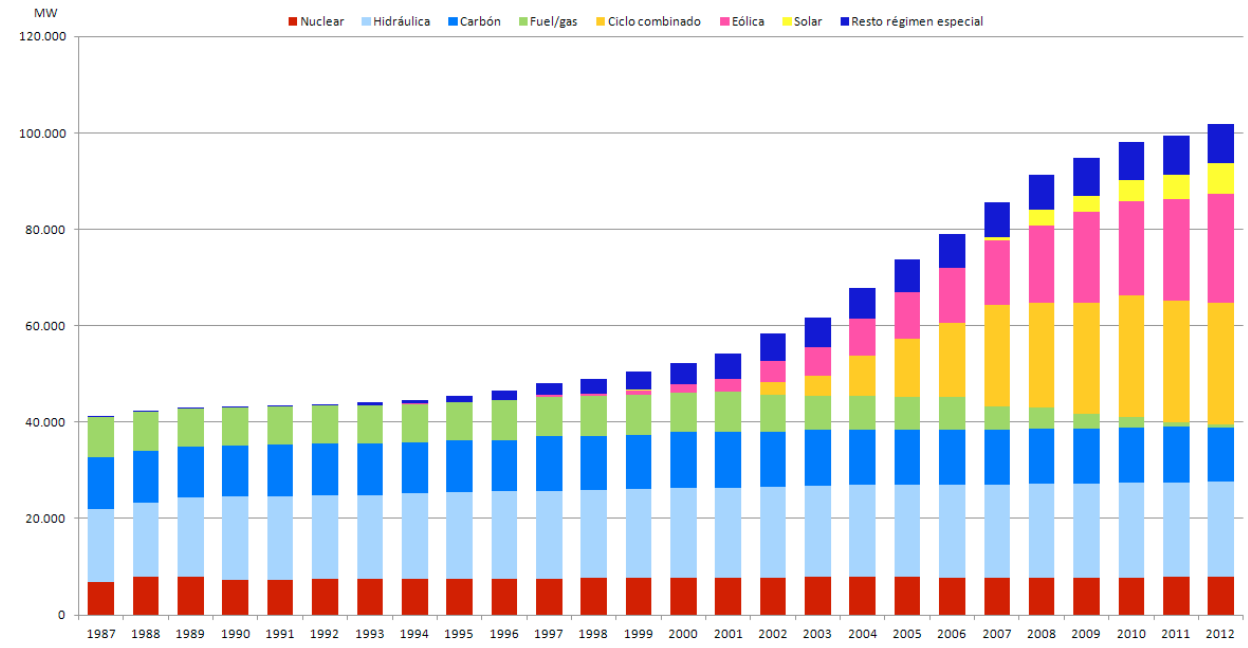
Desde el punto de vista de la política energética, el impulso a las renovables tenía un doble objetivo. Por un lado, el fomento de un recurso autóctono que redujese nuestra abultada dependencia energética, cercana al 80%. Por otra parte, el cumplimiento de los compromisos derivados de los acuerdos a nivel comunitario sobre reducción de emisiones en el contexto del protocolo de Kyoto.

Además de los avances en energías renovables, en este periodo se consolidará la

[5] Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[6] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Figura 1. Potencia instalada peninsular en MW



Fuente: Red Eléctrica de España

influencia comunitaria sobre otros muchos ámbitos del sector eléctrico español. La Directiva 96/92/CE dejará paso en el año 2003 a un segundo paquete normativo comunitario. El objetivo de este paquete, compuesto por la Directiva 2003/54/CE[7] y el Reglamento 1228/2003 sobre comercio transfronterizo, era acelerar el proceso de liberalización del mercado eléctrico europeo.

En este contexto, tuvieron lugar en España dos hitos importantes en relación con el incremento de la competencia en el sector eléctrico. Por una parte, la total apertura del mercado minorista de electricidad a partir del 1 de enero de 2003, superando ampliamente los requisitos europeos entonces vigentes. Por otro lado, la entrada en funcionamiento el 1 de julio de 2007 del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). Se culminaba así un proceso cuyos primeros pasos se habían dado en el año 1998 y se alcanzaba la consolidación del mercado eléctrico español y su integración con el mercado eléctrico de Portugal.

En este cambio radical del sistema eléctrico, **Red Eléctrica de España** hubo de jugar un papel fundamental. Como primera empresa del mundo encargada exclusivamente del transporte de energía eléctrica y de la operación del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España supo aprovechar las sinergias de ambas actividades para superar la dificultad que planteaba tanto la transformación, en muy pocos años, de nuestro *mix* energético como la consolidación del mercado eléctrico. Puede decirse, por tanto, que el modelo empresarial de Red Eléctrica de España constituyó el eje sobre el que se ha vertebrado la evolución de nuestro sector eléctrico. Este modelo, que hoy conocemos como *"Ownership Unbundled - Transmission System Operator"* (OU-TSO) suponía en este periodo un planteamiento pionero, que superaba holgadamente las débiles exigencias de separación de actividades que entonces exigía la normativa comunitaria.

La consolidación del **modelo OU-TSO** en España tuvo lugar en este periodo. Las sucesivas operaciones de adquisición de los

[7] Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

activos de transporte de Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa y Viesgo llevadas a cabo por Red Eléctrica entre los años 2002 y 2005, llevaron a ésta a ser propietaria del 99% de los activos de transporte del sistema eléctrico peninsular, lo que condujo, de hecho, al modelo OU-TSO.

A este gran desafío para Red Eléctrica hay que añadir el importante **esfuerzo inversor** realizado en este periodo, fruto del fuerte incremento de la demanda, la instalación de una importante cantidad de generación dispersa y la aparición de nuevos consumos como el tren de alta velocidad. Entre 2003 y 2008 se pusieron en servicio casi 1.700 km de nuevos circuitos de 400 kV y 878 km de 220 kV, con una inversión que superó los 3.300 millones de euros en este periodo.

Por otro lado, el desarrollo de nuevas **interconexiones** con Portugal permitió aumentar los intercambios internacionales en el seno del MIBEL, aumentando así la eficiencia del sistema conjunto y por tanto el beneficio para los usuarios de ambos países. Sin embargo, el desarrollo de una mayor capacidad de interconexión del mercado ibérico con el resto de Europa continuó quedando como asignatura pendiente. El único avance de esta etapa vino dado por la firma en junio de 2008 de un acuerdo entre los gobiernos español y francés para impulsar su interconexión eléctrica. Este acuerdo sentó las bases para la construcción de la nueva interconexión Santa Llogaia-Baixàs, cuya puesta en servicio se espera para 2014. Sin embargo, no debe olvidarse que tras la puesta en servicio de esta nueva interconexión nuestra capacidad de intercambio internacional con el resto de Europa estará aún lejos de cumplir con el objetivo del 10% establecido en el Consejo Europeo de Barcelona en el año 2002.

Finalmente, desde la perspectiva de la operación del sistema Red Eléctrica supo dar respuesta al reto de integrar un gran volumen de energías renovables no gestionables. El importante incremento de estas energías, particularmente la generación eólica, condujeron a Red Eléctrica, como Operador del Sistema, a crear el **Centro de Control de Régimen Especial** (CECRE). Dos fueron las motivaciones para la creación de este centro de control, único en el mundo. Por un lado, las especiales características de un creciente volumen de energía renovable, tales como su limitada garantía de potencia, su dificultad para ser gestionable, su particular comportamiento ante huecos de tensión, o el gran número de interlocutores. Por otra parte, la muy débil interconexión de nuestro país con Centroeuropa a través de Francia. El CECRE es el interlocutor único en tiempo real entre el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y cada uno de los centros de control de generación a los que han de conectarse las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW. El CECRE ha permitido integrar en el sistema eléctrico español la máxima producción de energía de origen renovable disponible en condiciones de seguridad. Por ejemplo, se ha llegado a lograr que de forma instantánea el 64% de la demanda sea satisfecha por energía eólica (el 24 de septiembre de 2012 a las 3:03 h), situando a nuestro país como referente mundial de la integración de energías renovables.

Sin embargo esta transformación del sector eléctrico español no ha estado exenta de problemas. Uno de los más importantes es el **déficit tarifario**.

Con el objetivo de no incrementar los precios de la energía para el consumidor, en este periodo se quebrantó el principio básico e irrenunciable de garantizar la suficiencia de ingresos para retribuir los costes incurridos en la prestación del servicio. Esta situación dio lugar al conocido como "déficit de tarifas del sector eléctrico", que se convirtió en un problema que se mantiene hasta nuestros días.

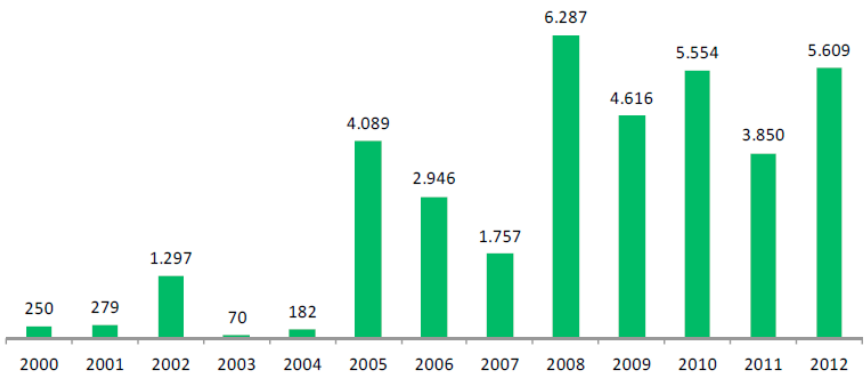
Los dos primeros déficits cuantitativamente relevantes fueron los registrados en los años 2005 y 2006. En estos años, el precio del mercado mayorista se situó por encima de los 60 €/MWh, frente a un precio en torno a los 35-40 €/MWh en los años precedentes. Sin embargo, este aumento del precio en el mercado no se repercutió a las tarifas integrales por entonces vigentes, generándose así un déficit de 7.000 M€ solo en el bienio 2005-2006.

En los años siguientes, el no reconocimiento de los costes incurridos se convirtió en un elemento habitual en la economía del sector, e incluso fue reconocido como tal por el marco regulatorio mediante la creación del llamado "déficit ex–ante". Así las cosas, a finales del año 2008 el déficit tarifario generado en el sector eléctrico superaba los 17.000 millones de euros, habiéndose producido más del 87% del mismo entre los años 2005 y 2008.

2009-2013: Un periodo de incertidumbre

El escenario energético cambió radicalmente a partir del año 2008, como consecuencia de la profunda crisis en la que se vio sumida la economía mundial. En España, la recesión se dejó sentir en mayor medida que en la media de la Unión Europea como consecuencia de los desequilibrios acumulados. Como no podía ser de otra forma, esta recesión afectó sensiblemente al consumo energético, dada su importancia como factor de producción para todos los sectores económicos y como servicio indispensable para el sector doméstico. La

Figura 2. Gráfico del Déficit del sistema eléctrico generado entre 2000-2012 (Millones €)



Fuente: CNE[10]

tendencia de crecimiento sostenido de la demanda eléctrica que se venía registrando hasta entonces se rompió, y a partir del mes de septiembre de 2008 se comenzaron a registrar tasas negativas de crecimiento. Ese año finalizó con apenas un 1% de incremento anual de la demanda peninsular, la tasa más baja desde 2003, y a partir de entonces, la demanda eléctrica anual inició una senda decreciente, con crecimientos interanuales negativos solo interrumpidos por el repunte de 2010 tras el acusado descenso del 4,7% registrado en el año 2009.

Por el lado de la producción, la nueva configuración del parque generador se ha traducido en una cobertura de la demanda donde cada vez tienen menos protagonismo las formas convencionales de producción. Aunque en los últimos años la modificación de los regímenes retributivos de las energías renovables ha resultado en una moderación de su crecimiento, el hueco térmico (horas disponibles para la producción con tecnologías térmicas, fundamentalmente el ciclo combinado) ha disminuido dramáticamente, afectando sensiblemente a la rentabilidad de las inversiones. La cobertura de la demanda mediante la producción de los ciclos combinados se ha reducido a la mitad entre 2009 y 2012, de tal forma que en este último año apenas superó el 15%.

En el terreno regulatorio, el periodo 2009-2013 ha estado marcado por el cada vez mayor **peso de la UE en el ámbito de la regulación eléctrica**, destacando a este respecto la entrada en vigor del "Tercer Paquete Regulatorio", del que sobresale la modificación de la Directiva de 2003 sobre Mercado Interior de la Electricidad. La nueva Directiva 2009/72/CE[8] estableció la obligación de adoptar el modelo de *Ownership Unbundled Transmssion System Operator* (OU-TSO) para garantizar la competencia de los mercados eléctricos y asegurar la inversión necesaria en redes de transporte. Es el modelo español, del que Red Eléctrica de España fue la empresa pionera, el que se configuró como el modelo del futuro para toda la Unión Europea. En nuestro país este modelo quedó definitivamente consolidado en este periodo. En cumplimiento de la Ley 17/2007, en el año 2010 Red Eléctrica procedió a la adquisición a Endesa, Fenosa e Hidrocantábrico los activos de transporte del sistema peninsular que quedaban pendientes de transferir, así como a adquirir a Endesa los activos de transporte de los sistemas insulares y extrapeninsulares. Con ello finalizó el proceso de adquisición de activos de transporte iniciado en 2002 y se estableció el modelo de transportista único para el desarrollo de la actividad de transporte y atribuir a Red Eléctrica dicha función.

Por su parte, el "Paquete Energía y clima" incorporó, entre otras, la Directiva para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en la que se establece como objetivo obligatorio que en el año 2020 el 20% del consumo de energía final de la Unión Europea proceda de fuentes de energía renovables, asignándose a España un objetivo también del 20%.

Durante este periodo el **déficit del sector eléctrico** ha aumentando de forma vertiginosa. Sólo entre los años 2009 y 2012 se generaron más de 19.000 millones de euros de déficit, convirtiéndose esta cuestión en un problema crónico y comprometedor de la estabilidad económico-financiera del sector. Según la CNE, a fecha 10 de mayo

[8] Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la directiva 2003/54/CE..

[9] Fuente: CNE, "Nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico a 10/05/2013".

[10] Ibídem

de 2013 el saldo vivo de la deuda del sistema eléctrico superaba los 26.000 millones de euros[9].

Los motivos del aumento de déficit durante este periodo se pueden encontrar en el incremento del coste del suministro como consecuencia de la evolución de las primas al régimen especial –unos 6.000 M€ entre el año 2007 y el año 2012– y en el peso cada vez mayor en la tarifa que supone el coste derivado de la amortización anual de los desajustes de ingresos de años anteriores, que se ha incrementado en unos 1.500 M€ entre 2007 y 2012. Este incremento de costes, al que habría que añadir la reducción en los ingresos motivada por la caída experimentada por la demanda, no ha podido ser compensado por los fuertes incrementos de las tarifas de acceso que se han producido en los últimos años.

Esta situación ha obligado a la puesta en marcha desde 2012 de diversas medidas para atajar el problema del déficit, reducir los costes de suministro y garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Las últimas medidas se produjeron en julio de este año en forma de un Real Decreto Ley, un proyecto de Ley y varias propuestas de Reales Decretos. El resultado efectivo de la aplicación de estas reformas, muchas de las cuales se encuentran aún en fase de aprobación, es aún una incógnita, lo que, unido a lo delicado de la situación económica, abre una etapa de incertidumbre en el sector.

Una mirada al futuro

De cara al futuro, la sostenibilidad y eficiencia del modelo energético español pasa por dos estrategias fundamentales. La primera de ellas, solucionar de forma definitiva el problema del déficit tarifario, y volver a la senda de la eficiencia en costes y en señales de precio. Como segunda estrategia básica, la energía en España debería abandonar su papel tradicional como factor limitante del crecimiento sostenible –por su contribución al déficit comercial, al aumento de las emisiones de CO_2, y a nuestra dependencia del exterior- y convertirse en un pilar del desarrollo socioeconómico de nuestro país.

Para lograr esta transformación, la política energética de nuestro país debería focalizarse en tres objetivos fundamentales: (i) reducir nuestra dependencia energética del exterior; (ii) cumplir los objetivos de desarrollo sostenible; y (iii) contener los precios energéticos en niveles competitivos.

El sector eléctrico puede y debe contribuir a estos objetivos desde varios ámbitos, entre los que pueden destacarse una mayor **electrificación de la economía española**, especialmente en sectores como el transporte, una mayor producción eléctrica a partir de fuentes de energía autóctonas, y un mayor ahorro y eficiencia energética.

Red Eléctrica, en el marco de su permanente compromiso con la sociedad, sabrá estar a la altura de los nuevos retos a los que España y Europa se enfrentarán en los próximos años. Somos conscientes de que el transporte y la operación del sistema serán claves para el desarrollo de las redes inteligentes, el crecimiento de la generación distribuida y la electrificación del transporte terrestre. En este entorno cambiante, Red Eléctrica continuará operando el sistema e invirtiendo en el desarrollo de la red de transporte que sea necesaria para asegurar en todo momento la seguridad del suministro eléctrico y la sostenibilidad del modelo energético. ■

La consolidación de un sistema logístico competitivo

José Luis López de Silanes
Presidente del Grupo CLH

La energía es un sector en permanente cambio, que ha experimentado una importante evolución en la última década, pero que paradójicamente se ha mantenido fiel a una tendencia: el predominio del petróleo como principal recurso energético mundial.

Factores tan determinantes como la recesión económica, el desarrollo de los biocarburantes o la paulatina incorporación de los vehículos eléctricos no han impedido que el crudo haya continuado siendo la fuente de energía más demandada en los últimos diez años, por encima de otros carburantes como el carbón o el gas natural.

Una de las razones de esta hegemonía es su utilización en el sector del transporte, que absorbe cerca del 60% del petróleo que se consume en el mundo.

A pesar de los esfuerzos que se están realizando en diferentes países para utilizar otras formas de energía e incrementar el uso de las fuentes renovables, se prevé que el consumo de combustibles fósiles siga aumentando considerablemente en el futuro.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) calcula que hasta 2035 la demanda mundial de petróleo crecerá aproximadamente un tercio y que el peso de los combustibles fósiles en el '*mix* energético' se situará en un 76%.

Este organismo prevé que el consumo mundial alcance los 101 millones de barriles diarios en 2035, frente a los 89 millones del año pasado, lo que significaría un consumo de 16.100 millones de litros de petróleo al día.

Este aumento vendrá motivado por el crecimiento de la demanda en los países emergentes, en particular en China, India y Oriente Medio, las regiones en las que se espera un mayor crecimiento demográfico y económico en los próximos años. Si los pronósticos se cumplen, China podría sobrepasar a Estados Unidos como mayor consumidor mundial de crudo en 2030.

En el lado opuesto, en los países de la OCDE apenas se producirá una variación de la demanda, debido a las menores tasas de crecimiento económico, en comparación con los países emergentes, y también a los esfuerzos que se están realizando en Europa para mejorar la eficiencia energética del continente.

Uno de los hechos más significativos será el aumento del crudo no convencional, gracias a la utilización de nuevas tecnologías de exploración y producción, principalmente por parte de Estados Unidos, que podría convertirse en el primer productor mundial de petróleo a partir de 2016 y ser prácticamente autosuficiente en materia energética para 2035, lo que contribuirá a redefinir los actuales flujos del comercio internacional del crudo y las relaciones entre los países productores y los países importadores.

La explotación de estos nuevos recursos dará lugar a que el crudo convencional pase de representar el 80% de la producción mundial a apenas dos tercios en 2035.

Las previsiones para España señalan que, al igual que en el resto del mundo, la demanda de petróleo volverá a crecer y seguirá ocupando un papel relevante en nuestro *mix* energético.

Desde 1990, el peso del petróleo en el *mix* energético español se ha mantenido en niveles cercanos al 50% del consumo de energía primaria, a pesar del crecimiento de otras energías como el gas natural, que en 1980 apenas suponía un 2% del consumo

de energía primaria y actualmente supera el 25%, o de las energías renovables, que han experimentado una importante evolución en los últimos años.

En línea con la evolución del entorno, el consumo de petróleo en nuestro país creció de manera sostenida hasta 2005, cuando alcanzó un máximo de 72 millones de toneladas.

Sin embargo, a partir de ese año, los datos de consumo han sufrido un retroceso, principalmente debido al inicio de la crisis económica, al desarrollo de nuevos motores más eficientes o a la utilización del gas natural en algunos usos tradicionales de los productos petrolíferos. Esto ha supuesto un descenso del 20% en el consumo de petróleo en España desde 2005, y un 11% para el conjunto de Europa.

Para adaptarse a esta situación, la producción de refino en la Unión Europea también ha disminuido de manera importante en los últimos años, situándose actualmente en 12,3 millones de barriles diarios, que supone un nivel ligeramente inferior a la capacidad de producción que existía en el año 2000.

Esta situación no ha sido homogénea en todos los países, ya que mientras en algunos de ellos se han anunciado cierres de refinerías o se han realizado ya, en otros países como España se han llevado a cabo importantes inversiones para ampliar o mejorar la capacidad de producción de las refinerías existentes, como ha sido el caso de la refinería de Cepsa en Huelva o de las de Repsol en Bilbao y Cartagena.

De este modo, la producción de productos refinados en España se ha incrementado desde el año 2000, principalmente para atender la creciente demanda de gasóleo de automoción en España y en el resto de Europa.

Un modelo de referencia para afrontar los retos del sector

En el escenario previsto por la Agencia Internacional de la Energía, los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, seguirán siendo durante los próximos años la principal fuente de energía mundial, manteniendo la posición de supremacía que han ocupado en los últimos años.

Ante esta situación, y teniendo en cuenta la evolución experimentada por el sector en los últimos años, uno de los principales retos de la energía a nivel mundial seguirá siendo garantizar la disponibilidad de unas fuentes sujetas a riesgos de suministro y a una elevada volatilidad de los precios.

Otro de los desafíos es la accesibilidad de los recursos energéticos, ya que las principales fuentes de energía se encuentran en zonas lejanas y conflictivas. Prácticamente la mitad del crudo del mundo pasa por sólo 6 estrechos, algunos de ellos situados en zonas particularmente inestables desde el punto de vista geopolítico.

Al mismo tiempo, la respuesta a estos dos importantes retos debe lograrse de manera sostenible para el medio ambiente y minimizando su posible incidencia sobre el cambio climático, debido en parte a la evolución de la sociedad y de los gobiernos, cada vez más concienciados con el respeto por la naturaleza y las políticas de reducción de los gases de efecto invernadero.

Ante esta perspectiva, es imprescindible que el sector del petróleo continúe desarrollando una gestión excelente de toda la cadena de valor del petróleo y, especialmente, de una parte tan importante como la logística, que ocupa una posición clave dentro de la industria del petróleo y tiene un impacto directo en la seguridad de suministro y en la elevada competitividad de los productos petrolíferos.

Una de las razones es el gran desequilibrio que existe entre las zonas de producción y las zonas de consumo, y la gran distancia que separa los principales centros de producción mundiales de los puntos de consumo, lo que hace que los principales demandantes de combustible, como Norteamérica, la Unión Europea y la zona de Asia Pacífico, dependan cada vez más de las importaciones de Oriente Medio y África.

En el caso de España, el petróleo llega por buque tanque a las refinerías, que se encuentran mayoritariamente en la costa, lo que hace necesario contar con un sistema logístico de productos petrolíferos adecuado y en constante adaptación a las nuevas circunstancias.

En este sentido, el sistema logístico español de hidrocarburos es un referente internacional, que se ha consolidado en los diez últimos años y que ha ido evolucionado en paralelo a las demandas de la sociedad. Este modelo, gestionado por el Grupo CLH, está formado por 39 plantas de almacenamiento, 28 instalaciones aeroportuarias y más de 4.000 kilómetros de oleoductos, que conectan las refinerías y los puertos de importación con las áreas de consumo.

Este sistema permite acercar los productos petrolíferos a las zonas donde se necesita con un alto grado de eficiencia. La clave para lograrlo es que la compañía gestiona de forma conjunta las actividades de almacenamiento y transporte, lo que aporta importantes ventajas operativas.

El funcionamiento de este modelo es similar al de un banco, de modo que los operadores pueden depositar sus combustibles en una planta y recogerlo inmediatamente después en una instalación de otra zona,

según sus necesidades específicas. De este modo, se evita cualquier movimiento que no sea necesario y, cuando es realmente imprescindible transportar los productos, se utilizan preferentemente los oleoductos.

Por la red de CLH circulan diferentes productos petrolíferos, en los que se incluyen gasolinas, gasóleos, fuelóleos o querosenos. Esta variedad de carburantes aumentan la complejidad del sistema y exigen una perfecta coordinación.

Por ello, la compañía ha introducido tecnología avanzando en la programación de los oleoductos y ha perfeccionado la gestión de todas sus operaciones, incorporando nuevos equipos y programas informáticos, lo que ha dado como resultado un modelo logístico más eficiente, con un alto grado de automatización. Además, la compañía realiza exhaustivos controles de todos los productos que entran y salen de las instalaciones, para comprobar que cumplen los más exigentes estándares de calidad.

Una característica fundamental de este sistema es su sostenibilidad. Los oleoductos son uno de los medios de transporte más respetuosos con el medio ambiente y su utilización evita la emisión a la atmósfera de más de 360.000 toneladas de CO_2 al año, que serían las emisiones equivalentes si se utilizaran otros medios alternativos. De hecho, la asociación ecologista GREFA ha realizado un estudio en el que verifica la sostenibilidad de estas conducciones, así como su integración el entorno.

Diferentes entidades internacionales han elogiado también el sistema logístico español, como la Agencia Internacional de la Energía, que lo ha calificado de "impresionante", además de destacar su eficiencia y alta capacidad de respuesta ante cualquier eventualidad que pudiera producirse.

Otra particularidad de este modelo es que favorece que los precios sean muy competitivos. El alto nivel de eficiencia alcanzado permite que el coste de los servicios logísticos sea inferior al 1% del precio final de venta de los productos petrolíferos, lo que redunda en el beneficio de los clientes y de los propios usuarios finales.

El mantenimiento de unos precios asequibles también se ve reforzado por la propia estructura accionarial del Grupo CLH, formada por algunos de los principales operadores petrolíferos del país, que son también clientes de la compañía, y otros importantes socios financieros nacionales e internacionales.

Esta estructura diversificada refuerza el buen funcionamiento del sistema y el mantenimiento de unos elevados estándares de calidad, al tiempo que garantiza la rentabilidad de los proyectos de inversión de la compañía.

Diez años de crecimiento sostenible

España cuenta con uno de los sistemas logísticos de hidrocarburos más eficientes, sostenibles y seguros del mundo. Para consolidar este modelo y prepararlo para los retos del futuro, el Grupo CLH ha acometido en los últimos diez años el plan de inversiones más ambicioso de su historia.

La compañía ha invertido en el periodo 2003-2013 más de 1.200 millones de euros en construir nuevas instalaciones y ampliar las existentes, así como en duplicar los principales tramos de oleoducto.

Este esfuerzo se ha vertebrado, principalmente, a través del Plan Estratégico 2007-2011, que ha permitido culminar la modernización de las infraestructuras de almacenamiento y transporte del Grupo CLH, así como adaptarlas a un nuevo entorno cada vez más competitivo. Para conseguirlo, ha sido fundamental adelantarse a las necesidades de la sociedad, ya que este tipo de inversiones requieren un largo periodo de planificación y realización.

Las actuaciones incluidas dentro de este plan han supuesto la incorporación de 1,2 millones de metros cúbicos de nueva capacidad de almacenamiento y la construcción de más de 500 kilómetros de oleoductos.

El Grupo CLH ha concluido con éxito la ampliación de cerca de una veintena de instalaciones de almacenamiento y la construcción de nuevos centros en Arahal (Sevilla) y Almodóvar del Campo (Ciudad Real). Además, la compañía también ha trasladado diferentes plantas situadas cerca de los núcleos urbanos a zonas más alejadas de la población, como es el caso de las nuevas instalaciones de Mahón (Menorca), Burgos y Castellanos de Moriscos (Salamanca).

Igualmente, se han realizado ampliaciones en las instalaciones de almacenamiento de cinco aeropuertos en los que está presente CLH Aviación y se ha construido una nueva planta en el aeropuerto de Bilbao, además de realizarse importantes remodelaciones en otras instalaciones aeroportuarias.

En cuanto a la red de transporte, CLH ha duplicado el oleoducto que conecta el centro de la Península con Zaragoza y ha finalizado el desdoblamiento del tramo comprendido entre Almodóvar del Campo (Ciudad Real) y Arahal (Sevilla), lo que ha permitido mejorar el transporte de combustibles entre el norte y el sur de la Península.

La compañía también va a poner en servicio próximamente un nuevo oleoducto entre el aeropuerto de Barajas y la instalación

de Torrejón de Ardoz – San Fernando de Henares, para poder suministrar combustible directamente desde esta planta al aeropuerto.

Al mismo tiempo, y con el objetivo de fomentar el desarrollo de las energías renovables, CLH ha adecuado su red de transporte y almacenamiento a los biocarburantes. La compañía cuenta con infraestructuras adaptadas para la distribución y mezcla de biodiésel (FAME) con gasoil y de bioetanol con gasolina, y ha introducido el biodiésel de segunda generación (Hidrobiodiésel HVO) en su sistema logístico.

A lo largo de la última década, CLH también ha puesto en marcha un nuevo centro de control en los términos municipales de Torrejón de Ardoz y San Fernando de Henares, desde donde es posible vigilar en tiempo real toda la red de oleoductos, y un nuevo laboratorio central de productos, en el que se realizan los análisis de calidad de carburantes más avanzados.

Tras el desarrollo de este importante esfuerzo inversor, la compañía ocupa la séptima posición de las principales empresas mundiales por volumen de capacidad, con 7,9 millones de metros cúbicos, y la segunda a nivel europeo.

Otra parte importante de las actividades de CLH durante los últimos diez años se ha destinado a reforzar la política de Responsabilidad Social Corporativa, mediante el impulso de actuaciones relacionadas con el medio ambiente, la calidad, la seguridad o el buen gobierno.

En esta línea, la compañía ha reforzado recientemente su estructura organizativa con el nombramiento de un Director General y la separación de las funciones del Presidente del Consejo y las del Órgano Ejecutivo. Esta medida se suma a la designación de un consejero independiente, que también se ha incorporado al Comité de Auditoría.

Además, CLH ha aprobado un Código de Conducta y un "Protocolo para fomentar la igualdad y prevenir el acoso laboral en el trabajo", y se ha adherido al Código de Buenas Prácticas Tributarias, desarrollado conjuntamente por la Agencia Tributaria y el Foro de Grandes Empresas.

En el terreno del medio ambiente, la compañía cuenta con todas sus instalaciones certificadas según la norma ISO 14001 y está trabajando para adherirse a EMAS, un reglamento de la Unión Europea todavía más exigente. CLH dispone de tres plantas con este reconocimiento y tiene planificado seguir aumentando este número en los próximos años.

Otras actuaciones destacadas han sido las obras de recuperación ambiental que la compañía ha concluido en los terrenos de las antiguas instalaciones de Valencia, Somorrostro y Santurce (Vizcaya). Estas plantas fueron sustituidas por nuevos centros más modernos y alejados de los núcleos urbanos, lo que ha permitido, gracias a la utilización de diferentes técnicas, destinar sus terrenos a otros usos.

Actualmente, la compañía está realizando actuaciones similares en las antiguas plantas de Menorca, Burgos y Salamanca.

En materia de seguridad, CLH ha conseguido reducir los accidentes laborales en más de un 70%, gracias al desarrollo de diferentes programas de concienciación y campañas divulgativas, y ha puesto en marcha un plan de rejuvenecimiento, acordado entre la empresa y los representantes sindicales, que ha permitido reducir la edad media de la plantilla a 44 años.

Asimismo, la compañía ha potenciado la conciliación de la vida laboral y familiar, y ha invertido en mejorar la formación de las personas, a través de un nuevo modelo de evaluación del desempeño que hace partícipes a los trabajadores de su propio plan de desarrollo.

Mediante el plan de acción social "Movemos nuestra energía más solidaria", CLH ha colaborado en más de 50 proyectos de asociaciones y ONG en los que participan las propias personas de la compañía.

La guía que ha contribuido a conseguir todos estos logros ha sido el modelo de Excelencia EFQM. Desde su implantación en 2007, la compañía ha mejorado continuamente su evaluación, tanto interna como externa, logrando en 2010 el Sello de Excelencia Europea 500+.

Estas acciones han sido reconocidas con otros distintivos, como las certificaciones ISO de calidad, de gestión ambiental y de Innovación y Desarrollo; la acreditación de Empresa Familiarmente Responsable, otorgada por la fundación Másfamilia, o el sello de plata de la *Sustainable Asset Management (SAM)*.

Mirando el futuro

Como señalaba anteriormente, las previsiones de la AIE dibujan un escenario futuro en el que el petróleo continuará siendo la principal fuente de energía. Aunque el terreno económico presenta todavía muchas incertidumbres, es fundamental que las empresas se preparen para atender las necesidades futuras, una vez recuperados los datos de consumo, y se anticipen a las necesidades de la sociedad.

Ante esta perspectiva, el Grupo CLH está desarrollando el nuevo plan estratégico

2012-2016, dirigido principalmente al mantenimiento de las actuales infraestructuras que, tras las inversiones llevadas a cabo en los últimos ejercicios, están preparadas para cubrir la demanda de los próximos años.

Durante el horizonte de este nuevo plan estratégico, la compañía también tiene previsto ampliar la capacidad de almacenamiento de las instalaciones de Algeciras y Barcelona, así como construir una nueva planta en el puerto de Bilbao.

Además, CLH continuará impulsado nuevas áreas de negocio, como el transporte y almacenamiento de biocombustibles o el almacenamiento estratégico y de seguridad, tanto nacional como a países de la Unión Europea.

La compañía también ha comenzado un proceso de internacionalización, basado en la prestación de servicios de consultoría y asesoramiento a empresas del sector de los hidrocarburos o la logística, y ha desarrollado sus primeras experiencias en países como Brasil, Colombia y Omán.

Con todas estas actuaciones confiamos en que el Grupo CLH podrá seguir ofreciendo un servicio excelente, al igual que en la última década, pero con una mayor diversificación y eficiencia por nuestra parte. ■

Los diez últimos años del sector energético en España: la visión del operador del sistema

Antonio Llardén Carratalá
Presidente de ENAGAS

El mundo energético es tan complejo en la actualidad que sería vana pretensión que un especialista en una de sus ramas abordara en un artículo el conjunto. Por tanto este texto se centrará en el sector gasista en España, con referencias a esta energía en el exterior, y al sector eléctrico, con el que el gas se ha implicado profundamente en este periodo.

La década 2003-2013 ha significado para el sector gasista en España la culminación de una satisfactoria madurez. Como en el resto de sectores económicos, la crisis mundial, europea y española ha dejado sentir sus efectos, así como la irrupción de nuevas formas de generación de energía y la agudización de la preocupación por el cambio climático.

La política energética española es ya la política energética europea

La política en los sectores del gas y la electricidad viene marcada casi en su totalidad por las políticas de la Unión Europea (UE) en materia de energía y medio ambiente. Las primeras Directivas del Gas y la Electricidad datan de 1998 y tuvieron su traslación en las Leyes del sector de Hidrocarburos y del sector Eléctrico.

El objetivo básico de la política europea en materia de energía es el logro de la eficiencia de las empresas del sector en un mercado único europeo en beneficio de los usuarios y la competitividad de la economía europea a través de la aplicación de dos líneas de actuación:

- Instaurar la competencia en el mercado en las actividades en que se estima que puede aportar eficiencia, el aprovisionamiento y la comercialización de gas, otorgándoles el derecho de ATR - acceso a las infraestructuras reguladas.

- La regulación de las actividades, las redes de transporte y distribución, cuya consideración como monopolio natural aporta a su vez más eficiencia por ahorro de costes, obligando a los propietarios a dar acceso a terceros a precios fijados por el regulador.

Las Directivas y la Ley del Sector de Hidrocarburos introducían un profundo cambio en el modelo energético. Esta ley creó como novedad el Gestor Técnico del Sistema Gasista y le asignaba la responsabilidad de la operación y gestión de la Red Básica y de las redes de transporte secundario. Esto le habilitaba para impartir las instrucciones para la correcta explotación del Sistema, determinar y controlar a corto y medio plazo el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural, previendo también para ello la utilización de las instalaciones, así como las reservas de gas natural de acuerdo con la previsión de demanda.

Una modificación de esta ley asignó a la empresa Enagás las funciones, derechos y obligaciones de Gestor Técnico del Sistema Gasista.

Al transponer la Directiva 2003/55/CE de normas comunes para el mercado interior del gas natural, el regulador español consideró oportuno reforzar aún más la independencia de Enagás como Gestor Técnico del Sistema Gasista y principal titular de la red de transporte. La Ley 12/2007, de 2 de julio de modificación de la Ley del Sector de Hidrocarburos estableció en un 5% el porcentaje máximo de participación en el capital social de Enagás, pero limitando al 3% el ejercicio de derechos políticos y reduciéndolo al 1% en el caso de otros operadores gasistas o accionistas de estos con más de un 5%.

La función del Gestor Técnico del Sistema como elemento clave del mismo quedó

completada con la modificación a la Ley del Sector de Hidrocarburos del RDL 6/2009 de 30 de abril, por la que se establecía que los gasoductos de transporte primario de la red mallada debían ser autorizados en forma directa a la empresa que tenga atribuidas las funciones de Gestor Técnico del Sistema.

La Ley del Sector de Hidrocarburos, siguiendo la Directiva Europea, preveía la instauración de la elección de suministrador gasista por los clientes de acuerdo con un calendario en función de los niveles de consumo, que finalizaba en 2013.

El Gobierno modificó el calendario en el periodo de un año y la liberalización total del mercado, es decir, la facultad de elección de todos los clientes, incluidos los domésticos de menor consumo, se adelantó diez años, pasando al 1 de enero de 2003. Este calendario se cumplió escrupulosamente, con gran adelanto sobre los plazos fijados por otros países, entre ellos Francia.

Asimismo España fue pionera en la introducción del ATR y la independencia de los transportistas troncales, asegurando así su neutralidad hacia sus clientes, los distintos comercializadores, y su interés en aportar capacidades de entrada y transporte en el Sistema.

Tras la aplicación de la primera Directiva del Gas se vio que se habían dejado tantas holguras en los plazos de aplicación, que se creaban grandes diferencias y disfuncionalidades en la evolución de los mercados gasista y eléctrico en los países miembros de la UE.

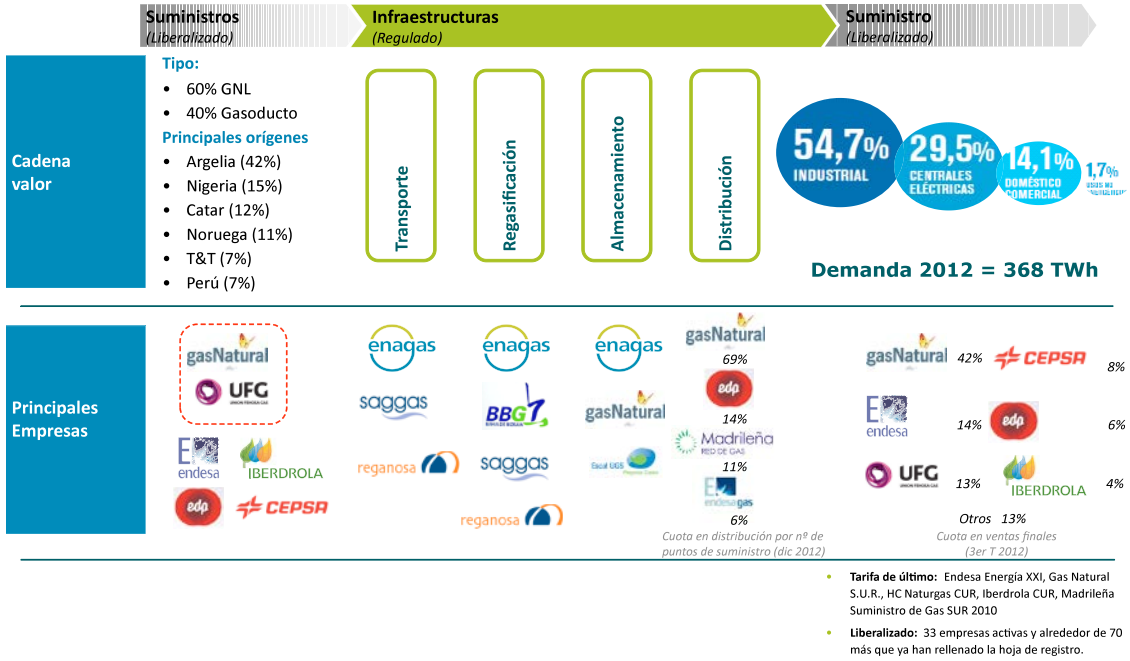
En la Cumbre Europea de Barcelona del año 2002 se aprobaron unos criterios que se tradujeron en 2003 en las segundas Directivas de Gas y Electricidad para avanzar en el objetivo del mercado interior, declarando como clientes ya cualificados para elección de suministrador a todos los clientes no domésticos a partir del 1 de julio de 2004, y fijando el 1 de julio de 2007 como fecha en la que todos serían ya cualificados (cuatro años más tarde que en España).

Bajo el marco regulatorio descrito, el sector gasista español realizó una profunda transformación hacia el nuevo modelo liberalizado, basado en Enagás como transportista mayoritario y Gestor Técnico del Sistema, la existencia de unos distribuidores sujetos también al régimen de ATR y la aparición de nuevos comercializadores procedentes del sector eléctrico, del sector del petróleo y producción gasista internacional, así como compañías gasistas de otros países o de nueva creación.

Esta dinamización del mercado gasista en un entorno de fuerte crecimiento económi-

Figura 1. Empresas gasistas antes de 1998. Listado comercializadores 2013

Figura 2. Cadena de valor y principales empresas en el año 2012



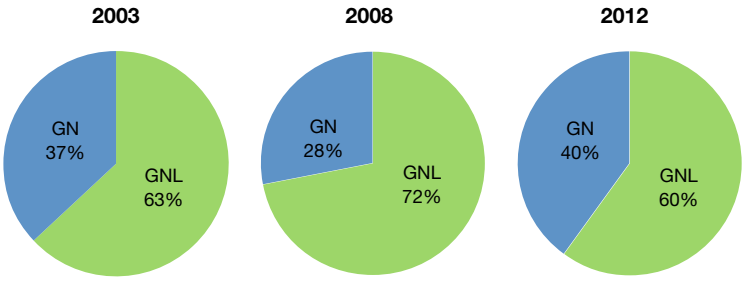
co tuvo lógicamente influencia en la diversificación de fuentes de aprovisionamiento, con un porcentaje cada vez mayor de GNL, y en un fuerte incremento de la demanda.

En cuanto a las infraestructuras de transporte, el fuerte crecimiento del consumo requería un acelerado crecimiento de las capacidades disponibles, por lo que Enagás llevó a cabo un continuado plan de inversiones, en sintonía con el resto del sector y según lo aprobado en las sucesivas Planificaciones Energéticas.

Por otro lado, las necesidades de capacidad urgente llevaron también a la creación de nuevas infraestructuras por transportistas existentes o algunos nuevos, tanto en plantas de GNL como en gasoductos.

Con todo ello, el ritmo de crecimiento del número de abonados mantuvo un fuerte

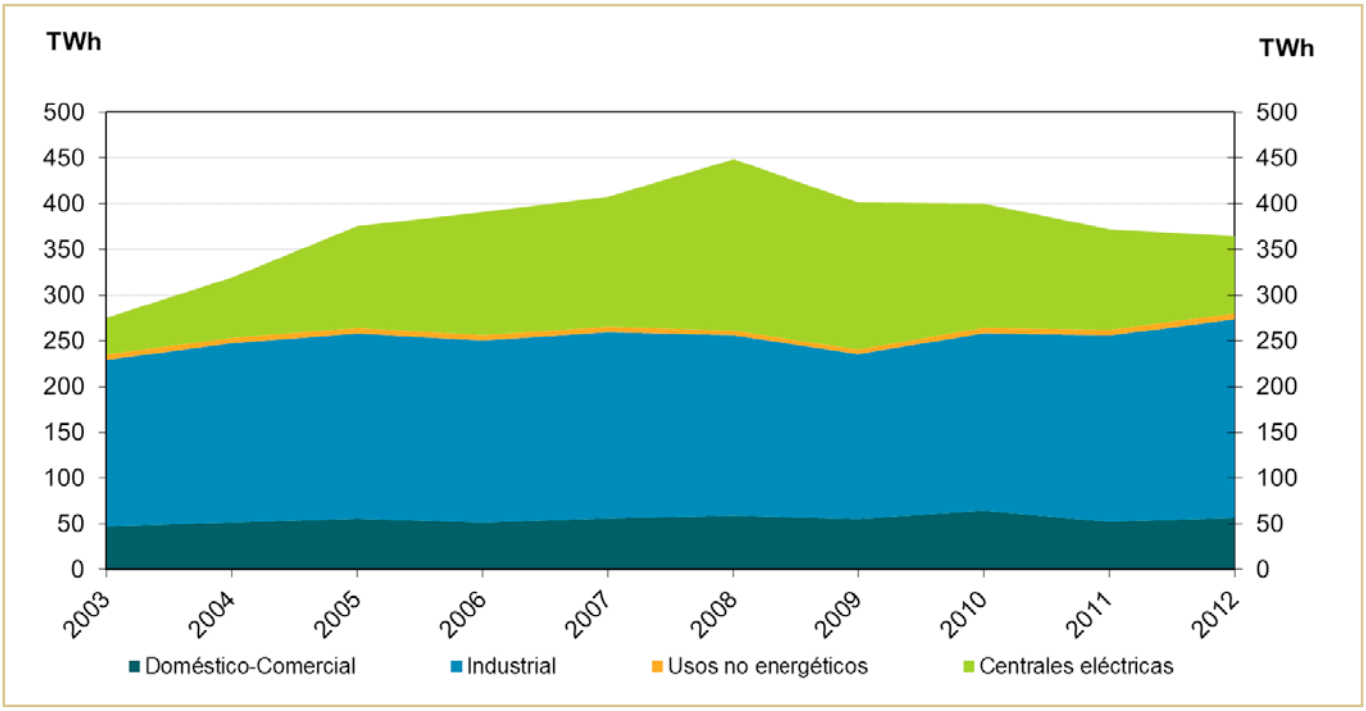
Figura 3. Aprovisionamientos del Sistema Gasista español 2003, 2008 y 2010



Unidad: TWh

		2003	2008	2012
GNL	Argelia	87	57	42
	Libia	9	6	-
	Qatar&Omán	29	61	46
	T&T	1	50	27
	Nigeria	49	87	60
	Egipto		57	7
	Noruega		14	20
	Perú			28
	Bélgica			7
GN	Noruega	27	21	35
	Argelia	75	104	119
	Nacional+Portugal	3	3	4
		279	459	396

Figura 4. Evolución demanda de gas



ritmo hasta 2008 que se ha ralentizado algo con posterioridad.

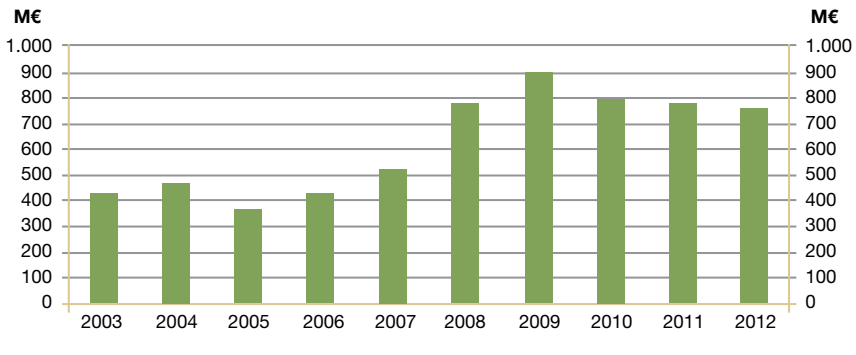
El Tercer Paquete europeo de energía

Tras dos directivas de Gas y Electricidad la Comisión Europea se dio cuenta de que el avance del proceso liberalizador e integración de mercados nacionales hacia el mercado único de estos sectores presentaban fuertes discrepancias en el seno de la UE. Por ello, en 2007 decidió realizar un *benchmark* que analizara las causas de la situación.

El resultado del análisis fue concluyente. Los países en que el transportista básico era independiente de grupos energéticos integrados tenían un grado de apertura y competencia en sus mercados muy superior al de aquellos países en que el transportista no gozaba de independencia.

España era uno de los ejemplos más evidentes del positivo resultado de la independencia del transportista básico.

Figura 5. Inversiones de Enagás 2003-2012



La constatación de esta situación llevó en 2009 a la aprobación de las Terceras Directivas del Gas y la Electricidad dentro del llamado Tercer Paquete. Incluye medidas regulatorias enfocadas al funcionamiento del mercado interior de la energía: separa-

Figura 6. Evolución de las inversiones (acumulado) en el Sistema Gasista

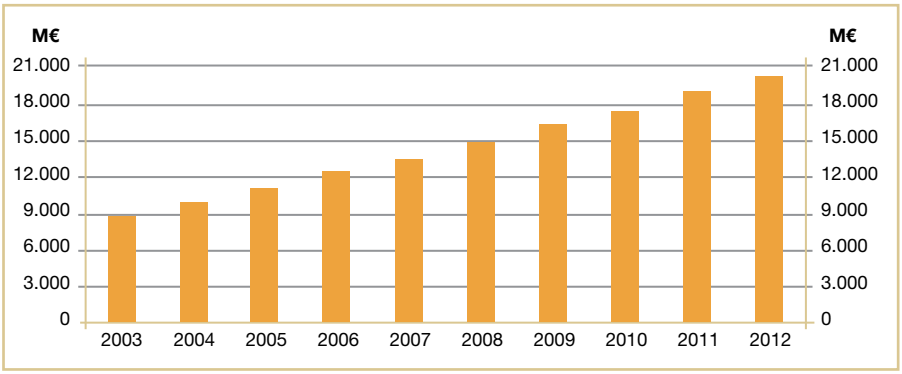
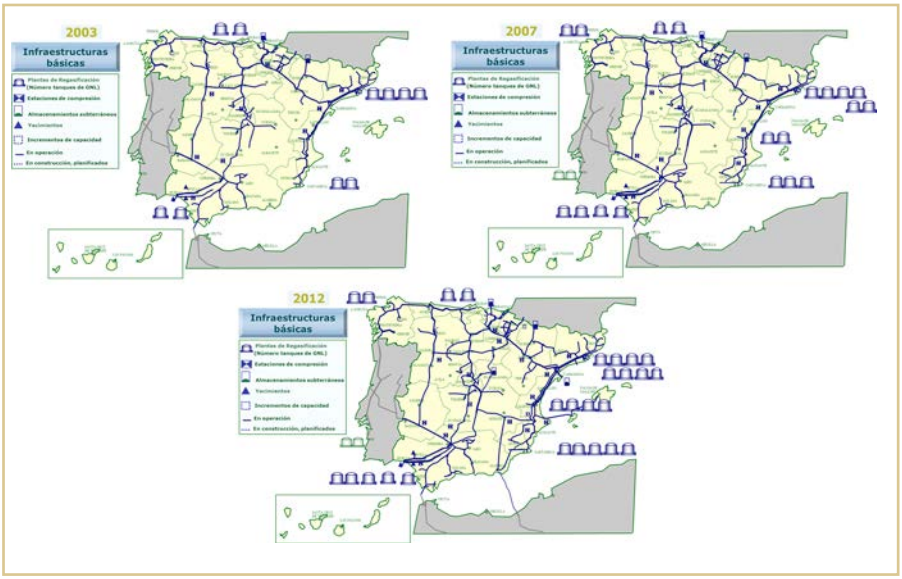


Figura 7. Nuevas infraestructuras construidas 2003-2012



ción de las actividades de transporte de la generación y el suministro, protección de los usuarios finales, interconexión de las redes energéticas europeas, independencia y competencias de los reguladores nacionales, acceso a redes de transporte y creación de la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER)y de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de electricidad y gas (ENTSO-E y ENTSO-G).

South Gas Regional Initiative - Interconexiones con Francia

Otra de las iniciativas de la Comisión Europea para avanzar en la implantación del Mercado Único del gas fue la creación de las Iniciativas Regionales. Integrar 27 mercados cada uno con sus problemas propios y en relación con sus vecinos es una tarea muy compleja. Por ello, se vio como un paso intermedio efectivo que se produjeran integraciones regionales de los 27 estados para que dentro de cada región se debatieran y solucionaran las dificultades y se lograra la integración de sus mercados.

España quedó integrada en la Iniciativa Regional del Sur (oeste), junto con Francia y Portugal, y los resultados han sido muy efectivos. De una capacidad de interconexión gasista con Francia que desde 1993 era de 2,7 bcm solo en sentido Francia-España, se ha pasado en 2013 a 5,2 bcm en doble sentido. Asimismo la capacidad en sentido España-Francia evolucionará a 7,1 bcm en 2015.

Los ciclos combinados a gas

Desde los años 90 se hacía cada vez más evidente que la generación de electricidad en ciclo combinado, es decir, el aprovechamiento de la energía primaria del gas a través de dos escalones con dos turbinas en cascada o con turbina y caldera, era la tecnología de generación térmica más eficiente al casi doblar el rendimiento de energía eléctrica generada en las centrales clásicas de un solo paso. Además aportan una flexibilidad de operación superior.

Se tardó algunos años en implantar esta tecnología en España. En la Planificación española de los sectores de electricidad y gas para el periodo entre 2008 y 2016, se cuantificaron las necesidades de potencia instalada de ciclos combinados entre 25.000 y 28.000 MW para 2011 y se avanzó decididamente en su construcción. En 2008 estaban ya en servicio 54 grupos, equivalentes de 400 MW(e), con una potencia disponible de 21.675 MW.

Las previsiones de consumo de estas centrales y su ubicación geográfica condicionaron decisivamente la Planificación Obligatoria del sector gasista, haciendo im-

Figura 8. Evolución de km de transporte y distribución

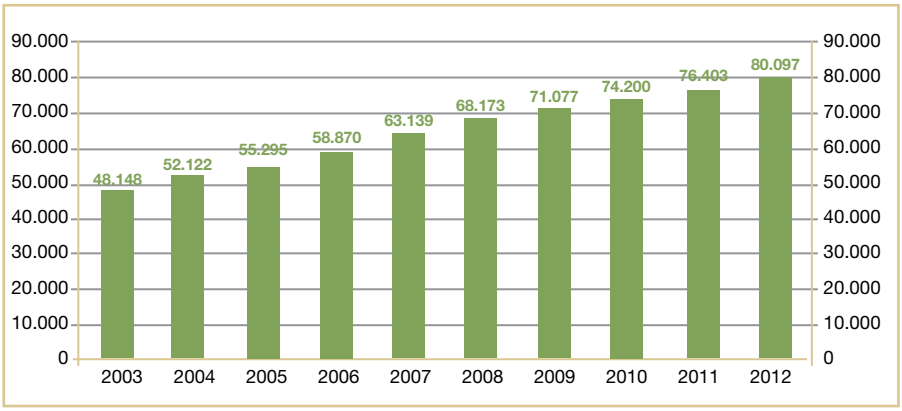
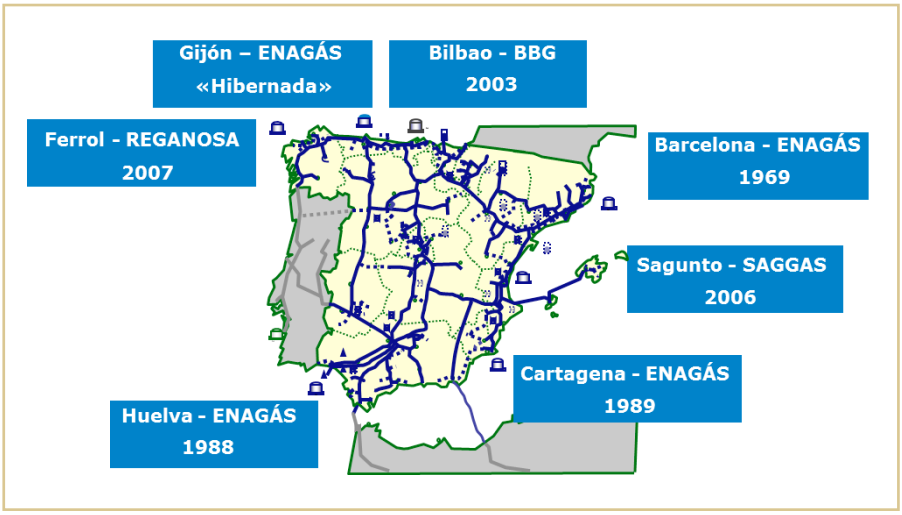


Figura 9. Plantas de regasificación



prescindible ampliar la red de gasoductos y dimensionar las terminales de recepción y almacenamiento de GNL. Este aspecto requiere una explicación adicional.

La entrada en funcionamiento de manera simultánea de un elevado número de ciclos combinados a gas genera una demanda de caudal de gas de un valor tan elevado que no podía ser atendida por las variaciones de caudal admitidas por el suministro por gasoducto a través de las conexiones internacionales disponibles, máxime teniendo en cuenta la imprevisibilidad de variación de la demanda eléctrica. La única solución fiable de atención a la demanda de los ciclos solo era posible mediante el GNL almacenado en los tanques de las plantas que permite su gasificación al ritmo requerido por la demanda. En su momento se llegó a decir que prácticamente cada ciclo combinado debía llevar aparejada la construcción de un tanque de GNL.

Esta es la razón del número de plantas de GNL planificadas y construidas y de la cantidad de tanques disponibles en ellas, así como de la lógica ubicación de la mayoría de ciclos combinados en sus proximidades.

Almacenamientos subterráneos - seguridad de suministro

A diferencia de la electricidad, el gas natural es una energía que puede almacenarse. El gas se almacena en los gasoductos y en los tanques de GNL, pero con capacidades limitadas. El almacenamiento de grandes cantidades de gas se hace, salvo en países como Japón, cuyas características geológicas y sísmicas no lo hacen posible, en almacenamientos subterráneos.

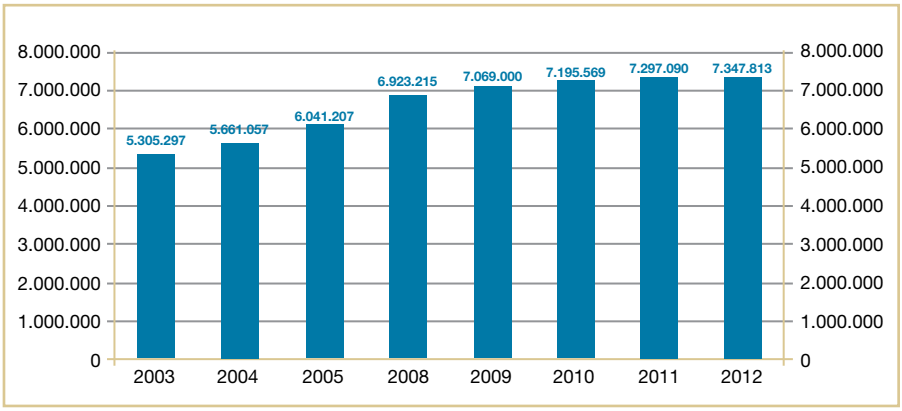
En la mayoría de países se utilizan yacimientos de gas agotados que se reacondicionan para esta función. Donde no hay disponibilidad de estos yacimientos se utilizan estructuras geológicas adecuadas, acuíferos o cavidades salinas.

España no cuenta con grandes reservas de gas, pero los tres yacimientos que fueron explotados comercialmente se han transformado en almacenamientos: el *offshore* de Gaviota en la costa vasca, Serrablo en el Pirineo aragonés y Marismas en el Valle de Guadalquivir. Además, en Guadalajara se ha desarrollado en un acuífero salino fósil, el Almacenamiento Subterráneo Yela.

2008: la madurez del sistema

En pleno *boom* de la economía española el Sistema Gasista se acercaba a su madurez

Figura 10. Evolución de los puntos de suministro de gas natural



con 9.102 km de gasoductos, 13 estaciones de compresión, 6 plantas de regasificación y una en construcción, 20 tanques de GNL con 2.346.500 m^3 de capacidad de almacenamiento y 54 grupos de ciclo combinado a gas, de 400 MW(e) de potencia unitaria, infraestructuras que en ese año alcanzaron su ratio medio de funcionamiento más elevado.

El sentimiento general en aquellos años era que el Sistema Gasista tenía un aceptable grado de madurez que daba respuesta satisfactoria a las prestaciones que la economía española y el sistema energético de-

Figura 11.

Figura 12. Evolución de las capacidades de interconexión

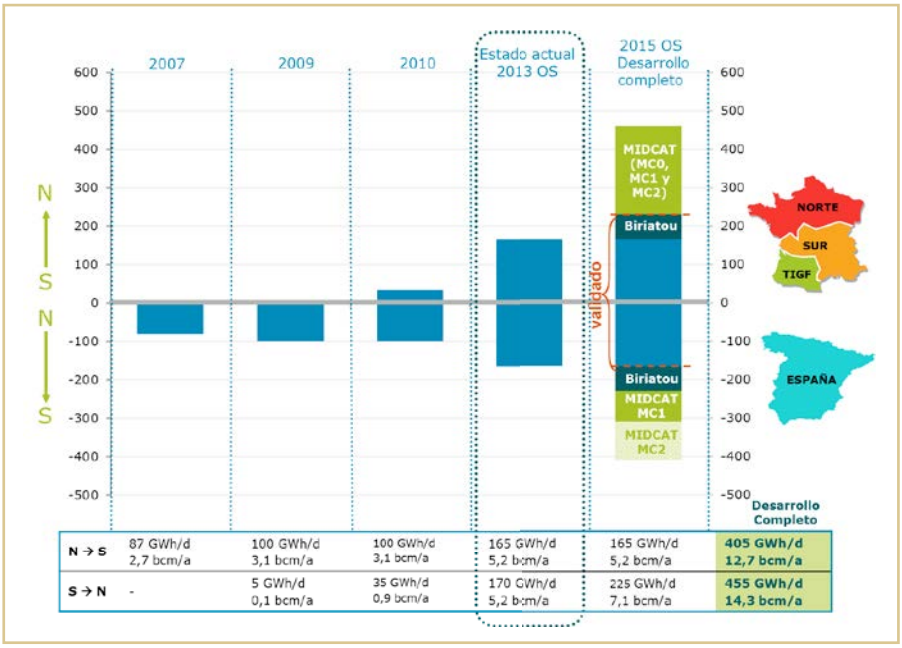
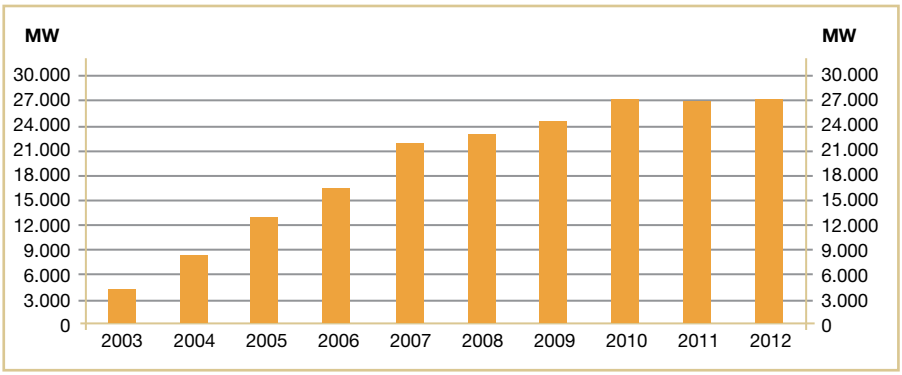


Figura 13. Evolución de potencia instalada de ciclos combinados



mandaban, con los criterios de seguridad de suministro impuestos por las legislaciones española y comunitaria.

El único aspecto que, de general consenso, necesitaba mejorar en el Sistema era, y sigue siendo, la capacidad de almacenamiento subterráneo.

España tenía una capacidad de conexión con la red europea pequeña. Las plantas de GNL existentes y su capacidad de almacenamiento aportan un cierto grado de seguridad coyuntural de suministro compensatorio respecto a esa falta de interconexión, pero la capacidad de los almacenamientos subterráneos existentes en aquella fecha (Gaviota y Serrablo) era escasa frente a un problema serio de suministro derivado de un conflicto bélico o geopolítico de cierta duración.

La Planificación previó la mejora de esta carencia con la aprobación de los proyectos de los almacenamientos Castor, Marismas y Yela.

El gas, el sistema energético y la crisis

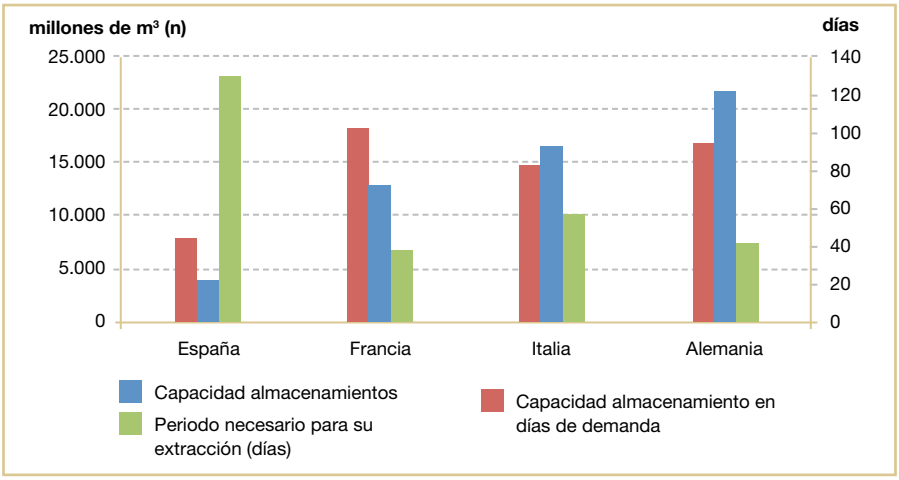
Es ya conocido el inesperado cambio de rumbo de la economía mundial, europea y española. La crisis de las *subprime* con la consiguiente supresión de crédito ha tenido unas pésimas consecuencias, agravadas en España por el sobreendeudamiento del sector privado por el excesivo foco en la construcción, que acabó derivando en una crisis bancaria, del crédito, del conjunto de la economía y del sector público, que ha llevado a la recesión más larga de los últimos 60 años y que ha deprimido toda la actividad económica y, por ende, la demanda de energía.

El sector gasista ha sufrido como es normal los efectos de la crisis, pero de una manera aceptable. Tras los máximos del año 2008, el consumo convencional (industrial, cogeneración y doméstico-residencial) recuperó su nivel máximo en 2010 y ha seguido una senda de moderado crecimiento hasta 2013.

La generación de electricidad con los ciclos combinados también se ha visto afectada con la caída de la demanda nacional de electricidad, un fenómeno desconocido hasta entonces. No obstante, el efecto más importante con unas reducciones de producción enormes no se deriva de la crisis, sino de un hecho inesperado que ha desbordado todas las previsiones: la irrupción de las energías renovables.

No corresponde a este artículo entrar en las consecuencias para el sector eléctrico de la

Figura 14. Capacidades AA.SS. España, Alemania, Francia, Italia (2192)



introducción en el mix energético español de las energías renovables a la velocidad que lo hicieron. Sí cabe resaltar que el Sistema Gasista sufre las consecuencias de un cambio no previsto, y posiblemente mal gestionado en su momento en la política energética de nuestro país, que alteró los supuestos de uso y por tanto económicos bajo los que se diseñó el Sistema.

Una buena noticia para el sector ha sido la entrada en servicio en 2011 del Gasoducto Medgaz que nos conecta directamente con Argelia. Es una infraestructura que aumenta la seguridad de suministro de España y Portugal por gasoducto y que adquiere su pleno sentido como elemento básico de un corredor ibérico de gas que contribuya a equilibrar por el Oeste el suministro europeo de gas natural, muy dependiente en la actualidad del gas ruso.

Shale gas

La política europea de introducción de renovables y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero ha causado un estancamiento en el desarrollo del gas natural en la UE.

Esta es una situación única en el mundo. El sorprendente y exitoso desarrollo del *shale gas* en Estados Unidos, el desarrollo económico de muchos países que precisan de energía eléctrica a un coste razonable y las necesidades de mejora de la calidad del aire en China están llevando a lo que la Agencia Internacional de la Energía ha calificado de Edad Dorada del gas natural en el resto del mundo.

El *shale gas* y *shale oil* están llevando a una progresiva autosuficiencia a Estados Unidos en materia de gas y petróleo. Los interesantes precios de estos productos, que aportan una ventaja competitiva frente a la UE, están provocando consecuentemente una reindustrialización del país que atrae a empresas intensivas en uso de energía.

Está por ver si la UE dispone de reservas de *shale gas* explotables rentablemente, pero una región deficitaria en energía no debería rechazar sin más la posibilidad de beneficiarse de una fuente de energía propia que puede contribuir a mejorar su competitividad y relanzar su maltrecha economía.

Situación actual y retos de futuro

¿Dónde estamos a finales de 2013 y qué retos y perspectivas afronta la industria española del gas?.

La economía española ha salido técnicamente ya de la recesión y, aunque va a llevar un tiempo recobrar un crecimiento razonable, es indudable que la actividad económica crecerá y con ella la demanda de energía y gas.

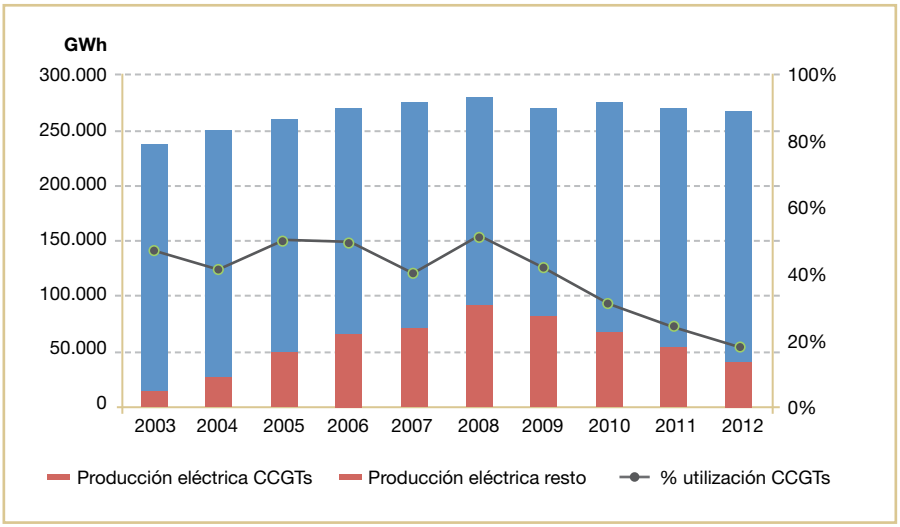
Los usos convencionales del gas industrial y residencial seguirán aumentando, sobre todo, teniendo en cuenta las posibilidades de crecimiento en número de clientes que el relativamente bajo ratio actual de penetración en el mercado permite.

La materialización de la Península Ibérica como pieza estratégica para el suministro de gas natural a la UE por el Oeste plantea el reto de la ampliación de la interconexión con Francia mediante la construcción del proyecto MidCat a través de los Pirineos, que ha sido declarado Proyecto de Interés Comunitario.

La reciente reforma del sector eléctrico dispone varias medidas relativas a los ciclos combinados, pero en toda la UE existe consenso en que la deseable aportación de las energías renovables al mix energético requiere de un respaldo fiable que dé garantía de suministro cuando el viento y el sol no pueden aportar su contribución, y los ciclos combinados son el medio más adecuado para ofrecer este *back up*.

Por otro lado, nuestro país disfruta de un clima en el que con cierta periodicidad se dan años hidrológicamente elevados, como

Figura 15. Producción eléctrica



2013, pero la media se sitúa bastante por debajo de estos picos, por lo que el hueco térmico ofrece espacio también para la aportación de los ciclos combinados a gas.

La política energética europea debe retomar una senda de coherencia. No es de recibo haber invertido fuertemente en renovables para limitar las emisiones de CO_2, crear un mecanismo de certificados de emisiones con la misma finalidad y acabar con todo ello quemando más carbón que nunca, incrementando la emisiones de CO_2, debido a que en Estados Unidos el *shale gas* desplaza al carbón autóctono que es exportado a Europa a bajo precio.

A pesar del revuelo causado por el reciente intento de puesta en marcha de una instalación de almacenamiento subterráneo de gas, es conveniente recordar que las capacidades de almacenamiento de España son muy inferiores a las de los países de nuestro entorno europeo. En caso de un conflicto grave de suministro, aun contando con la aportación que en su caso pudieran efectuar el GNL y las conexiones internacionales, lo único seguro son las reservas propias almacenadas en territorio nacional.

Las cualidades medioambientales del gas natural están propiciando el desarrollo de nuevas aplicaciones/mercados: combustible para buques (*bunkering*) y para vehículos o ferrocarril, aplicaciones ambas en las que puede reemplazar a los más contaminantes o caros combustibles líquidos.

En conclusión, el gas natural seguirá efectuando una aportación decisiva y necesaria a la economía española, a su competitividad, al bienestar de los españoles y a la calidad del medio ambiente. ■

Seguridad de suministro en los últimos 10 años: Crisis internacionales y posición de España

Pedro Miras Salamanca
Presidente de CORES
Presidente del Grupo SEQ de la Agencia Internacional de la Energía

La importancia de la seguridad de suministro energético se ha visto reforzada en los últimos 10 años a raíz de los acontecimientos geopolíticos mundiales que han obligado a la liberalización por dos veces de reservas estratégicas de petróleo, hecho que sólo había ocurrido en una ocasión previa.

En Europa, la seguridad de suministro se encuentra en el centro del debate energético debido a la escasez de hidrocarburos autóctonos, tanto a nivel continental como a nivel nacional. En España es particularmente relevante, ya que su grado de autoabastecimiento energético fue del 26,2% en 2012, reduciéndose este valor al 0,3% en el caso del petróleo y al 0,2% en el gas natural, que suponen conjuntamente el 64,2% del consumo energético del país. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) es la Entidad Central de Almacenamiento española, que contribuye a garantizar la seguridad de suministro de hidrocarburos en nuestro país mediante el mantenimiento de reservas de productos petrolíferos y el control de las existencias que mantiene la industria en lo referente a productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural.

La AIE se crea en 1974 con el objetivo de garantizar el suministro energético de sus países miembros

En 1974, se crea la Agencia Internacional de la Energía (AIE), organismo independiente en el seno de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), con el objetivo de garantizar la seguridad de suministro energético. Hay que recordar que, en el inicio de los años setenta, un 72% de la demanda mundial de crudo provenía de países de la OCDE, mientras que la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) aportaba al mercado un 50% de la producción mundial de crudo. En este contexto de profundo desequilibrio oferta-demanda, la AIE se creó como respuesta de la OCDE a la crisis del petróleo surgida a raíz de la interrupción de suministro de crudo impuesta por la OPEP a los principales países consumidores.

Mientras que España es miembro de la AIE desde su creación, la Unión Europea se incorporó a este organismo como observador a raíz de su constitución. La pertenencia a la AIE implica la adhesión al denominado Acuerdo IEP *"Agreement on an International Energy Program"*, en base al cual los países miembros, actualmente 28, quedan comprometidos al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de crudo equivalentes a un mínimo de 90 días de importaciones netas, así como a la implementación de las acciones conjuntas que se aprueben en el seno de la AIE derivadas de situaciones de interrupción o escasez de suministro. Estas acciones pueden realizarse desde el lado de la oferta o de la demanda, abarcando desde la utilización de las reservas de crudo, la restricción de la demanda, la utilización alternativa de otros combustibles o el hecho de compartir las reservas de crudo con otros países miembros si fuese necesario.

Las acciones de liberación de reservas, al igual que el resto de acciones previstas por la AIE en casos de emergencia, conllevan la participación coordinada de sus principales órganos de decisión

Ante una situación de interrupción del suministro de crudo, posible o real, la AIE

realiza en primer lugar una evaluación del impacto en la situación de abastecimiento del mercado, teniendo en cuenta la producción adicional inmediata por parte de países productores y la posible necesidad de intervención de la AIE mediante una respuesta coordinada.

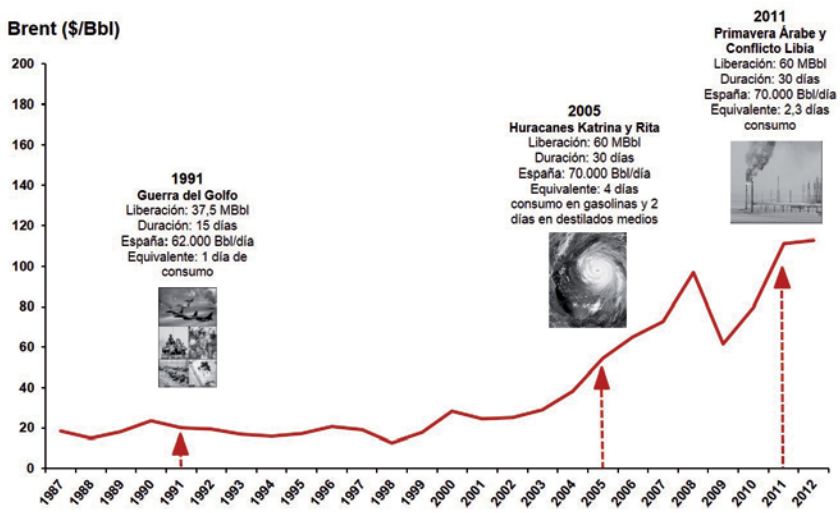
Sobre la base de esta evaluación, la Directora Ejecutiva de la AIE consulta y asesora al *"Governing Board"*, máximo órgano de decisión en el seno de la Agencia, formado por altos representantes de los Ministerios de Energía de los países miembros. En caso de necesidad, el procedimiento de consulta para determinar si se precisa la respuesta coordinada puede realizarse en el plazo de 24 horas.

Una vez decidida una respuesta coordinada, cada país miembro participa normalmente aportando al mercado un determinado volumen de sus reservas de crudo, en función de sus circunstancias nacionales particulares. Por lo general, la participación de un país en la respuesta conjunta es proporcional a su participación en el consumo total de los países miembros de la AIE.

El Grupo de Emergencia SEQ *"Standing Group on Emergency Questions"*, actualmente bajo Presidencia española, es el comité de la AIE responsable de la implementación de los mecanismos previstos por la Agencia en casos de crisis de suministro.

Durante el proceso de decisión y la etapa de aplicación de ésta, a través del Consejo Consultivo de la Industria *"Industry Advisory Board"* de la AIE, se facilita la consulta y solicitud de asesoramiento a los expertos del sector industrial, tanto sobre la oferta y la demanda de crudo como sobre cualquier cuestión relativa a la respuesta de emergencia.

Figura 1. Acciones coordinadas de la Agencia Internacional de la Energía



Fuente: AIE, CORES, Reuters

La AIE ha realizado únicamente tres acciones coordinadas de liberación de reservas a lo largo de su historia, dos de ellas en la última década: 1991 (Guerra del Golfo), 2005 (Huracanes Katrina y Rita) y 2011 (Conflicto civil en Libia)

El sistema de emergencias de la AIE ante situaciones de interrupción del suministro de crudo únicamente se ha activado tres veces a lo largo de su historia: durante la primera Guerra del Golfo en 1991, a raíz de los efectos de los Huracanes Katrina y Rita en 2005 y durante el conflicto civil de 2011 en Libia. Como se describirá a continuación, si bien las causas de la interrupción del suministro eran distintas, en todos los casos se optó por una acción coordinada.

En 1991, debido a la Guerra del Golfo, la AIE implementó un plan de contingencias de 2,5 millones de barriles/día durante 15 días, la mayor parte del mismo consistente en una liberación de reservas. La participación de España ascendió a 62.000 barriles/día durante el mismo periodo, equivalente a 1 día de consumo implementado mediante medidas de restricción de demanda en este caso.

La segunda actuación de la Agencia tuvo lugar en 2005, a raíz de los efectos devastadores de sendos desastres naturales, los huracanes Katrina y Rita, que destruyeron a su paso la práctica totalidad de las infraestructuras de la industria petrolera del Golfo de México, con la consiguiente interrupción del suministro desde la región. Los analistas de la AIE valoraron la pérdida de capacidad derivada de estos desastres en 1,5 millones de barriles/día en el caso de la producción de crudo y 2 millones de barriles/día en términos de capacidad de refino de la región.

El 2 de septiembre de 2005, los entonces 26 países miembros de la AIE convinieron en hacer llegar al mercado el equivalente a 60 millones de barriles, 2 millones de barriles/día durante un periodo de 30 días, mediante una combinación de medidas de respuesta de emergencia, tales como la utilización de las reservas de seguridad, el aumento de la producción propia y la restricción de la demanda. De las reservas públicas se obtuvieron cerca de 29 millones de barriles; 23 millones de barriles más se liberaron mediante la reducción de la obligación de reserva mínima impuesta a la industria. Aproximadamente la mitad del petróleo procedente de las reservas de seguridad estaba refinado. En esta acción España participó aportando al mercado 70.000 barriles/día durante 30 días, equivalente a 4 días de consumo en gasolinas y 2 días en destilados medios.

La respuesta conjunta de la AIE reforzó con éxito las funciones del mercado al aportar barriles reales para aliviar tensiones en los mercados y subsanar la interrupción del abastecimiento.

La última acción de liberación de reservas por parte de la AIE tuvo lugar en junio de 2011, coincidiendo un momento de máxima demanda estacional con la interrupción de los suministros de crudo desde Libia, en pleno conflicto civil. En este caso, se liberaron 60 millones de barriles de petróleo de las reservas estratégicas de ocho países miembros de la AIE, equivalentes a 2 millones de barriles/día, durante un periodo de 30 días. De la cantidad total liberada, el 63,3% eran reservas públicas, mientras que el 36,6% restante se liberó mediante la reducción de la obligación de reserva mínima impuesta a la industria. En cuanto al tipo de producto, el 66,7% era crudo y el 33,3% restante productos petrolíferos. En esta última acción conjunta de la AIE, España participó aportando al mercado 75.800 barriles/día, durante 30 días, equivalente a 2,3 días de consumo.

También en este caso, la acción colectiva frente a la crisis libia reforzó exitosamente las funciones del mercado al proveer de los barriles reales necesarios para compensar la interrupción en el abastecimiento de petróleo, y colmar provisionalmente el déficit hasta la llegada de petróleo adicional por parte de la OPEP, a partir del tercer cuarto del 2011.

Hay que señalar que, en todos los casos descritos, la rápida respuesta de la Agencia contrarrestó las expectativas negativas de una inminente interrupción del suministro de crudo, colaborando en el proceso de estabilización de los mercados internacionales. Adicionalmente, tras las acciones de la AIE derivadas del Huracán Katrina en 2005 y la guerra civil en Libia en 2011, se produjo un efecto inmediato de caída de cotizaciones internacionales del crudo que, sin embargo, se diluyó en el corto plazo.

Por otra parte, la AIE ha activado sus protocolos correspondientes para una posible actuación en otras situaciones de crisis, aunque finalmente no fue necesaria la implementación de medidas concretas. Por ejemplo, a raíz del corte de suministro de crudo desde el Golfo de México tras el paso del Huracán Ike en 2008, si bien la Agencia estaba preparada para una actuación, sus analistas determinaron que existía en el mercado global un exceso de capacidad suficiente como para contrarrestar la falta de oferta puntual.

Otro ejemplo reciente de monitorización de la situación y activación de los protocolos por parte de la AIE fue a raíz del embargo decretado en enero de 2012 por parte de Estados Unidos y la Unión Europea a las importaciones de crudo procedentes de Irán con motivo de su actividad nuclear. Este embargo prohibió inmediatamente firmar nuevos contratos petroleros con Irán a las compañías de estos países, dándoles un plazo de 6 meses para poner fin a los ya existentes. La AIE estimó una reducción de las exportaciones de crudo iraní en 1 millón de barriles/día. Europa sustituyó el crudo iraní por otros orígenes, como Irak y Rusia. Por tanto, la AIE estimó que el mercado estaba razonablemente bien abastecido, no siendo necesaria por tanto la ejecución de una acción colectiva.

La AIE impulsa las relaciones de cooperación con países no miembros debido al aumento de su importancia relativa en el mercado energético

Una de las que más ha impulsado la AIE en los últimos diez años ha sido la cooperación con países no miembros, tanto productores como consumidores. Estas actuaciones se han impulsado especialmente en los últimos años, a raíz de la reducción de la participación relativa de la AIE en el panorama energético mundial. En 2004 los países actualmente miembros de la AIE suponían el 57% del consumo mundial de petróleo, reduciéndose diez puntos en 2013, hasta el 47%. De hecho, en términos absolutos, la AIE ha reducido su consumo de petróleo más de un 9% estos últimos diez años. En producción de petróleo, sin embargo, el peso de la AIE no ha variado significativamente, siendo del 18% en 2004 y del 17% en la actualidad.

La cooperación con países no miembros abarca una amplia gama de actividades, desde la realización conjunta de talleres temáticos, estudios y encuestas hasta el asesoramiento en su preparación para posibles interrupciones en el suministro de petróleo

y gas. En 2011 la AIE acordó programas de trabajo bilaterales con Brasil, China, India, Indonesia, México, Rusia y Sudáfrica.

La AIE también coopera con otras organizaciones y foros internacionales que trabajan en el campo de la energía. Desempeña un papel activo en los debates con los países productores y con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en particular en el Foro Internacional de Energía (IEF), que cuenta con 87 países miembros que representan alrededor del 90% de la oferta y la demanda global de petróleo y gas.

Este compromiso con los países no miembros y otras organizaciones internacionales es una parte integral de los esfuerzos de la Agencia para que los grupos de interés – desde los políticos a los líderes de negocios – cuenten con una visión verdaderamente global del sistema energético mundial.

La UE también forma parte de la AIE, gestionando la mayoría de países europeos sus reservas estratégicas por medio de agencias

La Unión Europea forma parte de la AIE desde su constitución, estableciendo en la actualidad la obligación de mantenimiento de reservas de productos petrolíferos a través de la Directiva 2009/119/CE, en la mayor de las cantidades correspondientes bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno diario medio.

Según esta Directiva, los países pueden establecer una Entidad Central de Almacenamiento, es decir, una agencia que mantenga las reservas de productos petrolíferos, en su totalidad o compartiendo la obligación con la industria. La Directiva promueve la existencia de este tipo de organismos como el sistema más eficaz para el mantenimiento y gestión de reservas desde el punto de vista operativo, financiero y de seguridad de suministro.

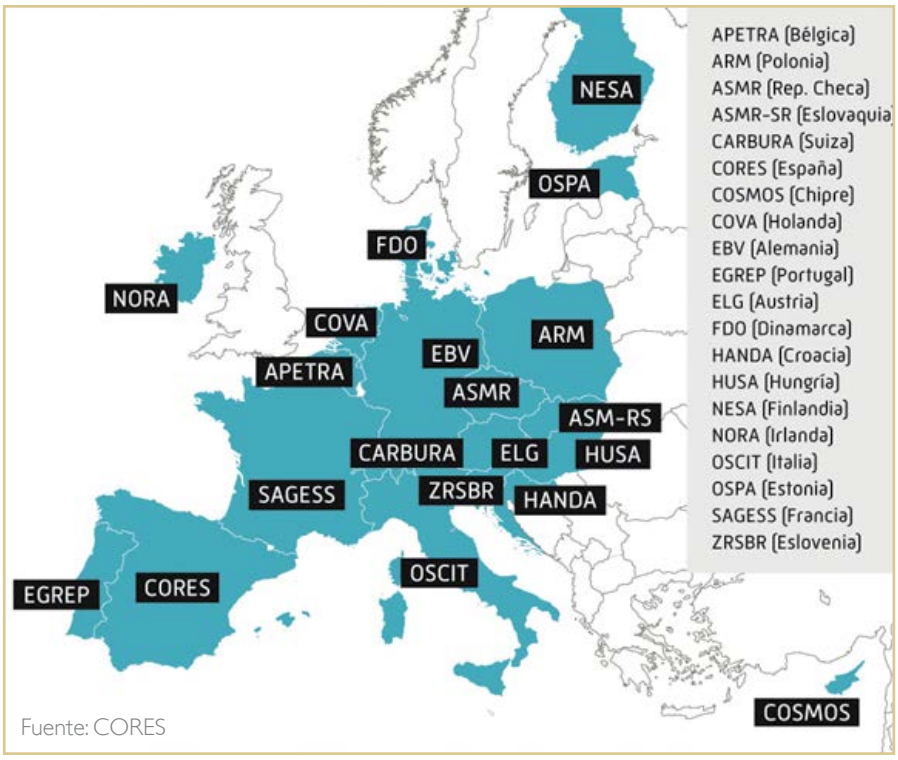
El sistema mixto de mantenimiento de reservas entre agencia e industria presenta numerosas ventajas. Por una parte permite mayor control de las reservas al estar, éstas, centralizadas en una entidad única. Por otra, externaliza la deuda de la industria al mantener las agencias parte de las existencias. Adicionalmente, reduce los costes financieros del sistema, al acceder la agencia a mejor financiación, además de aportar flexibilidad al sistema en caso de ser necesaria la puesta a consumo de las reservas.

Por ello, en los últimos años ha proliferado la creación de agencias de mantenimiento de reservas de petróleo en Europa, existiendo en 22 de los 28 países miembros de la UE, incluida España, además de en Suiza.

CORES, Entidad Central de Almacenamiento en España, juega un papel clave en el sector de hidrocarburos, contribuyendo a garantizar en todo momento la seguridad de suministro en caso de crisis de abastecimiento

España cuenta con un sistema de seguridad de suministro mixto, en el que la obligación de mantenimiento de existencias de hidrocarburos se reparte entre la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y la industria.

Figura 2. Agencias de mantenimiento de reservas de petróleo en Europa



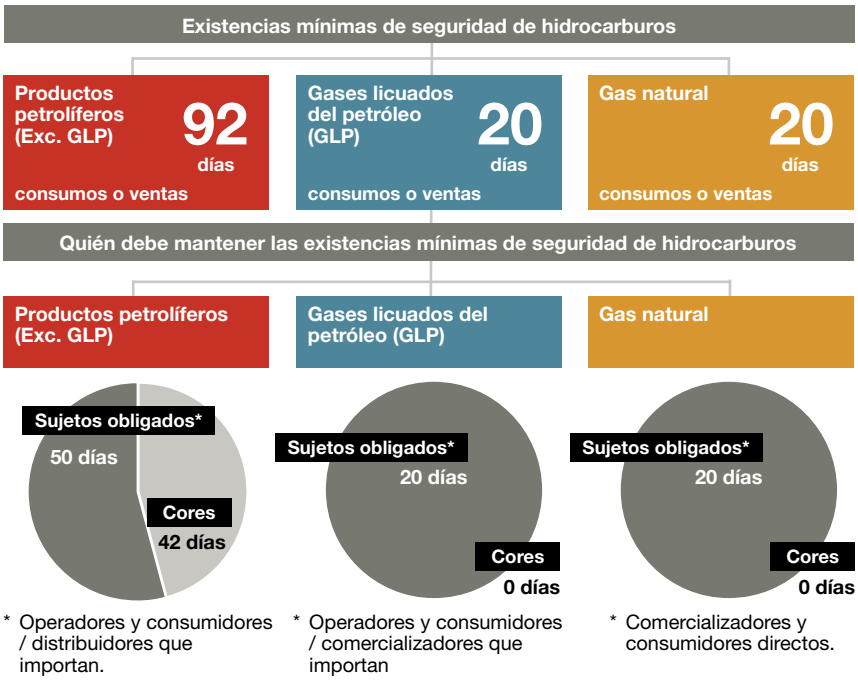
Fuente: CORES

CORES contribuye a garantizar en todo momento la seguridad de suministro. De los 92 días de consumo de productos petrolíferos que se deben mantener como existencias mínimas de seguridad en España, 50 son mantenidos por CORES, quedando los 42 días restantes en manos de la industria. Adicionalmente, existe la obligación de mantenimiento de 20 días de consumo de gases licuados del petróleo (GLP) y de 20 días de consumo de gas natural, siendo en ambos casos mantenidos sólo por la industria. Una de las actividades de CORES es el control del cumplimiento por parte de la industria de su obligación de mantenimiento de reservas.

CORES, creada en 1995 y designada Entidad Central de Almacenamiento en España en 2013, ha visto aumentado su papel en el modelo de seguridad energético en los últimos años. De hecho, el volumen de existencias estratégicas mantenidas por CORES ha pasado de 30 días equivalentes en consumo a los 42 días actuales (estando los 50 días restantes en manos de la industria). Además, España fue pionera al apostar mayoritariamente por el mantenimiento de reservas en forma de productos frente a crudo, teniendo CORES en la actualidad el 65,6% de sus reservas como productos petrolíferos.

En el caso del gas natural, el mantenimiento de reservas estratégicas también es diferencial de España, donde los comercializadores tienen la obligación de mantener 20 días de existencias. Adicionalmente, CORES contribuye a garantizar una adecuada diversificación de suministros de gas natural en nuestro país, controlando que los aprovisionamientos no excedan del porcentaje establecido de un mismo país de origen, actualmente el 50%.

Figura 3. Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos en España



Fuente: CORES

En caso de crisis de abastecimiento de petróleo, nacional o internacional, y bajo la supervisión del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, CORES contribuye a garantizar la continuidad del suministro coordinando la puesta a consumo de las existencias de productos petrolíferos necesarias. En el caso de la última acción conjunta de la AIE, en junio de 2011, CORES coordinó la puesta a consumo de 2,3 días de las reservas mínimas de seguridad en manos de la industria, volviendo a establecerse su obligación en 50 días en junio de 2012.

El sistema de seguridad de suministro español cuenta con una gran proyección internacional

La normativa española y comunitaria establece la posibilidad de mantener reservas de crudo y productos petrolíferos en otros Estados miembros. De hecho, esta posibilidad se ha promovido desde la Directiva 2009/119/CE, al posibilitar el cómputo de reservas en cualquier Estado miembro. Para ello, España ha suscrito acuerdos bilaterales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad con Francia, Italia, Irlanda y Portugal. En 2013 adicionalmente se han firmado acuerdos con Malta y Nueva Zelanda, en este caso únicamente para que ambos países puedan albergar en España parte de sus reservas estratégicas.

España cuenta con una posición geoestratégica privilegiada en el mercado de hidrocarburos, con acceso a los principales mercados europeos (Europa Noroccidental

y Mediterráneo), así como a los mercados americanos y de Oriente Medio. Adicionalmente, el sistema logístico español de productos petrolíferos es uno de los más transparentes, accesibles, flexibles y eficientes del mundo. España cuenta con 9 refinerías, más de 4.000 km de gasoductos y 41 compañías logísticas, con 138 instalaciones de almacenamiento con una capacidad total de 14.276 km^3. Adicionalmente, los precios y condiciones del sistema logístico son públicos y accesibles en la web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

De hecho, la AIE en su última revisión a España, en marzo de 2011, felicitó a nuestro país por su "impresionante sistema logístico de oleoductos y almacenamiento". Todo esto hace a España un destino preferencial para las reservas de otros países y agentes, redundando en el beneficio del propio sistema español de seguridad de suministro.

La seguridad de suministro está llamada a convertirse en el elemento central del contexto energético en los próximos años

Como hemos visto a lo largo de este artículo, la seguridad de suministro ha tenido una gran importancia en los últimos diez años, y así continuará siendo en el futuro. La AIE continuará monitorizando los acontecimientos geopolíticos que sin duda se producirán, actuando en caso necesario y aumentando su cooperación con países no miembros. En el caso de España, CORES continuará contribuyendo a garantizar la seguridad de suministro de hidrocarburos, contando para ello con el sistema logístico español, que sin duda continuará siendo de los mejores del mundo. ■

Quince años de mercado eléctrico: perspectivas de futuro

Pedro Mejía Gómez
Presidente de OMEL y Vicepresidente de OMIE

Los inicios del mercado

En 1996, la entonces Comunidad Europea aprueba la primera Directiva (96/92/CE) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Esta Directiva estableció el objetivo de alcanzar un mercado eléctrico único como una de las prioridades de la Comunidad y supuso un primer paso para introducir competencia en la industria eléctrica, conseguir precios competitivos de la electricidad, reforzar la seguridad de abastecimiento y respetar el medio ambiente.

A finales de la década de los noventa del siglo pasado, Europa era consciente de que este proceso de liberalización e integración debía ser gradual y de que sin duda sería complejo. Todavía hoy, pasados más de 15 años, queda un largo camino por recorrer, si bien podemos afirmar que el mercado interior de la electricidad en la UE comienza a materializarse de manera más tangible.

El Gobierno de España hizo suyos los objetivos de la mencionada Directiva y en la trasposición de la misma, mediante la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, creó la figura del operador del mercado de electricidad, como pieza fundamental para la gestión económica del sistema eléctrico y del proceso de liberación del mercado eléctrico.

La liberalización comenzaba entonces, por el lado de la oferta, con la introducción de competencia en la generación y, por el lado de la demanda, con la creación de la figura del comercializador y con el derecho de los grandes consumidores a participar directamente en el mercado. A estos grandes consumidores fueron añadiéndose paulatinamente el resto de los consumidores, hasta que en enero de 2003 se reconoce a todo consumidor de energía eléctrica el derecho a elegir su suministrador de electricidad.

Es el RD 2019/1997, de 26 de diciembre, publicado de forma simultánea a la Ley 54/1997, el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y el operador del mercado, dotando a éste de las funciones necesarias para la gestión de los mercados diarios e intradiarios que empezaron a funcionar unos días después de publicada la Ley 54/1997. En este contexto, el operador del mercado recibe las ofertas de compra y venta de electricidad por parte de los agentes, realiza la casación del mercado con arreglo a un sistema marginalista, comunica los resultados a los agentes así como al operador del sistema para que realice la programación necesaria, realiza la liquidación de cobros y pagos con arreglo a los resultados obtenidos e informa de forma pública de los resultados del Mercado.

En definitiva, el operador de mercado garantiza un funcionamiento transparente y no discriminatorio del mercado eléctrico. De esta forma, desde el 1 de enero de 1998 el Operador del Mercado Eléctrico de Electricidad (OMEL), comenzó a gestionar el sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica y la formación de precios en los mercados diario e intradiarios de energía eléctrica.

En aquel entonces, el operador del mercado existía únicamente en los países nórdicos (Nordpool) y en el Reino Unido, si bien posteriormente se ha ido extendiendo al resto de Estados Miembros europeos como Powernext (posteriormente EpexSpot) en Centroeuropa, GME en Italia, APX en el Reino Unido/Holanda, OTE en la República Checa, etc.

El mercado Ibérico

Con el objetivo de ir más allá en la integración de los mercados, respecto de los

requerimiento de mínimos que marcaba la Directiva Europea de 1996, la República Portuguesa y el Reino de España comenzaron a trabajar en la firma de un protocolo de colaboración entre ambos países para establecer las bases de la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

Tras una larga fase de negociaciones, el 1 de octubre de 2004 se firmaba el Convenio Internacional de Santiago en el que se acuerdan las condiciones del futuro Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). La firma de este Convenio permitió posicionar el Mercado Ibérico de Electricidad como uno de los proyectos regionales de integración más relevantes de la Unión Europea.

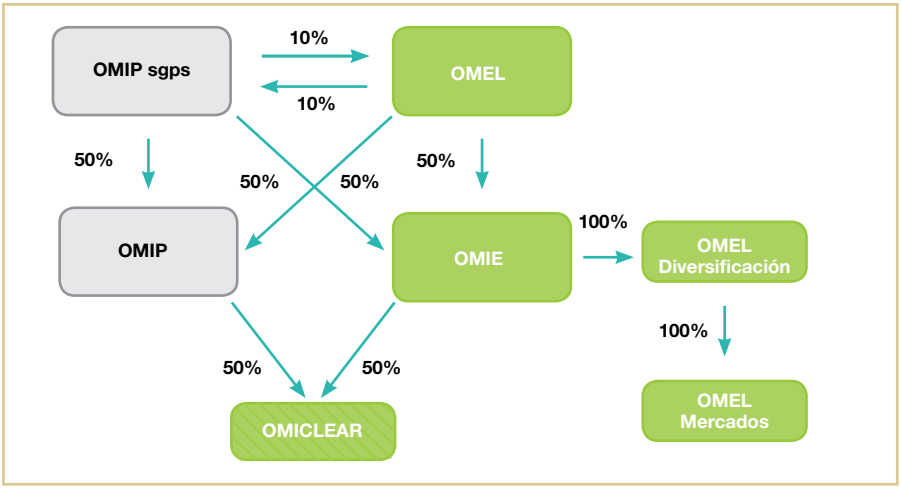
Sin embargo, no fue hasta julio de 2006 cuando MIBEL arrancó con el mercado de largo plazo y, un año después, cuando arrancara el mercado *spot* para el conjunto de España y Portugal.

La estructura actual del Operador del Mercado Ibérico (OMI) quedaría definida, tal y como se presenta en la figura 1, por el Convenio de Santiago en la nueva redacción que ambos gobiernos acordaron en el año 2008 en Braga.

En el año 2011 se finalizaban los trabajos para implantar la estructura empresarial definida por el Convenio de Santiago.

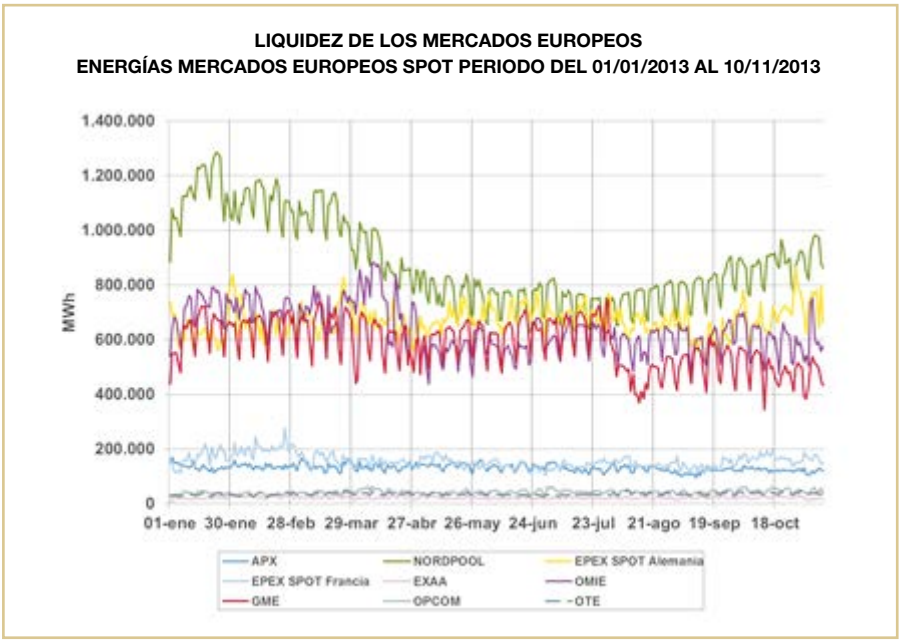
La estructura empresarial del OMI está constituida por la sociedad española OMEL y por la sociedad portuguesa OMIP SGPS, S.A. Dichas sociedades matrices tienen participaciones cruzadas del 10% y son tenedoras al 50% de acciones de las compañías gestoras del mercado *spot* de electricidad OMI-Polo Español S.A. (OMIE) y del mercado a plazo OMI-Polo Portugués SGMR, S.A. (OMIP).

Figura 1. Estructura societaria del OMI



Los cambios que se gestaron a nivel europeo en cuanto a requerimientos de capital y gobierno corporativo de las cámaras de compensación a lo largo de 2012, para su entrada en vigor a partir del 2013, aconsejaron cerrar el esquema una vez fueran co-

Figura 2. Volumen negociado en los principales mercados eléctricos de la UE



nocidos. Por ello, en septiembre de 2013 se ha materializado la adquisición del cincuenta por ciento de OMIClear por parte de OMIE, completándose así el proceso de restructuración del OMI conforme a lo definido en el Convenio de Santiago. Este proceso de reestructuración societaria y la adecuación de OMIClear al nuevo Reglamento europeo relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones han constituido una de las líneas de trabajo prioritarias del OMI en el 2013. OMIClear desempeña funciones de cámara de compensación y contraparte central del sistema de liquidación.

Un mercado que funciona

OMIE[1] gestionó en 2012 un volumen de energía de 280 TWh, equivalente al 80% de la demanda en MIBEL, con casi 15 millones de transacciones y cerca de 800 agentes. El MIBEL es uno de los mercados eléctricos a nivel regional más relevantes de Europa, como se puede observar en la figura 2, solo por detrás del mercado nórdico de Nord Pool Spot, que gestionó 432 TWh en 2012, y del mercado centroeuropeo de EPEXSpot (Francia y Alemania) en el que se movieron en el mismo año 339 TWh.

OMIE también gestiona el mercado intradiario más líquido de la UE que, a través de varias subastas marginalistas a lo largo del día, permite a los agentes ajustar su posición dentro del mismo día de entrega. En 2012, OMIE gestionó, como se puede ver en el siguiente mapa (figura 3), más de 52 TWh en el mercado intradiario; cantidad muy superior al resto de los mercados intradiarios europeos.

La alta liquidez del mercado intradiario en MIBEL estriba en su mecanismo de subastas marginalista, que facilitan su utilización

Figura 3. Volumen negociado en mercados intradiarios en los mercados eléctricos europeos

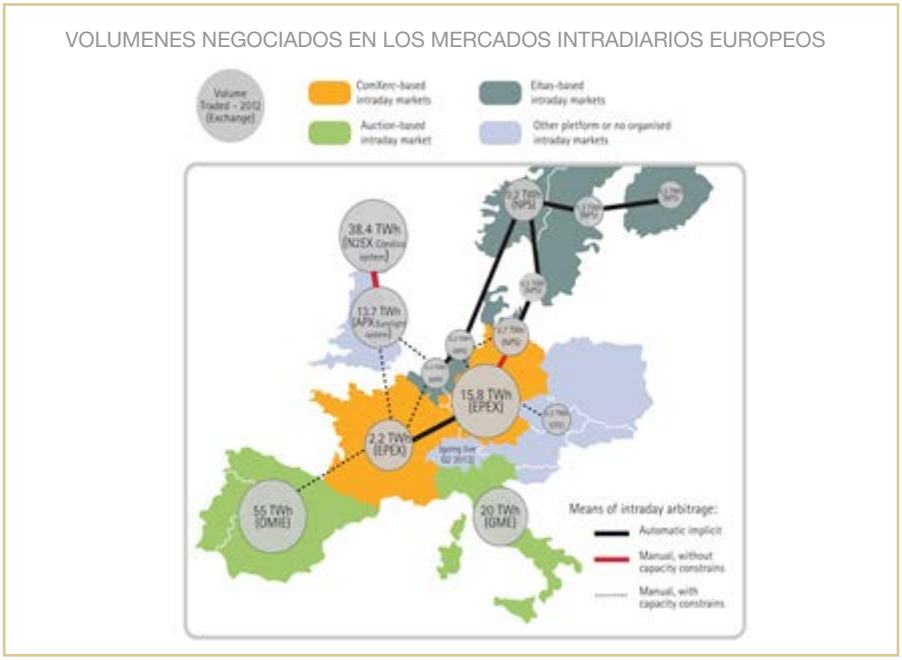
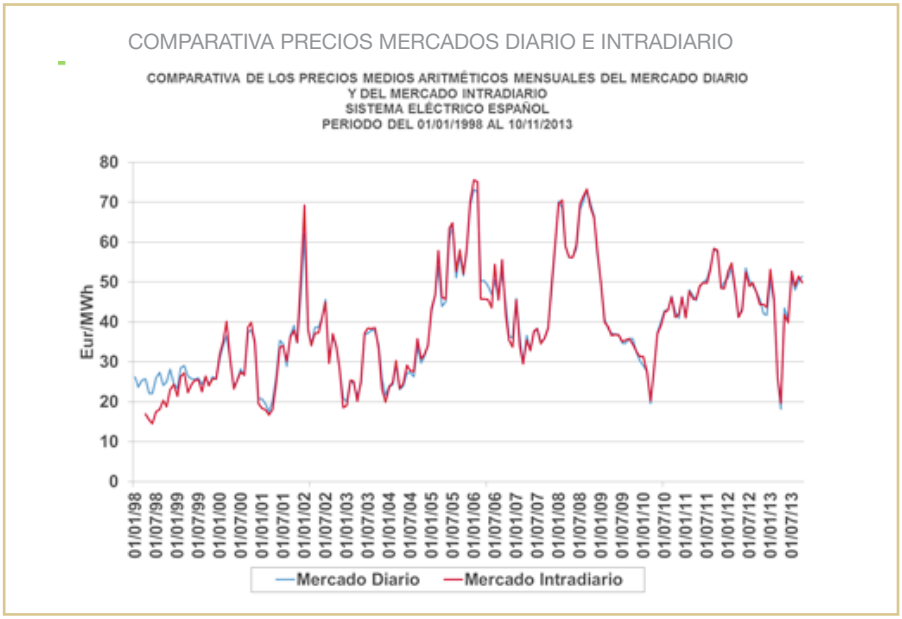


Figura 4. Comparativa de precios en media mensual entre los mercados diario e intradiario



[1] OMIE está participada por OMEL y OMIP SGPS al 50%.

por los diferentes agentes del mercado, proporcionando un precio único de referencia válido para todas las transacciones en cada sesión del mercado y en cada hora. El correcto funcionamiento del mercado Intradiario tiene su constatación en que de media arroja precios muy similares a los del mercado diario, según puede apreciarse en la figura 4 en el que se comparan ambas series de precios medios mensuales desde el comienzo del mercado.

Es importante destacar que el mercado *spot* en MIBEL arroja precios muy competitivos, en comparación con el resto de mercados mayoristas europeos. Según datos de EUROPEX[2], nuestro precio de la energía eléctrica en el mercado *spot* está por debajo de la media europea[3]. Como se puede observar en la siguiente tabla (figura 5), los precios en el mercado Ibérico de electricidad desde hace 10 años han estado por debajo de la media de precios del resto de los principales mercados europeos. Únicamente en 2 años el precio de nuestro mercado ha superado esa media y la razón está bien explicada por los fundamentos del mercado. En el caso del año 2005, el mayor precio se produjo por los elevados precios del gas que se daban en aquellos momentos en los que la demanda crecía con fuerza y la tecnología marginal en la mayoría de las horas estaba referenciada al precio del gas. En el otro caso, en 2012, se produjo un año más seco de lo habitual, con escasa producción hidráulica, lo que explicaría los precios más elevados que se alcanzaron en el mercado.

No obstante, y a pesar de contar con precios mayoristas homologables a los demás mercados europeos, Eurostat revela que el precio de la electricidad para el consumidor final en España es uno de los más altos de la UE. Este hecho pone de manifiesto que el mercado de energía eléctrica funciona correctamente y que los problemas de precio se encuentran aguas abajo de la cadena de valor del negocio eléctrico y, en particular, en los costes regulados del sistema eléctrico español.

El mercado también ha facilitado la entrada de nuevos operadores, tanto del lado de la producción como de la comercialización y, por tanto, ha mejorado significativamente los índices de concentración en estos últimos años. Si en el año 2002, como vemos en la siguiente tabla (figura 6), el índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) de la actividad de generación se situaba en niveles superiores a 2.700[4], en el año 2012 este mismo índice se situaba en el entorno de 971.

Por último, y no menos importante, debemos resaltar que el mercado mayorista de electricidad ha contribuido también significativamente a generar inversión en nuevas plantas de generación. Por citar algún ejemplo, el mercado inició su funcionamiento en enero de 1998 para el mercado español y, desde entonces, se han construido de forma totalmente voluntaria más de 25.000 MW de ciclos combinados (ver figura 7). Además, el mercado ibérico ha incentivado a acelerar la mejora de las interconexiones dentro de la península: en julio de 2007 se iniciaba la operación conjunta del mercado Ibérico (España y Portugal) y en estos cinco años el mercado ha fomentado importantes inversiones en nuevas infraestructuras de interconexión, de tal forma que el porcentaje de horas del año con igual precio en ambos países ha pasado de un escaso 20% en el primer año (del 1 de julio al 31 de diciembre de 2007) a casi el 90% en el año 2013 (hasta el 31 de octubre).

Figura 5. Comparativa de los principales precios medios anuales de mercados eléctricos europeos

COMPARACIÓN CON MERCADOS EUROPEOS SPOT

	OMIE	APX	NORD POOL	EPEX SPORT DE	EPEX SPOT FR	GME	EXAA	OTE	MEDIA
2004	100	113,1	103,5	102,1	100,7	184,7	102,8	78,9	108,4
2005	100	97,2	54,7	85,7	86,9	109,1	86,6	58,1	84,8
2006	100	115	96,2	100,5	97,5	147,9	100,9	80,6	104,8
2007	100	106,7	71	96,6	103,9	180,4	99	94	106,5
2008	100	108,7	69,4	102,1	107,3	135	102,7	100	103,2
2009	100	106	94,7	105,1	116,4	172,4	105,5	102,3	112,8
2010	100	122,6	143,4	120,2	128,3	173,3	121,1	118,1	128,4
2011	100	104,2	94,2	102,4	97,9	144,7	103,8	101,3	106,1
2012	100	101,6	66,1	90,2	99,8	159,8	91,5	89,7	99,8
2013	100	121,9	91,3	88,7	98,6	147,2	87,9	86,1	102,7

Fuente: OMIE, EUROPEX y elaboración propia (actualizado a 10 de noviembre de 2013)

[2] www.europex.org

[3] La generación en España está gravada con, al menos, un 7% de impuestos desde el año 2013.

[4] HHI para el Programa Horario Final (PHF)

Figura 6. Evolución índice IHH en el mercado Ibérico de electricidad

EVOLUCIÓN DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO

Cuotas de PRODUCCIÓN por empresa

	PBC				PHF			
	2002	2005	2011	2012	2002	2005	2011	2012
5 primeros	93,7%	73,4%	47,4%	48,1%	93,3%	73,2%	61,6%	59,5%
10 primeros	99,1%	82,2%	68,8%	69,7%	98,8%	83,0%	73,8%	72,2%
HHI (*)	2.810,4	1.764,7	609,1	610,3	2.738,0	1.696,5	1.049,1	971,7

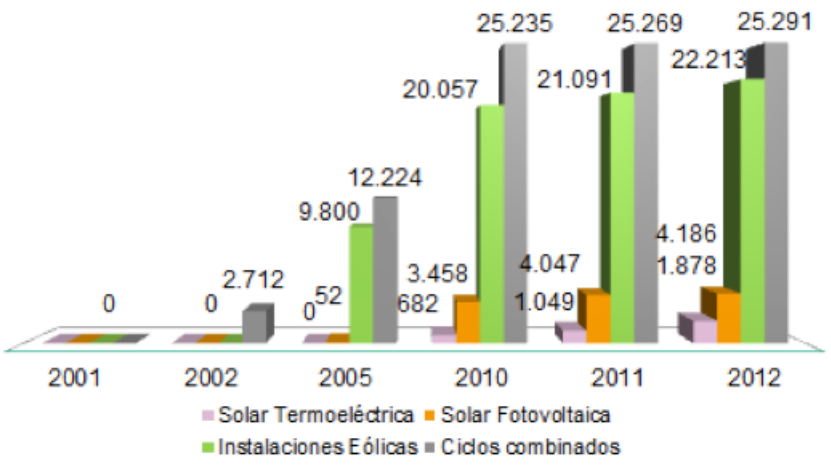
(*) Índice de Herfindahl-Hirschman

Cuotas de ADQUISICIÓN por empresa

	PBC				PHF			
	2002	2005	2011	2012	2002	2005	2011	2012
5 primeros	86,1%	81,9%	73,3%	74,4%	85,1%	79,7%	70,7%	68,6%
10 primeros	97,5%	95,4%	90,7%	90,7%	96,7%	93,3%	87,2%	84,1%
HHI (*)	1.744,2	1.544,7	1.221,7	1.215,1	1.706,8	1.449,7	1.254,5	1.235,7

Figura 7. Evolución de la capacidad instalada en el sistema eléctrico español

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA
Ciclos combinados, Instalaciones Eólicas y Solares (MW) (*)



(*) España peninsular
Fuente: REE. El sistema eléctrico español y elaboración propia

Perspectivas de futuro

La realidad actual del sector eléctrico español no es ajena a la difícil situación que atraviesa la economía española, y la europea en general. La caída de la demanda interna ha provocado un descenso significativo del consumo de energía eléctrica en los últimos años, alcanzándose en la actualidad niveles cercanos a los del año 2005. Esta caída en la demanda, arroja datos que indican la existencia de una sobrecapacidad instalada y como consecuencia directa un funcionamiento por debajo del límite de rentabilidad en algunas instalaciones de generación.

Adicionalmente a la caída de la demanda, la presencia creciente de energías renovables subsidiadas en el mercado está generando en toda Europa, y de forma más acusada en España, la existencia de una capacidad ociosa de origen térmico, especialmente en los ciclos combinados, como resultado de la evolución de los precios relativos del carbón/gas.

A nivel europeo, el debate está abierto. El futuro de los sistemas eléctricos está siendo muy discutido especialmente desde marzo de 2011 en que se reavivó el temor a la energía nuclear. Países como Alemania, cambiaron sus políticas de instalación de nueva generación nuclear y dieron un giro de ciento ochenta grados en pocos meses a su legislación, optando su Gobierno por desmantelar progresivamente toda su capacidad nuclear instalada para el año 2022.

Los objetivos europeos de reducción de emisiones para 2020, la necesidad de instalar nueva capacidad de generación firme y la búsqueda de una economía cada vez más competitiva, parecen objetivos contradictorios unos con otros, pero que sin embargo intentan combinarse en las sucesivas normativas y recomendaciones que se lanzan a nivel europeo.

Lograr una regulación capaz de completar este puzzle parece ser el mayor reto al que se enfrenta el sector, pero no el único.

Otro de los retos del sistema lo encontramos en la utilización de grandes volúmenes de energías renovables no gestionables, con la necesidad de contar con el respaldo de mecanismos que proporcionen la necesaria capacidad de adaptación para un funcionamiento correcto y permitir el ajuste en cada momento de la producción y la demanda en el sistema eléctrico. La compleja solución que pueda alcanzarse a estos retos está aún por llegar, pero no cabe duda de que será a través de una regulación que fomente la eficiencia, la competencia y no merme la competitividad de los sistemas eléctricos. Los mecanismos de mercado parciales (subastas de capacidad, mercados de emisiones, etc) se adivinan como posibles soluciones provisionales hasta lograr el correcto funcionamiento de los *"energy only markets"*, una vez se eliminen por completo las distorsiones que, en la actualidad, pueden desvirtuarlos.

Como consecuencia de situaciones ocurridas en otros ámbitos de la economía, la tendencia europea a la armonización en legislaciones no cesará. Resulta contradictorio, como vemos en los mapas siguientes (figuras 8 y 9), encontrar diferentes sistemas de fomento de inversiones en nueva capacidad firme, así como tener diferentes sistemas de retribución a las tecnologías renovables, a lo largo de los diferentes países de la Unión Europea. Estos sistemas están abocados a competir ya hoy en un mercado único y es razonable pensar que las condiciones para que el mercado funcione deben ser homogéneas y estables.

En este contexto tan complejo, el mercado de energía eléctrica Ibérico funciona adecuadamente ya que sigue arrojando precios en

Figura 8. Mecanismos de apoyo a la inversión en nueva capacidad en Europa

Figura 9. Sistemas de apoyo a la generación con tecnologías renovables en la Unión Europea

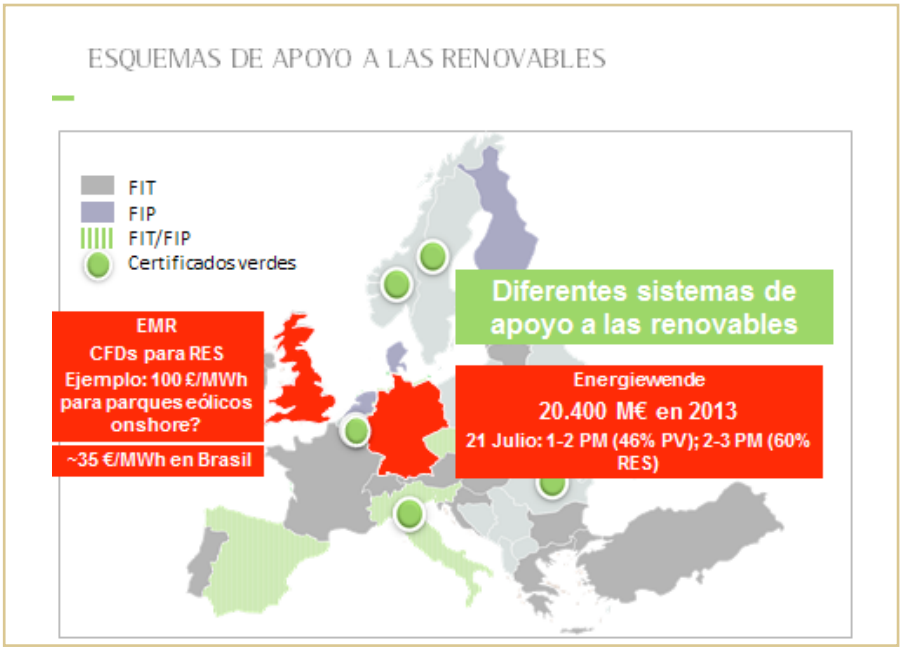


Figura 10. Mapa actual de miembros integrantes del proyecto PCR

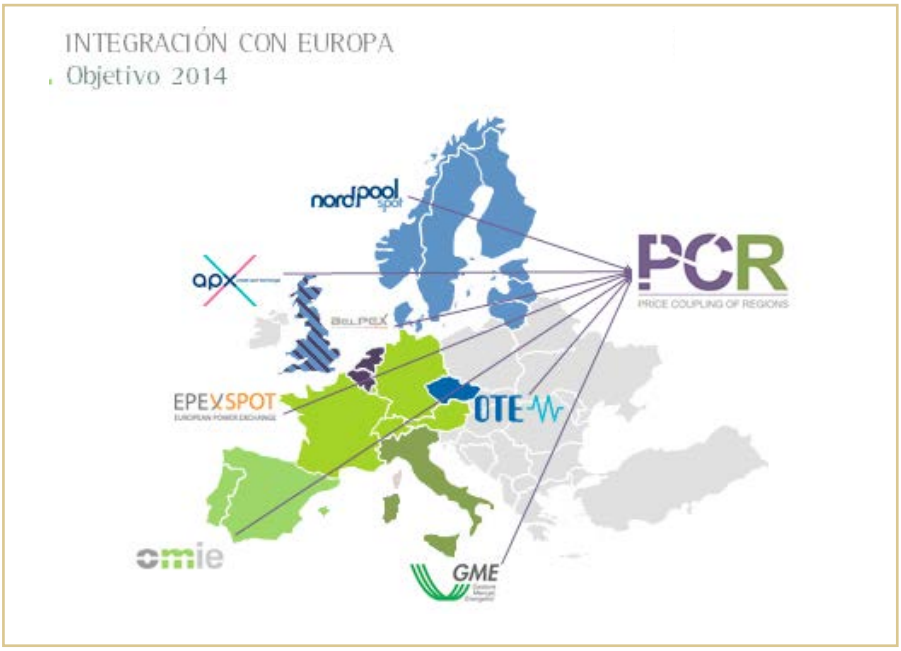
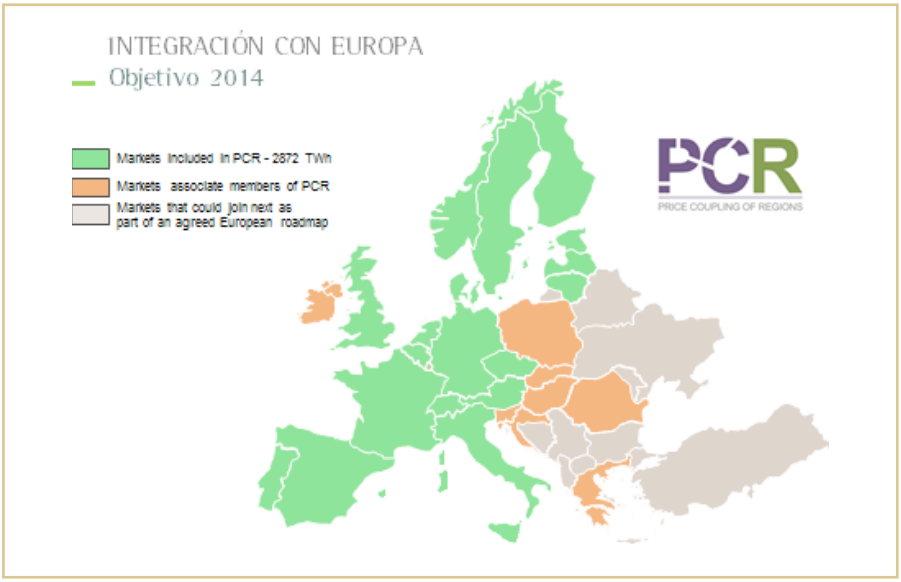


Figura 11. Miembros del PCR, miembros asociados y potenciales futuros miembros



el rango de otros mercados europeos. Podemos afirmar que el MIBEL se ha convertido en una experiencia de éxito y que ha servido para impulsar otros mercados regionales en la Unión Europea y avanzar en el mercado único que cada vez está más cerca.

El último gran impulso al mercado único a nivel de Jefes de Estado y de Gobierno de la UE, llegó el 4 de febrero de 2011, en la reunión celebrada en Bruselas, los mandatarios europeos acordaron[5] que "*… el mercado interior de la energía tiene que haberse realizado de aquí a 2014, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad. Para ello es preciso,… el acoplamiento de mercados, las directrices y los códigos de red aplicables en todas las redes europeas…*".

Para dar respuesta a este mandato, la Comisión Europea, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y los reguladores nacionales están impulsando, entre otros proyectos, el acoplamiento de los mercados diarios de energía eléctrica a nivel europeo con un mismo algoritmo para la casación de ofertas de compra-venta en toda la UE. Se trata de la consolidación a nivel europeo de los mercados marginalistas como mecanismo pan-europeo para la formación de precios de la electricidad. OMIE participa activamente en estos trabajos desde el primer momento en diciembre de 2009, y el pasado 8 de abril se convirtió en el primer operador que utiliza en paralelo el nuevo algoritmo y los sistemas del PCR *(Price Coupling of Regions)* que permitirán el acoplamiento del mercado Ibérico de electricidad con el del resto de mercados europeos durante el primer trimestre de 2014.

PCR es el gran proyecto de integración y armonización de mercados diarios de la Unión Europea, que agrupa, como se ve en la figura 10, a los principales mercados de la UE, la práctica totalidad de la misma. A

[5] Consejo Europeo del 4 de febrero de 2011. Documento de Conclusiones.

través de los mercados del PCR se negocia una gran parte de la electricidad que se consume en Europa.

Este proyecto pretende aumentar la liquidez de los mercados, su eficiencia y otorgar al ciudadano mayores cotas de bienestar económico y social.

Además, el PCR no es un proyecto cerrado, sino al contrario, está prevista la entrada en el mismo de todos los mercados vecinos que deseen agregarse a los siete mercados mayoristas actuales. Para ello deben completar un proceso de adaptación normativa y deben cumplir una serie de requerimientos técnicos (figura 11); una adaptación similar a la realizada en los últimos meses por el mercado de la República Checa (OTE).

En paralelo al proyecto de acoplamiento de los mercados diarios de electricidad en Europa, está previsto y actualmente en negociación, el lanzamiento de una plataforma pan-europea que permita establecer un mercado continuo transfronterizo (con asignación implícita de capacidad de interconexión) en el horizonte intradiario. Esta plataforma será compatible con la existencia de subastas marginalistas intradiarias a nivel subregional, que en la actualidad funcionan con niveles de liquidez muy dispar, en el caso del MIBEL, la liquidez de estos mercados es muy superior a la media europea. Lo que se persigue con esta plataforma es aprovechar al máximo las virtudes del mercado y aumentar la liquidez y acercar la negociación al tiempo real.

Las directrices europeas en materia regulatoria son favorables al establecimiento de este tipo de mercados intradiarios a nivel europeo con el objetivo de aprovechar al máximo las interconexiones, y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico europeo en conjunto en cuanto a costes de producción, emisiones y aprovechamiento óptimo de los recursos renovables con los que cuentan los estados, aumentando la coordinación entre los sistemas.

Por otro lado, pero en línea con los objetivos europeos para 2014 de integración de los mercados de electricidad y gas, OMIE, lidera un grupo de trabajo para avanzar en la creación de un Mercado Ibérico de Gas, que permita la negociación en diferentes horizontes de gas natural entregado en el sistema gasista ibérico. A fin de aprovechar las numerosas sinergias existentes, la estructura societaria y funcional del mercado de gas debería ser similar a la existente para el mercado Ibérico de electricidad. El inicio de este mercado, de diseño acorde con el modelo objetivo europeo para los mercados de gas, podrá producirse tan pronto como se establezca a nivel nacional la regulación necesaria, disponiendo en la actualidad OMIE del conocimiento, experiencia y sistemas telemáticos de negociación para su puesta en funcionamiento. La creación de este mercado daría cumplimiento completo en la Península Ibérica a los objetivos de creación de mercados de electricidad y gas de la Unión Europea.

El futuro de OMIE por tanto, está ligado a Europa, al mercado europeo de electricidad y gas, una realidad próxima de la que nuestra empresa es ya uno de los principales actores. ■

Retos del refino europeo

Santiago Bergareche Busquet
Presidente de CEPSA

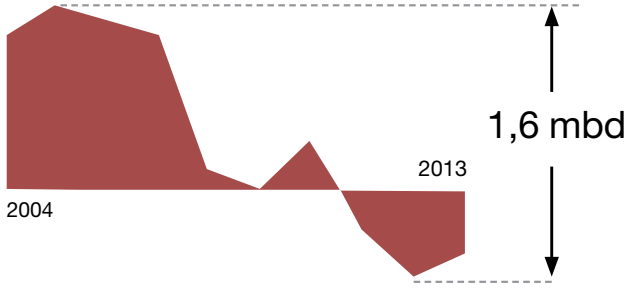
Durante los últimos años la Industria del refino europeo ha sufrido una profunda restructuración que ha llevado entre 2008 y 2013 al cierre, transformación o venta de un 30% de su capacidad de refino. A pesar de este esfuerzo, el sector sigue afrontando una profunda crisis que hará necesaria la adopción de nuevas medidas en el corto y medio plazo. El apoyo e implicación de las diferentes administraciones así como el cambio en la percepción que los consumidores tienen de la industria del refino, serán clave para determinar el alcance final de este proceso de restructuración.

Entorno mundial

La industria del petróleo europea vive entre dos mercados globales, abiertos y absolutamente transparentes: el del crudo y el de productos. A la hora de plantear un estrategia energética y establecer las medidas a tomar tanto regulatorias como de otra índole que la desarrollen, hay que tener en cuenta la exposición a la competencia internacional a la que se enfrenta el sector; a día de hoy, se están produciendo una serie de cambios trascendentales a nivel mundial en los mercados energéticos que cambiarán el *statu quo* conocido hasta ahora, y que es crucial considerar a la hora de plantear cualquier plan para el sector:

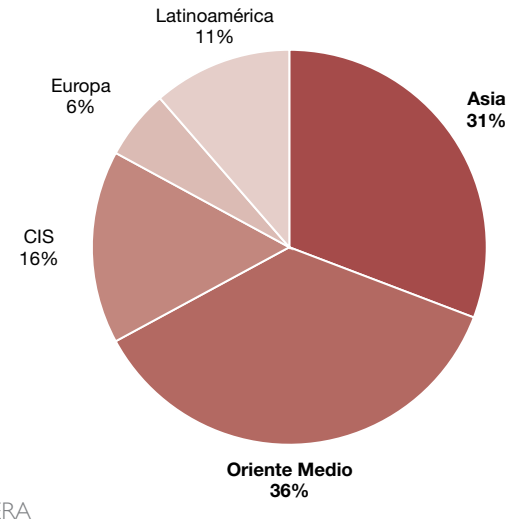
- La revolución del crudo y gas de esquisto en los EE.UU., que, a pesar de la poca madurez de la tecnología, ya ha tenido un impacto profundo en la estructura de la industria, no solo del refino sino también de la Petroquímica. EE.UU. tiene a día de hoy una ventaja competitiva no solo con un menor precio de gas sino también con unas materias primas mucho más baratas. Desde el año 2010 es un exportador neto de productos petrolíferos. La variación de la balanza comercial de productos petrolíferos de EE.UU. desde su máximo importador en el año 2005 al máximo exportador en 2012, alcanza la cifra de 1,6 mbd, una variación equivalente al consumo de productos petrolíferos de la Península Ibérica.
- Otros de los factores en los mercados internacionales a tener en cuenta es el rápido crecimiento de la capacidad de refino en Medio Oriente y Asia. Las altas inver-

Figura 1. Balance Importador EE.UU. (mbd)



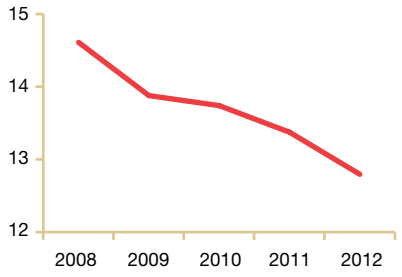
Fuente: EIA

Figura 2. Distribución por área geográfica de la inversión total prevista en mejora de calidad para el periodo 2012-2018



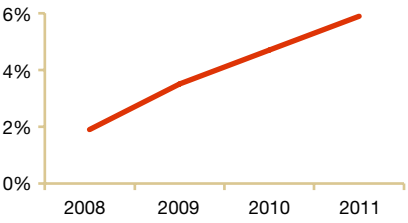
Fuente: IHS CERA

Figura 3. Evolución de la demanda de los productos petrolíferos en Europa (mbd)



Fuente: BP Statistical Review 2013

Figura 4. Evolución del porcentaje de renovables en fuel de transporte en España



Fuente: Eurostat, código tsdcc340

siones de muchos de estos proyectos en unidades destinadas a alcanzar las especificaciones de la UE, muestra claramente que están dirigidos a la exportación hacia el mercado europeo, con el agravante de que la integración de los productores de Oriente Medio y su acceso a energía barata, así como las economías de escala y los bajos costes salariales de Asia, les otorga una ventaja competitiva clara sobre los productores europeos.

- Por último, los diferentes marcos regulatorios a los que se ven sometidas las distintas regiones también marcan una importante diferencia en competitividad entre refinerías y, como se verá más adelante, la posición de las refinerías europeas en comparación con otras áreas es en conjunto desfavorable.

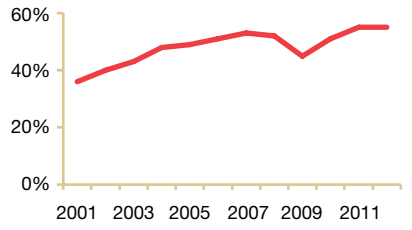
Entorno europeo

Aunque la principal causa del descenso en la demanda de productos derivados del petróleo en Europa se debe a la crisis económica que atraviesan muchos de los países que la integran, la demanda se ha visto afectada también por otra serie de factores como el aumento del consumo de biofueles, el aumento de la eficiencia de los vehículos, o el todavía incipiente mercado del vehículo híbrido/eléctrico que han contribuido no solo a disminuir de manera transitoria la demanda sino a destruir parte de ella. Hay que destacar que si bien los dos últimos se deben a una evolución real de la tecnología, el primero se ha promovido vía legislativa en aras de una bondad medioambiental hoy día muy discutida cuando es aplicada a nivel regional europeo y no a nivel global. Los debates sobre la contribución de los biofueles a la reducción de las emisiones de CO_2 (directa o indirectamente), sobre el origen de los biofueles a fin de controlar el empleo de materias primas de consumo alimentario y favorecer el empleo de productos de segunda generación o cómo parametrizar el ILUC siguen abiertos.

Por otra parte, no solo la caída de demanda es un problema, sino también el desacoplamiento entre la cesta de productos demandados y la cesta de productos producidos en las refinerías europeas. Este desbalance producido por la dieselización del parque móvil, debido principalmente a incentivos fiscales basados en un menor nivel de emisiones de CO_2 del diésel frente a la gasolina, ha obligado a importantes inversiones para adaptar la configuración de las refinerías a este nuevo equilibrio de demanda.

Para acomodar el perfil gasolina /diésel de las refinerías, han tenido que realizar gran-

Figura 5. Cuota de mercado de vehículos diésel en UE27



Fuente: ICCT, The International Council on Clean Transportation

des inversiones encaminadas a obtener más diésel a partir de las fracciones más pesadas del crudo. Este esfuerzo ha contribuido a mejorar la seguridad de suministro del continente, reduciendo las importaciones de terceros países. También se ha hecho un gran esfuerzo en cooperación con los fabricantes de automóviles para contribuir al desarrollo de motorizaciones más eficientes con carburantes más desarrollados, en este ámbito Europa es un claro referente a nivel mundial.

Mercado español

España cuenta con el 6.4% de la capacidad europea de refino. El mercado español es un mercado muy abierto ya que históricamente ha tenido un enorme déficit de destilados medios, que se cubría con importaciones. Este déficit justificó también los grandes proyectos llevados a cabo durante la última década en buena parte de las refinerías españolas. Dichos proyectos que a su vez han proporcionado una gran actividad a las empresas españolas de ingeniería y contratistas.

Sin embargo, desde el año 2008 y debido fundamentalmente a la crisis económica del país, la demanda en España de derivados del petróleo ha venido cayendo, lo que ha obligado a las refinerías españolas a buscar mercados fuera del mercado nacional. De hecho, 2011 fue el primer año en el que las importaciones netas de derivados del petróleo fueron negativas en España.

En estas circunstancias una vía que han tomado algunos gobiernos en otros países de nuestro entorno tales como Francia, Italia y, más recientemente, Gran Bretaña, han considerado la introducción de barreras fiscales frente a las importaciones procedentes de áreas o países con regulaciones menos estrictas.

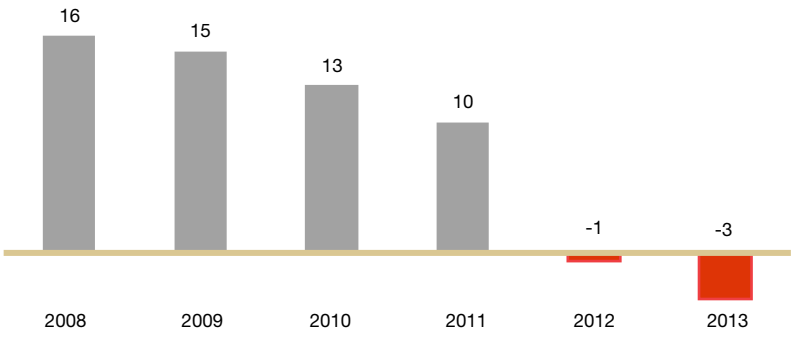
Marco regulatorio

La UE tiene como objetivo a largo plazo conseguir un nuevo modelo energético, basado en energías renovables, con bajo impacto en emisiones de CO_2 y de alta eficiencia energética, todo esto potenciando el uso de fuentes renovables frente a las no renovables y asegurando a su vez la seguridad de suministro.

El sector de refino, al igual que otras industrias, ha realizado a lo largo de las dos últimas décadas un importante esfuerzo inversor en materia medioambiental para poder cumplir con estos objetivos. Simplemente en el periodo de 2007 a 2011 el gasto medioambiental medio de la industrial entre los países de la UE27, ha sido de 50.000 millones €/año[1].

Sin embargo este esfuerzo no se percibe más allá de la industria, ya que parece que existe una percepción generalizada de que el sector del refino "lo soporta todo" y yendo más allá, de que no tiene sensibilidad medioambiental. Esto no es así, es el esfuerzo de la industria de la UE, incluyendo el sector del refino, el que ha permitido reducir las emisiones de los principales contaminantes, incluyendo SO_2, NOx, NMVOC, CO y PM. Desde 1990 la calidad de los carburantes en la UE ha mejorado de forma espectacular de modo que las emisiones de nuestros vehículos se han reducido un 80%. De acuerdo con la Agencia Europea de Medioambiente,

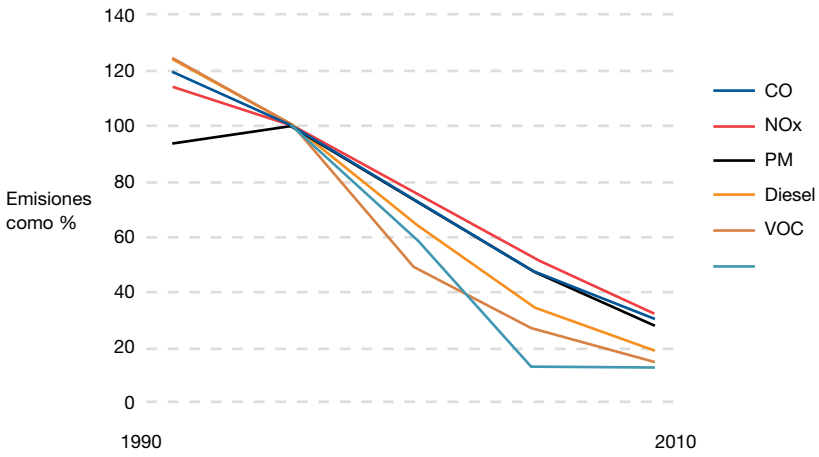
Figura 6. Importaciones netas de productos petrolíferos en España (mil t/año)



Fuente: CORES

[1] Fuente: Eurostat

Figura 7. Evolución de las emisiones en la UE27



Fuente: CONCAWE

salvo el NOx, todos estos contaminantes satisficieron en 2011 los objetivos marcados para 2020.

Hay que considerar que cada medida regulatoria que se impone en Europa sin ser replicada en otras áreas, genera una carga para la industria y la sitúa en desventaja frente a sus competidoras. Por ejemplo, la Directiva de Emisiones Industriales, las distintas fases de la ETS, etc… Los impactos de estas iniciativas son enormes (del orden de decenas de billones de €), una buena parte de la inversión y costes operacionales requeridos no se recuperan y deben ser asumidos por un negocio ya, de por sí, poco competitivo.

El sector del refino europeo acepta las bases que constituyen los fundamentos de la política energética y de cambio climático de la UE: seguridad de suministro, medio ambiente y competitividad (sin olvidar la industrialización); pero es preciso un reequilibrio entre esos objetivos.

Las únicas ventajas competitivas que tiene hoy el refino en Europa son su eficiencia y su fiabilidad de operación, que compensan con dificultad las ventajas en materias primas, energía y subsidios que sus competidores poseen en otras áreas. Sin embargo la legislación es la más restrictiva del mundo y siguen existiendo propuestas de la UE que continúan yendo más allá, se podría decir que está regulando "por encima de las posibilidades" de la industria con nuevas iniciativas tales como:

- Directiva ETS-Fase III
- Directiva FQD
- Artículo 7a
- Calidad productos, especificaciones PVR
- Directiva IED (IPPC)
- Directiva Energías Renovables
- Directiva de Eficiencia Energética

Cabe esperar un incremento notable de los capex y opex de las refinerías españolas/europeas como resultado de la adopción de estas nuevas medidas legislativas.

Por otra parte, el desbalance regulatorio en la UE, favorece la deslocalización de la industria, con la paradoja de que, un sistema pensado para favorecer la reducción de emisiones de CO_2, al final consigue aumentarlas, al desplazar la producción a zonas donde la legislación es mucho más permisiva.

Si no se quiere aumentar la dependencia del exterior, si se quiere asegurar el futuro en Europa de un sector tan significativo, hará falta un cambio en la política energética, será necesario hacer una política energética lo suficientemente estable; que dé garantías a la inversión y que tenga en cuenta el coste asociado para la industria; basándose siempre en estudios de impacto rigurosos. La importancia y magnitud de los retos que vienen, exigen un reequilibrio urgente del trilema (seguridad de suministro, medio ambiente y competitividad) en el que se apoya la política energética comunitaria para evitar el cierre de más refinerías.

Las Administraciones/Instituciones parecen conscientes del desafío. El año pasado tuvo lugar en Bruselas la Primera Mesa Redonda del Refino en la UE para debatir los retos del sector. En ella se acordó que *"cualquier medida de la UE deberá respetar ciertas condiciones, especialmente, garantizar una visión realista del restablecimiento de la competitividad del sector y evitar el empeoramiento potencial de la situación actual del mismo"*. Cualquier desarrollo futuro a nivel de la UE no debería constituir una iniciativa aislada sino que tendría que tener en cuenta los diferentes compromisos a nivel mundial.

Sector estratégico para Europa

El refino es un sector clave para la economía europea. La industria de refino en Europa constituye un elemento importante de la

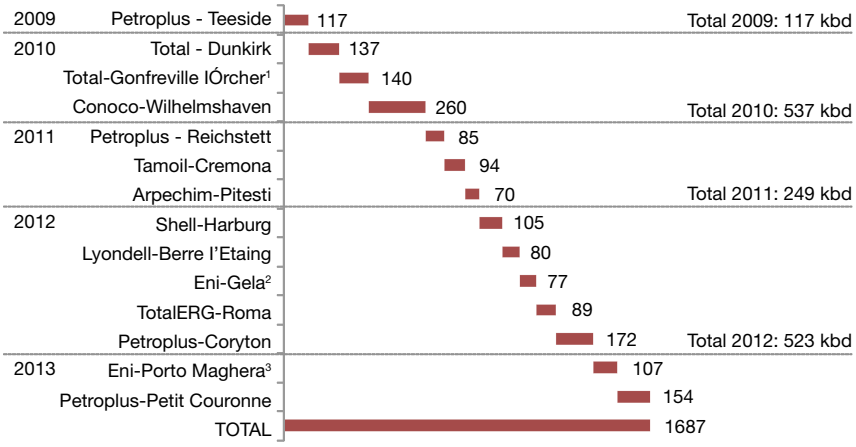
economía de la zona, soportando 140,000 puestos de trabajo en sus refinerías y unos 500,000 entre las áreas de marketing y logística la mayor parte de estos empleos de alta cualificación. Su contribución anual a la economía es de 270 billones € en impuestos y tasas (con un GVA, Valor Añadido Bruto, de 18 billones/año). Asimismo es esencial para asegurar la movilidad no solo de sus ciudadanos sino también de su tejido industrial, y como proveedor de materias primas básicas para otras industrias tales como la petroquímica que, dando empleo a su vez a 778.000 personas, sería difícilmente viable sin un tejido refinero fuerte en Europa.

Pero, ¿esto será así de cara al futuro considerando los nuevos objetivos de la Comisión Europea para 2020 y 2050? La respuesta es sí. Cualquier fuente consultada agencias estatales, asesores, empresas del sector,… coinciden en que la relevancia de los productos petrolíferos del *mix* energético de Europa para satisfacer la demanda energética para el año 2030, teniendo en cuenta las normativas y directrices establecidas hoy, seguirá siendo de alrededor del 70%, siendo en el sector transporte esta dependencia de entre el 80%[2] y el 91%[3] dependiendo de la fuente.

Sin embargo la cuestión no es sólo si los productos derivados del petróleo seguirán siendo o no claves para Europa, sino si seguirá siendo posible el que sean producidos en Europa.

Desde 2008 han cerrado 15 refinerías en Europa sobre un total de 100, lo que supone un 8% menos de capacidad de producción de carburantes, mientras que numerosas refinerías operan por debajo de su capacidad nominal.

Figura 8. Cierres de refineria europeas en UE27

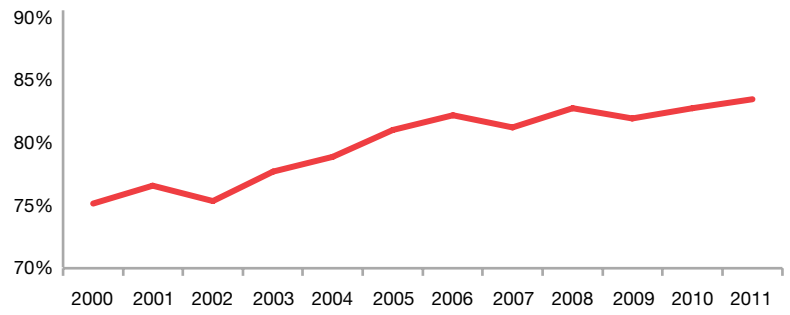


[1] Reducción de capacidad
[2] Capacidad reducida temporalmente a 40kbd
[3] Refinería que se convertirá en Biorefinería en 2013
Fuente: McKinsey&Company, Oct. 2013

Como consecuencia de estos ajustes, si bien el consumo de productos petrolíferos europeo ha disminuido, las importaciones han aumentado pasando de un 20% en 2007 a un 28% en el primer trimestre de 2013.

Esta dependencia no es deseada por nadie, sin embargo, dada la débil situación europea frente a otras regiones en lo que a disponibilidad de materias primas se refiere, hace que las previsiones a futuro sobre dependencia energética, sean pesimistas.

Figura 9. Evolución de la dependencia exterior de productos de petrolíferos de la UE



Fuente: Eurostat código tsdcc310

[2] Previsión de la IEA para su escenario más ambicioso de 450 ppm CO^{2equ}
[3] BP Energy Outlook 2030

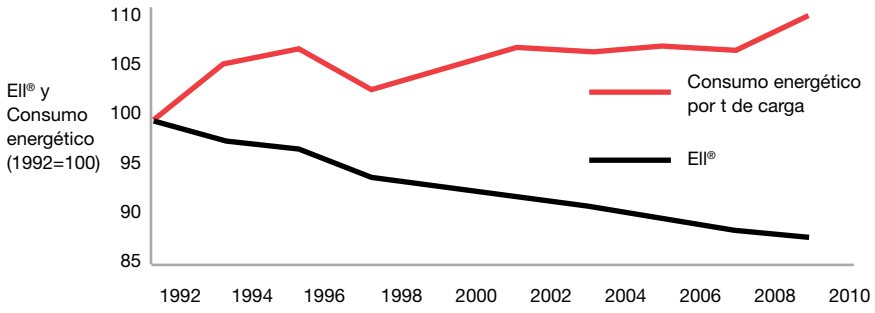
La Agencia Internacional de la Energía, por ejemplo, en el "World Energy Outlook" de 2012, prevé que las importaciones netas de crudo y gas en Europa pasarán de un 65% en 2010 a un 85% en al año 2035. Si a las materias primas se une también la dependencia de productos energéticos debido al cierre de parte de la industria por falta de competitividad, la situación se agravaría. Es claro que el sector del refino juega un papel vital de cara a la garantía del suministro, siendo esto así parece evidente que cualquier medida que se quiera tomar en relación con el futuro energético de Europa debe pasar por la asunción de que el sector de Refino en Europa será determinante y que es necesario asegurar su viabilidad a largo plazo, y el primer paso para ello es el establecer un terreno de juego equilibrado que permita competir a las refinerías europeas en igualdad de condiciones frente a la competencia proveniente de otras áreas geográficas. Hace falta dotar de un marco estable y con garantía de futuro para no desmotivar la inversión o promover la deslocalización del sector en Europa.

La industria del refino europeo echa en falta de sus reguladores un compromiso más profundo con ella. Por ejemplo, países como Japón han lanzado un programa a nivel nacional para racionalizar el sector de refino. En ese país la capacidad total de refino pasará de 4.8 MM bpsd a 3.9, es decir, una disminución del 20% compartiendo entre diferentes compañías infraestructuras, barcos, cadenas de suministro…. Dicha reducción de la capacidad de destilación resultará en una mejora de márgenes y una menor volatilidad.

Un sector de alta Eficiencia Energética

Gracias a las inversiones continuas en investigación y tecnología, las refinerías europeas consiguen exprimir todo el valor posible de cada gota de crudo siendo líderes en eficiencia.

Figura 10. Intensidad energética y consumo energético en las refinerias de la UE27



Fuente: Solomon Associates

Aproximadamente un 60% del coste operacional de una refinería son de tipo energético. Por consiguiente la eficiencia energética es inherente a la actividad de refino en Europa ya que es uno de los pilares de su competitividad. Prácticas estándar en la industria del refino encaminadas a mantener y mejorar la eficiencia son por ejemplo la integración energética de las unidades; los sistemas de control avanzado; el control de O_2 y CO en los gases de escape de los hornos; la optimización de los sistemas de vapor; etc.

No obstante, conviene tener en cuenta de cara a los nuevos objetivos fijados por la UE, que la implementación de estas acciones permitirá reducir los consumos de energía en cantidades discretas, insuficiente para satisfacer algunos de los requisitos que las nuevas medidas regulatorias tratan de imponer. Para esos fines será preciso introducir profundos cambios tecnológicos no siempre disponibles.

El sector del refino ha hecho un gran esfuerzo durante muchos años para conseguir ser lo más eficiente posible, por eso, el trato de favor que a veces se da a las nuevas tecnologías o fuentes de energía mediante subsidios o financiación pública distorsiona el mercado al impedir que las diferentes tecnologías compitan basándose en sus propios méritos. Además no hay que olvidar que al final el coste de estas medidas es soportado no solo por la industria sino también por los consumidores finales.

Qué se puede hacer desde el Sector

Es claro que la capacidad de influencia de las empresas del sector sobre algunos de los factores externos es muy limitada, pero sí está en sus manos el tomar una serie de medidas y acciones a nivel interno para mejorar su situación.

Si bien en el aspecto técnico el trabajo del sector es impecable, en la relación y comunicación con el resto de las partes interesadas (autoridades, sociedad) queda mucho por mejorar. Es necesario el trasladar a los reguladores y al conjunto de la sociedad la importancia del sector, sus buenas prácticas, su compromiso con la sociedad, transmitir su situación actual porque ¿quién fuera de la industria tiene realmente la per-

cepción de la crisis que está atravesando ¿y de lo que queda por venir?.

Debemos mejorar drásticamente nuestras habilidades de comunicación, evitando la sobreabundancia de ingenieros en los equipos de comunicación. Hay que saber mantener el rigor y la consistencia en los comunicados pero, sobre todo, la claridad. Los informes técnicos enciclopédicos que nunca nos han aportado beneficios porque no son accesibles para gran parte de los interlocutores.

Hay que acceder a la juventud, a las escuelas, desmontando los falsos mitos que a veces interesadamente se levantan en contra del refino y en general de toda la industria. Hay que comunicar los beneficios que proporciona y el desarrollo que genera, poniendo a la vez de manifiesto el esfuerzo realizado constantemente por la mejora del entorno.

La industria del refino en Europa es parte de una sociedad con grandes aspiraciones medioambientales, pero esta sociedad necesita y necesitará durante un largo periodo el petróleo y sus derivados para funcionar, por consiguiente se debe perseguir un equilibrio entre las ambiciones ecológicas y el mantenimiento de un refino europeo competitivo, ya que de este equilibrio dependerá el futuro de las nuevas generaciones. ■

Un modelo eléctrico más eficiente para una sociedad más eficiente

Borja Prado Eulate
Presidente de ENDESA

Hace un par de años, un conocido instituto de opinión hizo una encuesta para conocer las expectativas de los ciudadanos españoles respecto del desarrollo de la crisis económica. Una de las preguntas animaba a los encuestados a exponer si pensaban que estábamos cerca o lejos de que las cosas volvieran a ser como antes de la crisis. Tres cuartas partes de ellos no respondieron ni una cosa ni la otra: afirmaron que, en su opinión, las cosas jamás volverán a ser como antes de la crisis…

Sin duda, esa gran mayoría de ciudadanos españoles que opina que las cosas no volverán ser nunca como eran antes de la crisis tienen razón. La crisis está transformando todas las vertientes de la vida social de una manera fundamental; y no sólo por la gravedad de su efectos, sino también porque las decisiones de todo tipo que se han adoptado para hacerle frente, así como las modificaciones en los comportamientos y los cambios en los principales valores que se han producido, van a conducir, inevitablemente, a una sociedad distinta en muchos aspectos a la que hemos conocido hasta ahora. Cuidado: no digo que necesariamente vaya a ser una sociedad peor que la anterior. Puede que sea, deseamos que sea y trabajamos para que sea mucho mejor, pero, en todo caso, no hay duda de que será en gran medida muy diferente a la anterior en muchos ámbitos. Y el eléctrico no va a ser una excepción.

¿Hacer más con menos?

Las principales empresas eléctricas europeas llevan declarando desde hace meses que caminamos hacia un nuevo paradigma o modelo eléctrico. Pienso que esta frase, más aproximada que precisa, ha de ser entendida simultáneamente en dos sentidos: caminamos hacia un nuevo modelo porque nos empujan a ello los efectos de la crisis; pero caminamos también hacia él porque la salida de la crisis y la construcción de esa sociedad mejor que queremos que surja de ella exige un nuevo modelo eléctrico.

Y queremos, por encima de todo, que ese nuevo modelo eléctrico sea más eficiente. Eficiencia: he aquí una palabra en la que parecen condensarse buena parte de las principales expectativas que hoy se formulan respecto de la energía, en general, y del sector eléctrico, en particular.

Unas expectativas que se han visto aceleradas e intensificadas, qué duda cabe, como consecuencia de la crisis, pero cuya raíz es más lejana en el tiempo. La creciente preocupación por el ahorro energético, por el uso responsable de las materias primas energéticas, por la preservación del medio ambiente, por conseguir costes y precios competitivos de suministro, por incrementar los rendimientos en la generación de electricidad, por reducir las pérdidas en su transporte y distribución, etc. vienen de años atrás y son aspiraciones que se condensan en el concepto de eficiencia energética.

No obstante, convengamos en que, hasta hace no mucho, este concepto parecía quedar limitado al objetivo de conseguir una reducción sustancial de la intensidad energética, es decir, de la cantidad de energía empleada por cada unidad de PIB. Un aspecto tranquilizadoramente cuantitativo en el que las cosas no parecen ir del todo mal, pues este indicador ha mejorado en España en alrededor de un 15% desde el año 2000 y en alrededor de un 10% desde el inicio de la crisis… si bien ello parece deberse más al impacto de la crisis sobre los sectores industriales más consumidores de energía que a auténticas ganancia de eficiencia. En todo caso –y quizá por la misma paradoja que supone que un indicador ma-

croenergético mejore precisamente como consecuencia de los efectos devastadores de la crisis–, ya no nos dejamos engañar por los meros índices cuantitativos tradicionales y aspiramos a cambios de mayor calado cualitativo.

En lo que se refiere a la eficiencia, una frase parece resumir esta ambición con singular acierto: *hacer más con menos*. Sin embargo, si la referimos al sector eléctrico, creo que, a estas alturas, la frase se nos ha quedado muy corta: no se trata sólo de hacer más con menos; *sino de hacer más y diferente, con menos*.

En efecto, pienso que decir que debemos *hacer más con menos* no pone suficientemente el acento en que la clave, por lo menos a mi juicio, no consiste en *hacer más con menos de la misma forma que antes*, *sino de hacer más cosas y nuevas cosas de una forma diferente a como lo hemos hecho hasta ahora*.

Pondré un ejemplo: la demanda eléctrica española se halla en estos momentos en los niveles cuantitativos que tenía en el año 2005. Ojo: no en los niveles de antes de la crisis, sino en los niveles de un par de años antes de la crisis, cuando estábamos en una fase, aún no cerrada entonces, de crecimiento económico. Pues bien, quienes piensen –igual los hay– que todo consiste en esperar a que la recuperación económica conduzca a una "normalización" del consumo eléctrico, hasta situarlo de nuevo en esas cotas y con tendencia creciente, para volver a construir grandes centrales de generación convencional (pero más eficientes), nuevas instalaciones de renovables (pero más eficientes) y muchas nuevas líneas para abastecer los nuevos puntos de suministro (pero con menos pérdidas), estarán olvidando las modificaciones sustanciales que se están produciendo en las estructuras productivas de la economía nacional y los cambios no menos sustanciales que están teniendo lugar en los comportamientos y demandas de los consumidores. Y, sobre todo, estarán ignorando que lo que hoy se reclama socialmente al sector eléctrico no es que aproveche la nueva ola de recuperación económica, *se produzca cuando se produzca, sino que contribuya decididamente a que se produzca*.

No quiero decir con lo anterior que no vayan a ser necesarias e indispensables en el futuro grandes centrales convencionales como las existentes, instalaciones de renovables que sean competitivas, y líneas de transporte y distribución mejor diseñadas y explotadas. Todo ello forma y seguirá formando parte del núcleo esencial de la actividad eléctrica y será su cimiento. Pero no bastará. Lo reitero: habrá que hacer nuevas cosas y de manera diferente.

Una mayor electrificación de la vida social y económica

Estas *nuevas y diferentes cosas* vendrán exigidas y determinadas por el hecho incuestionable de que no cabe concebir una sociedad más eficiente, más responsable, más digitalizada y de mayor calidad de vida sin asumir que todo ello pasa por una creciente electrificación de las actividades sociales y económicas más diversas.

El carácter de encrucijada que siempre ha mostrado la electricidad se va a manifestar –se está manifestando ya– de manera cada vez más intensa. No es ya sólo que todas las materias primas energéticas puedan emplearse de manera más eficiente y con menores impactos medioambientales previa su transformación en energía eléctrica; no es ya sólo que la energía eléctrica puede ser transformada y consumida en otras formas de energía final (mecánica, lumínica, electrónica, etc.) de forma flexible y eficaz; es, además y sobre todo, que determinados vectores de la nueva sociedad que deseamos construir, para convertirse en realidad, exigen el concurso de la electricidad.

Me refiero a cuestiones tales como la implantación de sistemas de transporte más eficientes, menos energéticamente dependientes y más respetuosos con el medio ambiente (que son, obviamente, sistemas de transporte eléctrico); el desarrollo de todas las potencialidades de la sociedad de la información (cuya base es una digitalización creciente que requiere indefectiblemente el uso de equipos que funcionan gracias a la electricidad); o el impulso de la proactividad del consumidor a la hora de conseguir un uso más eficaz de los servicios a su alcance (que generalmente exige asimismo el uso de equipamientos de control, transmisión de información, envío de comunicaciones o planificación del consumo que funcionan gracias a la electricidad). Así pues, la electricidad aparece siempre al final o como base de estos avances hacia la nueva sociedad "post-crisis".

Pero estos avances, que ya están conociendo importantes experiencias positivas –eso sí, cada vez más lastradas o ralentizadas por los efectos de la crisis y los de erróneas decisiones (o, incluso, de falta de decisiones) de carácter político o regulatorio–, requieren el desarrollo de un nuevo concepto de modelo eléctrico. Un nuevo concepto que, a mi juicio, ha de tener en la *innovación*, en el sentido más amplio y diverso del término, uno de sus fundamentos esenciales. Y subrayo de manera muy premeditada que me refiero al sentido más amplio y diverso del término porque no trato de referirme –al menos, no exclusivamente– ni a la investigación, ni a la innovación tecnológica.

No es momento para detenernos aquí en distinciones conceptuales entre términos cuyas fronteras terminan casi siempre por resultar un tanto borrosas, pero admitamos que, muy frecuentemente, cuando hablamos de innovación tendemos a considerar que esta palabra es casi un sinónimo de investigación o algo que se circunscribe únicamente a la esfera tecnológica. No es así; o, al menos, no es así en el propósito de estas líneas.

Por supuesto, ese nuevo modelo eléctrico que deseamos edificar exigirá nuevos conocimientos, nuevos productos y servicios, nuevos avances tecnológicos; y todo ello compete a la investigación. Pero, sobre todo, al menos en mi opinión, lo que exige son nuevas maneras de combinar los conocimientos que ya tenemos, nuevas formas de hacer las cosas que ya hacemos o que estamos empezando a hacer. Y esto compete, en especial, a la innovación.

Algunos ejes fundamentales del nuevo modelo eléctrico

Creo que este punto de vista se pondrá de manifiesto con mayor claridad si enumero algunos de los ejes fundamentales que, a mi juicio, debe poseer el nuevo modelo eléctrico.

En primer lugar, ha de basarse en una decidida *ampliación del concepto de servicio eléctrico*. Por descontado, la base del negocio –ya lo he advertido antes– habrá de ser, como hasta ahora, el suministro de electricidad en excelentes condiciones técnicas de seguridad, continuidad y calidad. Sin embargo, debemos admitir que, en el sector eléctrico, siempre hemos pensado que nuestras obligaciones terminan ahí. ¿Cuántas veces no (nos) hemos dicho que *lo nuestro* es preocuparnos por producir, distribuir y vender electricidad, pero no preocuparnos por lo que se haga con ella?.

Pues bien, esa frontera ya no es pertinente, si es que alguna vez lo fue, porque el desarrollo social y económico la está difuminando a pasos agigantados. Si queremos que nuestro negocio tenga futuro y que se perciba con claridad cuál es nuestra contribución a una sociedad mejor, hemos de asumir que no hay ningún muro infranqueable que nos obligue a quedar confinados en el suministro de energía eléctrica, sin inquietarnos por las aplicaciones que se puedan hacer de esas energía.

Es evidente que las empresas eléctricas no fabricamos coches, pero somos un vector esencial para el desarrollo del transporte eléctrico y ello nos debe obligar a dar el salto desde el mero suministrador de la energía necesaria, al agente colaborador en el despliegue material que hace posible el aprovechamiento de ese suministro para ese fin. Es obvio que no fabricamos electrodomésticos, pero no nos debe ser indiferente la implantación de los equipos que resultan más seguros y eficientes. No queremos ser instaladores, porque los hay muchos y muy buenos, pero nada impide que establezcamos nuevos marcos de colaboración con ellos que redunden en que los consumidores cuenten con instalaciones eléctricas más eficientes, más seguras, mejor mantenidas y de mayor calidad en sus centros de trabajo o en sus propios domicilios.

En definitiva, el concepto de servicio eléctrico tiene que romper el cascarón del mero suministro de electricidad y, sin abandonarlo en absoluto, extenderlo a productos y servicios de elevado valor añadido que dan lugar a usos mucho más eficientes de ese suministro energético.

En segundo lugar, ha de basarse también en una *radical innovación de las relaciones que se mantienen con los clientes.* Nuevamente, no me refiero sólo a mejorar los servicios de atención comercial, que serán siempre parte de nuestro *business as usual* –y cada vez con mayor cotas de exigencia, a medida que se incrementa la formación de los consumidores y que esta formación se convierte en positivo acicate y presión para que las empresas suministradoras mejoren sus canales de atención comercial–; me refiero a que, en lugar de atender reactivamente al desarrollo de las expectativas y demandas de los consumidores, para tratar simplemente de "darles la mejor respuesta", como rezan no pocos de nuestros textos empresariales o publicitarios, nos adelantemos a ellas y les proporcionemos los mejores canales y equipos para que su satisfacción redunde en mejoras globales de eficiencia económica y energética.

A título de ejemplo, me refiero, desde luego, a explotar las posibilidades de los telecontadores inteligentes, que permiten que el consumidor pase a controlar de manera personal y directa su propio consumo eléctrico; me refiero también a la generación distribuida, que convierte a muchos consumidores en productores y suministradores de energía, haciendo realidad en el sector energético un neologismo –*prosumer*– que parecía reservado únicamente a otros sectores; me refiero al desarrollo de experiencias conjuntas y voluntarias entre empresas suministradoras y consumidores para conocer de manera fehaciente las ventajas y problemas en la implantación de nuevos avances tecnológicos; me refiero, en suma, a contribuir de manera esencial al desarrollo de un nuevo modelo urbano: las *smartcities*...

Algunos dirán que varios de éstos y otros avances se pueden hacer sin las empresas eléctricas tradicionales, pero es indudable que nadie como las empresas eléctricas poseen los conocimientos necesarios para hacerlos realidad, por lo que hacerlo sin

su concurso sería un claro atentado contra cualquier concepto aceptable de eficiencia. En definitiva, me estoy refiriendo a la necesidad de que las empresas eléctricas desarrollen los equipos materiales y los esquemas de cooperación que hagan posible que el papel crecientemente proactivo de los consumidores encuentre fórmulas de canalización cada vez más eficaces: una innovación que transforme la antigua relación unidireccional entre suministrador y suministrado, en una relación bidireccional entre empresa y cliente basada en criterios de cooperación y proactividad recíproca.

En tercer lugar, será también importante *innovar en las relaciones de la empresa con sus colaboradores potenciales*. Tengo otra vez que insistir en que no sugiero el abandono de la buena aplicación de fórmulas ya probadas y que tienen una función básica, como es la captación de talento –sobre todo, de talento joven– para mejorar la competencia de los equipos humanos propios de las compañías o el establecimiento de alianzas estratégicas o de contratos de servicios a largo plazo con los mejores proveedores que impliquen fórmulas de co-responsabilidad el cumplimiento de los objetivos empresariales que son mutuamente beneficiosos. Pero sí que todo ello tiene que verse enriquecido con un papel más activo de las empresas en la promoción y el aprovechamiento real y efectivo del talento empresarial mediante el impulso de incubadoras, *start-ups* y otras nuevas vías de desarrollo del emprendimiento que dotan a las organizaciones empresariales convencionales de niveles de agilidad, flexibilidad, rapidez y capacidad de adaptación que parecen vedados a sus estructuras tradicionales.

Y no se vea en el uso de adjetivos tales como "convencionales" o "tradicionales" ninguna intención peyorativa, sino meramente descriptiva. Por lo anteriormente dicho, creo que la base del negocio de las empresas eléctricas ha de ser mantenida y mejorada, y creo que sus estructuras organizativas, convenientemente desarrolladas, son las que se adaptan de manera más natural a ese negocio básico. Por otro lado, me parece ilusoria la idea de que estas estructuras puedan ser transformadas de manera radical con la ambición de convertirlas en "laboratorios de garaje"; o, incluso, que resulte eficiente que sean transformadas con semejante ambición.

Creo más inteligente que estas estructuras se abran a formas diferentes de colaboración, de modo que resulten atractivas para los nuevos emprendedores y se vean confrontadas a maneras distintas y más eficaces de asumir riesgos empresariales. Y pienso también que en ello le va a las empresas eléctricas gran parte de su futuro, porque debemos admitir que el sector energético no figura, en términos generales, entre las primeras opciones que se plantean actualmente las *start-ups*, lo que es tanto como decir que no son en este momento un polo significativo de atracción de talento emprendedor.

Es necesario cambiar esta percepción, porque, como he tratado de argumentar anteriormente, el sector eléctrico requiere de innovación para llevar a cabo una transformación sustancial de su concepto de servicio eléctrico. Además, cuenta con recursos razonablemente suficientes y, sobre todo, con las instalaciones necesarias para que los proyectos de los nuevos emprendedores encuentren un lugar adecuado para ser aplicados de forma práctica y en condiciones reales.

Un marco institucional más libre y transparente

No obstante, estos ejes de innovación que he expuesto a título de ejemplo –sin duda, hay más– no podrán desarrollarse si no cuentan con el marco institucional adecuado. Y aquí me viene a la cabeza la frase de un conocido economista español que, para explicar el salto que dio la economía española tras la larga y dura postguerra, decía que lo importante no fue tanto lo que se hizo, sino lo que se dejó de hacer…

Para liberar el talento, las ideas y la voluntad de cambio que son alimento natural del nuevo modelo eléctrico que la sociedad española requiere es necesario liberar las capacidades y hacer transparentes los elementos de ese modelo.

Me voy a referir sólo a dos cuestiones que considero esenciales. La primera obliga de nuevo a echar la vista hacia atrás, esta vez a los años 70. En aquel momento, una tesis, hasta entonces no seguida, recorrió los países desarrollados: "hay que aplicar precios energéticos reales que reflejen la totalidad de los costes de suministro"; es decir, había que romper con la funesta tendencia a establecer precios energéticos artificialmente bajos que fomentaban el derroche, impedían ganancias de eficiencia y nos hacían cada más energéticamente dependientes.

Pues bien, cuarenta años más tarde, hay que parafrasear esa tesis y decir que hay que establecer "precios energéticos reales que reflejen la totalidad, *pero nada más que la totalidad*, de los costes de suministro". Si queremos aprovechar todas las ventajas de la economía de mercado –y no parece que haya corriente mayoritaria alguna que esté proponiendo un cambio radical de sistema económico–, los precios eléctricos tienen que responder estrictamente a los costes reales del suministro, evitando cargarlos con sobrecostes políticos, regulatorios y, sobre todo, recaudatorios. Como cualquier estudiante de primero de Económicas sabe, una economía de mercado no puede ser eficiente si los precios no se es-

tablecen en ella siguiendo criterios de transparencia, a fin de que preserven la competitividad del conjunto de la economía y envíen a los agentes las señales necesarias para que utilicen de la mejor manera los recursos que poseen. Pues bien, en España los precios eléctricos están lejos de ser así. Los precios eléctricos de nuestro país se ven lastrados por casi un 50% de componentes (subvenciones, impuestos, etc.) que nada tienen que ver con el suministro, llegando así a la paradoja de que tenemos en estos momentos uno de los costes de generación más bajos de Europa con uno de los precios finales artificialmente más caros del continente.

La segunda cuestión está estrechamente relacionada con la anterior: no puede lograrse el funcionamiento eficiente de la economía de mercado si no se deja que los agentes dispongan de un adecuado margen seguro, estable y de libertad para adoptar sus decisiones. Por desgracia, debemos reconocer que, también en este aspecto, el modelo eléctrico español está muy lejos de disponer del marco institucional adecuado para alcanzar mayores cotas de innovación y eficiencia.

La Ley del Sector Eléctrico de 1997 dio lugar a una liberalización parcial del mercado eléctrico que supuestamente debería dado pasos definitivos en años sucesivos. Sin embargo, los pasos dados para introducir mayores cotas de intervencionismo en el sistema hasta sido más importantes y repetidos que los que se han dado en favor de la liberalización. Y así, nueva paradoja, hoy podemos decir que, en el sector eléctrico, tenemos *uno de los mercados libres más intervenidos de Europa*.

Por supuesto, dado que en él se suministra un servicio básico, es imprescindible que exista una regulación que garantice la seguridad, el acceso al suministro de los grupos sociales en riesgo de exclusión y otros aspectos de importante interés social. Pero el grueso de la regulación actualmente existente no responde en absoluto a estos objetivos; y la Reforma Energética que se está tramitando en el momento de escribir estas líneas no avanza por vías de mayor libertad, sino de mayor intervencionismo.

El asunto es grave y arriesgado porque es mucho lo que está en juego: nada menos que contar con un modelo eléctrico más eficiente que haga posible una sociedad más eficiente. ■

Claves para la futura transformación del mercado energético europeo

Miguel Antoñanzas Alvear
Presidente y CEO de E.ON en España e Italia

En los diez años que ahora cumplen estos *Cuadernos de Energía*, durante los cuales han realizado una imprescindible labor formativa y divulgativa, el sector de la energía en Europa ha sufrido un cambio drástico.

En estos momentos el sistema energético europeo se encuentra en una situación compleja, con un contexto económico muy difícil y en medio de un amplio proceso de transformación. Todo ello lleva a que los objetivos básicos de seguridad, sostenibilidad y competitividad energética sean cada vez más complicados de alcanzar a pesar de los esfuerzos que consumidores, empresas y organismos públicos están realizando.

En este escenario, además, se dan ciertos factores exógenos que no hacen sino agravar la frágil situación del sector. Entre ellos, y lastrada por una situación de crisis económica estructural en todo el continente, la evolución de la demanda y el consumo energético ha variado considerablemente en los últimos años. Se ha pasado rápidamente a unas reducciones de consumos desde 2008 en torno a un 4% de electricidad y un 10% de gas, pero a pesar de ello, la seguridad de suministro sigue estando en riesgo.
La penetración de las energías renovables en el *mix* energético europeo, como garante del cumplimiento de los objetivos 20-20-20, ha hecho que la generación convencional, respaldo fundamental de las tecnologías renovables que cuentan una menor flexibilidad y capacidad de gestión, se encuentre en una situación de grave riesgo para su sostenibilidad futura.

Tecnologías como los ciclos combinados son, sin duda, las más afectadas por estas políticas intervencionistas, a pesar de ser las más adecuadas para complementar un sistema energético renovable y medioambientalmente responsable. Las políticas regulatorias desarrolladas en diferentes países del ámbito europeo, como España, Suecia o Hungría, comprometen seriamente la sostenibilidad de estas instalaciones, tanto que las compañías europeas se plantean de forma seria el cierre de aquellos activos cuya viabilidad económica no sea factible.

Dentro de este maremágnum de regulaciones en torno a la supervivencia de los ciclos combinados, se ha abierto un amplio debate sobre planteamientos como la hibernación, ante la realidad de que muchas de estas instalaciones perciben ingresos muy bajos por mercado que ni siquiera les permiten cubrir sus costes fijos de operación y mantenimiento. De nuevo, la seguridad en el suministro se ve comprometida, lo que lleva a la necesidad de un planteamiento no individualizado de las soluciones y al imperativo de alcanzar un diseño de mercado equilibrado y flexible.

Adicionalmente al cuestionamiento sobre la seguridad de suministro, otro de los grandes temas que marcarán la agenda del sector es la evolución de los precios de la electricidad, un elemento clave para la competitividad de los países y el desarrollo de la industria. Este aumento de los precios que están sufriendo los consumidores de toda Europa viene dado en gran parte por decisiones políticas y de regulación. En la política energética europea se ha apostado fuertemente por las renovables sin tener en cuenta el impacto en la competitividad y como se está observando, posiblemente en la seguridad de suministro.

Estamos llegando a un momento en que empieza a ser urgente poner fin a este aumento en las facturas de los consumidores, resultado en gran parte de la inclusión de componentes ajenos al coste del suminis-

tro eléctrico en la factura. Los consumidores están literalmente pagando el coste de una política energética que dificulta el acceso a un recurso tan necesario y tan crítico para el desarrollo de un país como es la electricidad, a un precio razonable.

Éste no es un tema baladí, ya que la competitividad de España y de Europa se ve lastrada por esta situación. En los dos últimos años los precios de la electricidad de los consumidores domésticos en Estados Unidos han sido aproximadamente la mitad que los de los consumidores europeos. Su *mix* energético, con una participación creciente de hidrocarburos no convencionales, hace que la competitividad de su industria sea más alta. Europa y Japón, por motivos muy diferentes, están en clara desventaja con Estados Unidos y China, y, si no se toman decisiones urgentes, no hay muchas esperanzas de mejora.

Pero la factura energética de los consumidores europeos no es la única preocupación en lo que a precios se refiere. Algo similar ocurre con la evolución del mercado del carbono. Este sistema, creado con el objetivo de impulsar las inversiones en tecnologías limpias a través de un mercado de derechos de emisión, no está dando el resultado esperado. La existencia de un exceso de derechos hace que su precio baje de forma sustancial a unos niveles que no lanzan una señal que desincentive las inversiones en tecnologías contaminantes.

Esta amalgama nos ha llevado a una política europea poco consistente y desalineada, con una regulación excesivamente intervencionista en la que las regulaciones locales marcan el funcionamiento del mercado y en el que la desfragmentación del sector nos aleja de la deseada creación de un Mercado Interior. La tan ansiada convergencia en materia energética en los Estados Miembros no es fácilmente alcanzable en este contexto y es necesario hacer algo pronto para remediarlo.

Sin embargo, en este momento es más necesario que nunca ser optimistas y pensar que hay mucho por hacer y trabajar por conseguirlo. Hay proyectos por acometer y decisiones que tomar en áreas que considero que son y serán imprescindibles en el futuro de la energía.

- La generación eléctrica debe ser sostenible. Las energías renovables jugarán un papel clave, es indudable, pero no se pueden abandonar por ello a su suerte a las centrales eléctricas convencionales, la generación descentralizada y los proyectos de almacenamiento de energía, complemento perfecto de una sociedad que camina hacia un futuro más respetuoso con el medio ambiente.

  Las energías renovables están iniciando la senda de la madurez. Hay grandes ejemplos, como la energía eólica, que no solo está en su mejor fase a nivel tecnológico, sino que supone una de las fuentes de generación imprescindibles en el *mix* español. Es el momento de enfrentar la realidad incorporando las tecnologías renovables poco a poco en el mercado, con naturalidad, permitiendo su total desarrollo y, por qué no, liderazgo en el mercado energético del mañana.

  Desgraciadamente, hoy no es así. La convivencia entre renovables y convencionales actualmente no es posible ya que sus modelos de funcionamiento son incompatibles en un escenario de mercado: las energías renovables se mueven en un entorno regulado mientras que las tecnologías convencionales se enfrentan a un panorama puramente competitivo, en el que no siempre son retribuidas de acuerdo a su disponibilidad como tecnología de soporte. La rentabilidad y la conciliación de ambos sistemas es uno de los grandes retos a asumir.

- Es imprescindible que haya un precio claro para el CO_2, revitalizando el mercado de derechos de emisión, de forma que sea posible internalizar los costes ambientales. Si este sistema de comercio de derechos de emisión es uno de los ejes fundamentales de la política energética europea, es necesario que todos trabajemos para dotar a este instrumento del impulso necesario de cara a que desempeñe un papel más importante y sea realmente efectivo en el futuro.

  La forma de reforzarlo es equilibrar la oferta y demanda, marcar unos objetivos claros en cuanto a reducción de emisiones y trabajar por una economía baja en carbono y energéticamente más independiente. El peligro: aplicar políticas que puedan entrar en conflicto y alterar el funcionamiento de este mercado, con lo cual su existencia sería estéril.

- Las tecnologías convencionales necesitarán un cambio de enfoque. Hoy no es posible cerrar plantas o llevarlas a hibernación si son necesarias para la seguridad del suministro, algo que fija el operador del sistema. En esta disyuntiva no entran en valoración cuestiones fundamentales como la viabilidad económica de plantas que actualmente operan muy por debajo de sus posibilidades.

  Una solución podría ser la creación de un mercado de capacidad, que permita garantizar un suministro fiable en el medio y largo plazo, cubriendo las nuevas plantas de generación y las que ya están operativas, de forma que éstas tengan una rentabilidad adecuada por

el apoyo y la seguridad que proporcionan al sistema.

Con este tipo de mercado se podrían incluso crear incentivos para la instalación de nuevas plantas en el caso de que se identifique una necesidad futura.

- Es imprescindible poner fin a la existencia de un sistema deficitario que solo lleva a mayores problemas de gestión, viabilidad e impacto para los consumidores. Un buen ejemplo en este caso es el "déficit de tarifa" español, un artificio que no solo no ha mejorado la situación del sector, sino que por el contrario, la ha agudizado.

  Desgraciadamente, la mayoría de los esfuerzos en política energética se han puesto en intentar solucionar este endémico problema, en lugar de avanzar con otros proyectos necesarios, lo que no ha hecho sino agravar la situación general del mercado energético.

  La forma de atajarlo no ha sido tampoco la más acertada, con impuestos o recortes en las retribuciones de actividades reguladas que en la mayoría de los casos no tienen una relación directa con los motivos que han creado este déficit.

  En definitiva, este instrumento artificial ha resultado en un sistema absolutamente intervenido, que no ofrece seguridad a los inversores y que se hace económicamente insostenible.

- Las diferencias tradicionales entre generación, distribución y comercialización se desdibujan. Las redes inteligentes marcan un camino multidireccional en el que el peso del cliente, que ahora puede comprar o vender la electricidad que él mismo genera, va aumentando. Lo que antes era un futurible ya es una realidad que debe ser apoyada y reconocida por las instituciones.

  En cualquier caso, el despliegue de las redes inteligentes y de las tecnologías asociadas debe servir de acompañamiento a la integración de avances como la generación distribuida.

  Esta última jugará un papel clave en la transformación del sector energético. Ya vemos muestras claras de su relevancia en casos concretos como el de Alemania, donde en 2011 ya había unos 50 GW de generación distribuida, o Italia, con 335.000 instalaciones que representan un 10% de la producción energética nacional.

- Deben darse pasos claros y firmes hacia la liberalización del mercado. Es un elemento imprescindible y para los consumidores supondrá un beneficio claro al abrir la competitividad entre las compañías comercializadoras en cuanto a precios y servicios. Ésta generará un mayor dinamismo en el mercado y los consumidores, de nuevo, podrán participar más de la gestión de sus propias necesidades.

  Sin embargo, este impulso no ha llegado de igual forma a todos los Miembros de la Unión. En algunos países como España sigue siendo una asignatura pendiente que no ayuda a lanzar la señal clara del coste de la energía y, por tanto, desincentiva el ahorro y el uso eficiente que de ella se hace.

- El cliente se va a posicionar cada vez más como el eje del mercado y del sector. Necesitamos *smart consumers* que tengan la capacidad de poder elegir, que participen en los mercados y que contribuyan a asegurar el bienestar del sistema energético y de la sociedad. Ellos son el elemento clave de la ecuación de la transformación del sector.

  Hasta ahora éstos han desempeñado un papel pasivo, a lo que ha contribuido la complejidad del sector, de la regulación y del ámbito de participación que tenían a su disposición. Serán determinantes en este sentido algunos de los temas ya comentados anteriormente, en especial los que se refieren a la liberalización de los mercados, que permitirá a los comercializadores poner a su disposición múltiples ofertas adecuadas a sus necesidades, el avance en el desarrollo de las redes inteligentes o de la generación distribuida.

  El consumidor debe poder escoger, entender y gestionar su energía. Pero esto no es sencillo, por lo que las empresas energéticas debemos hacer un esfuerzo por aterrizar conceptos, fomentar la transparencia de los procesos y gestiones y hacer que la relación con los clientes sea más fácil y accesible.

  De ahí que, las mayores preocupaciones del sector en el futuro inmediato, aparte de las mencionadas y relacionadas con la seguridad del suministro y la viabilidad de los activos de generación, serán sin duda mayor disponibilidad de ofertas comerciales variadas y el desarrollo de servicios de atención al cliente de excelencia, que marcarán sin duda la diferencia.

- Por último, pero no menos importante, necesitamos atraer inversión e innovación, lo que solo podrá ocurrir si garantizamos la estabilidad regulatoria y un clima propicio para la transición del modelo energético en Europa y en España. Los Estados Miembros deben abandonar las continuas intervenciones políticas, regulatorias y fiscales que venimos observando

de modo que la economía y las empresas europeas sean más competitivas y podamos avanzar hacia la el Mercado Interior, eliminando los conflictos entre las estrategias energéticas nacionales.

En definitiva, la verdadera transformación del mercado energético europeo pasa necesariamente por adoptar la firme decisión de abordar la creación de una política energética de consenso, medioambientalmente respetuosa que garantice la sostenibilidad, que sea asequible para los consumidores y que permita la convivencia de diferentes tecnologías en un *mix* que debe ser equilibrado.

En estos momentos hablar del famoso trilema energético cobra, si cabe, más sentido que nunca. Debemos apostar por hacerlo realidad, por una mayor competitividad, mejores precios y, en definitiva, por una energía mejor y más limpia. ■

Gas Natural Fenosa, la experiencia de 170 años al servicio de más de 25 países

Salvador Gabarró Serra
Presidente de GAS NATURAL FENOSA

La internacionalización es, a día de hoy, necesaria para cualquier empresa que quiera crecer en un contexto de mercados globalizados y en competencia. Gas Natural Fenosa hizo una firme apuesta, hace ya más de veinte años, por exportar su modelo de negocio fuera de España, y hoy recoge sus frutos, con una aportación del 44% del Ebitda procedente del negocio exterior. El proceso de internacionalización de la compañía demuestra, pues, la solidez de una estrategia basada en la integración de los mercados del gas y la electricidad, con una creciente aportación de los negocios internacionales.

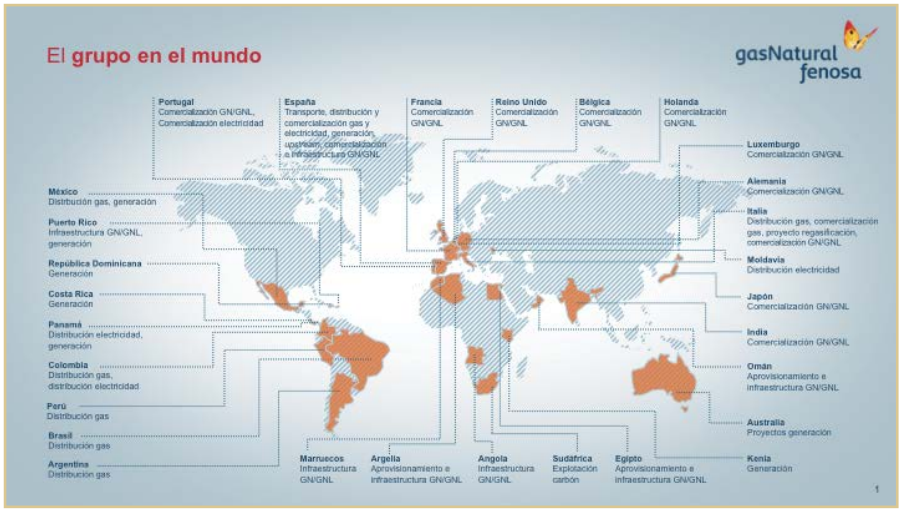
Gas Natural Fenosa celebró en 2013 su 170 aniversario. La compañía atesora una vida centenaria que ha culminado, durante las dos últimas décadas, con una potente internacionalización de su actividad. Este proceso ha llevado a una empresa de gas de origen local, a convertirse en una multinacional energética con negocios integrados de gas y electricidad, con 20 millones de clientes y presencia en más de 25 países del mundo.

La internacionalización es un camino sin retorno para cualquier empresa energética que, en el contexto actual, quiera seguir ofreciendo rentabilidad a sus accionistas, un servicio de calidad, eficiente y seguro a sus clientes, y oportunidades de desarrollo a sus empleados.

Cuando Gas Natural Fenosa salió al exterior, había desarrollado un modelo de negocio energético de éxito, tanto en la distribución de gas como de electricidad. Estábamos, pues, en condiciones de trasladarlo a otros países, para seguir creciendo y para contribuir al desarrollo energético de regiones que, en ese momento, necesitaban de nuevas infraestructuras para hacer frente a crecimientos futuros de la demanda.

El proceso que iniciamos a principios de los años 90 nos permitió, también, mejorar la gestión de la organización. Fue, sin duda, un muy buen ejercicio para preparar al grupo para un futuro muy próximo, que iba a

Figura 1. Presencia internacional



estar marcado por una competencia cada vez mayor y de considerable escala desde el punto de vista geográfico.

El resultado, a día de hoy, es que Gas Natural Fenosa, además de ser una compañía líder en gas y electricidad en España, es uno de los principales grupos energéticos de Latinoamérica y uno de los primeros operadores de gas natural licuado (GNL) del mundo. El 44% del Ebitda total del grupo procede de actividades en el exterior, y algo más de la mitad de los clientes y casi el 50% de los empleados están fuera de España.

En los últimos 20 años, Gas Natural Fenosa ha multiplicado sus clientes por 4,4; el número de empleados se ha duplicado; la potencia instalada de generación eléctrica ha crecido en casi tres veces; y las ventas de gas se han multiplicado por 14. Y estas cifras se deben, en gran medida, al progresivo incremento del grupo en el exterior.

La actualización del Plan Estratégico del grupo para el periodo 2013-2015, presentado recientemente, sigue poniendo el foco de crecimiento en los mercados internacionales, por el posicionamiento que el grupo tiene en el mundo y las oportunidades que siguen existiendo, y porque la crisis económica que afecta a España, junto a los problemas estructurales del sector eléctrico español, hacen que los resultados en el país de origen sigan estancados.

El reto del equipo humano

La internacionalización nos permitió desarrollar importantes innovaciones en la gestión, que pasaron por la interiorización de la dimensión internacional en todos los empleados, la incorporación masiva de nuevas metodologías para ganar eficiencia y la alineación del equipo humano con los objetivos de crecimiento internacional. En definitiva, una gestión más moderna, para adaptar la compañía a un entorno más competitivo, y que ha ofrecido a nuestros empleados nuevas oportunidades de crecimiento personal y profesional.

Uno de los principales objetivos de cualquier política de recursos humanos es disponer de las personas adecuadas en los puestos que la empresa necesita y cuando los necesita. Este reto se acrecienta cuando la empresa se internacionaliza y, más especialmente, cuando la inversión se hace con vocación de permanencia, como es en el caso de Gas Natural Fenosa.

En este sentido, el modelo de nuestra compañía se ha basado siempre en desarrollar el negocio con el talento local. Nunca hemos tenido más de un centenar de expatriados, lo que demuestra la apuesta que se ha hecho para trasladar el conocimiento de los negocios al país, y ayudar de este modo al desarrollo de los entornos donde operamos. Esto nos ha permitido también reforzar una cultura corporativa común en todos los territorios, que ha redundado en la buena marcha de la actividad.

De cara al futuro, la apuesta internacional de nuestro grupo nos exigirá seguir trabajando en esta línea, con un claro peso de la formación continua de nuestros empleados y con un nuevo modelo de liderazgo, basado en el talento interno, que permita que el equipo humano se desarrolle profesionalmente, al mismo tiempo que la empresa sigue creciendo y alcanzando sus objetivos estratégicos.

Primer paso, Latinoamérica

Si bien la compañía ya había empezado a operar en el mercado internacional con el aprovisionamiento de gas procedente básicamente de Argelia, en la década de los 60 del pasado siglo, el verdadero salto internacional tuvo lugar en Latinoamérica a principios de los años 90.

Figura 2. Contribución de Latinoamérica al Ebitda de Gas Natural Fenosa

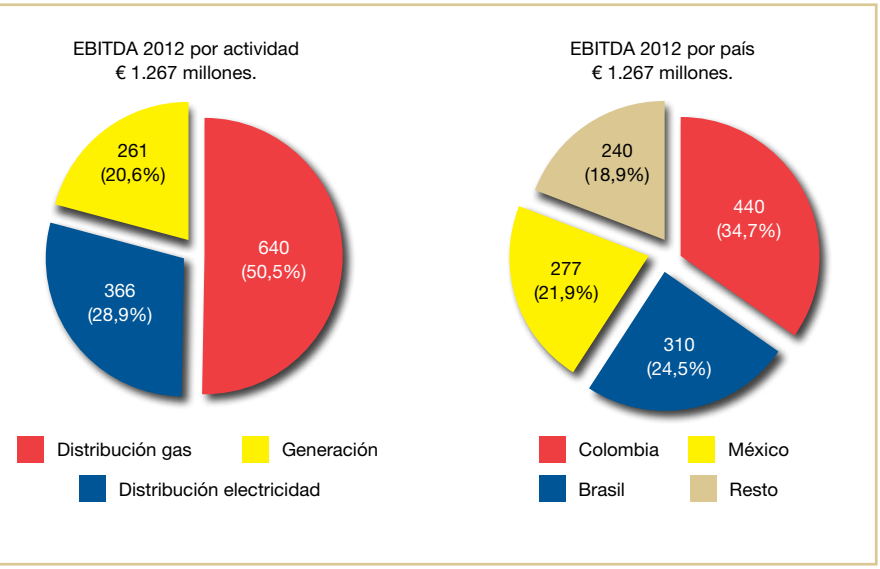


Imagen 1. Regasificadora y ciclo combinado en la bahía de Puerto Rico

La experiencia de Gas Natural Fenosa no dista mucho de la trayectoria que otras muchas empresas españolas emprendieron a principio de la década de los años noventa. Por aquel entonces, la compañía, a pesar de tener todavía recorrido de negocio en España, vio claro que sus retos empresariales y sus verdaderas oportunidades de negocio dejaban de pasar únicamente por una dimensión nacional, para crecer más allá de nuestras fronteras.

La internacionalización, además, nos permitía empezar a diversificar el riesgo, ante la inminente liberalización del mercado energético nacional, así como implantar en otros países un modelo de negocio que había demostrado ser muy eficaz en España.

Hace casi 25 años, Latinoamérica fue vista, no sólo por Gas Natural Fenosa, sino por la mayoría de empresas españolas que se lanzaron al mercado exterior, como la extensión natural de nuestro mercado interior. Varios fueron los motivos que lo propiciaron. Por un lado, la afinidad cultural y el hecho de compartir la misma lengua facilitaban nuestra entrada en la región. Y por otro lado, los países latinoamericanos se erigían en aquel momento como economías emergentes en el contexto internacional, con democracias incipientes y buenas expectativas de aumento de la demanda energética, uno de los principales indicadores de crecimiento de cualquier país.

Latinoamérica iniciaba su apertura al mundo, y una de las principales pruebas de ello fue la liberalización de los mercados energéticos, reservados al capital nacional hasta entonces, lo que abría inevitablemente las puertas a la inversión extranjera. Las expectativas para las empresas energéticas eran, pues, óptimas.

Y a nivel político, la situación era también esperanzadora. Las jóvenes democracias auguraban una estabilidad política en la región, lo que garantizaba otro de los pilares fundamentales de los mercados energéticos, sometidos a la regulación de los gobiernos nacionales.

En 1992, se inició el proceso de inversiones internacionales en Argentina, donde la compañía obtuvo la concesión para distribuir gas en la región de Buenos Aires Norte.

En 1997, la actividad en la región se aceleró, con la entrada en Brasil, Colombia y México, donde nuevamente se trasladó el modelo de distribución de gas para desarrollar este mercado en los tres países. Tan sólo un año después, en 1998, exportamos nuestro *know how* eléctrico, con la adjudicación de la construcción de una central de ciclo combinado de gas en Hermosillo, en México, y de la licitación para distribuir electricidad en Panamá.

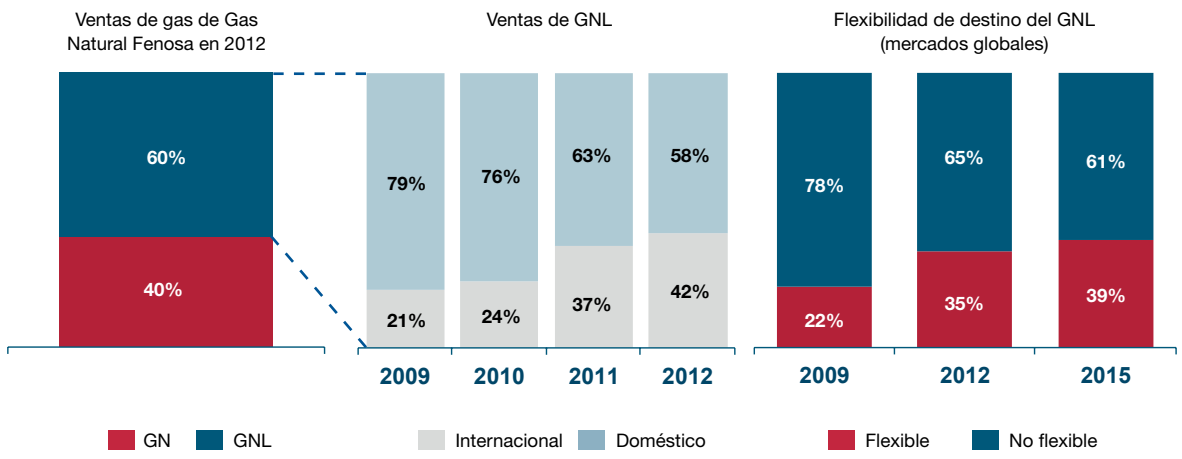
La expansión en Latinoamérica se amplió con la entrada en países como República Dominicana y Costa Rica, con actividad de generación eléctrica; Puerto Rico, donde operamos la única regasificadora de gas de la isla, y una central de ciclo combinado; y con el inicio la distribución eléctrica en la Costa Caribe de Colombia.

La liberalización del mercado energético europeo

Con los primeros pasos de la liberalización de los mercados energéticos en Europa, en 2002, Gas Natural Fenosa aprovechó también la oportunidad de entrar en Italia, donde se convirtió en la primera empresa española con comercializadora de gas propia. Posteriormente, el grupo creó su propia distribuidora de gas e inició esta actividad, hasta alcanzar los más de 450.000 clientes en la actualidad.

En la primera década de 2000, el grupo también empezó a comercializar electricidad en Portugal, para dar el salto, unos

Figura 3. Ventas de gas de Gas Natural Fenosa en 2012



Fuente: CERA, Stream

años más tarde, al mercado del gas natural luso. En 2012, la compañía logró posicionarse como primer operador independiente en su mercado de gas natural, con una cuota cercana al 15% en el segmento industrial. Gas Natural Fenosa es, de hecho, la comercializadora de energía que más ha crecido, en base de clientes y energía suministrada, en el segmento de pequeñas y medianas empresas de Portugal en los últimos años.

Anteriormente, la compañía también se había adjudicado la distribución eléctrica en el centro y el sur de Moldavia, donde cuenta con más de 830.000 clientes, que representan más del 70% del total del país.

La experiencia adquirida, junto a la aceleración de la apertura de los mercados en otros países del continente, han llevado a la compañía, ya más recientemente, a comercializar gas natural en Francia, uno de los mercados naturales de expansión de las actividades del grupo en Europa.

Los nuevos entrantes en el mercado del gas mayorista francés han conseguido un 45% de cuota de mercado. En este grupo, Gas Natural Fenosa se encuentra entre los cinco más importantes, con un 9% de cuota del mercado de suministradores alternativos y un 4% del mercado total.

Nuestra compañía está introduciendo también en Francia su *know how* en materia de GNL. Ha ampliado su capacidad de importación en la planta de regasificación de Montoir, y en 2013 inició el suministro a su primer cliente industrial de GNL en el país. La experiencia en mercados liberalizados de gas y en la comercialización de GNL permite a Gas Natural Fenosa ofrecer importantes ahorros de hasta el 30% a las empresas y administraciones francesas.

Francia se ha convertido, también, en la plataforma de crecimiento del grupo en otros mercados europeos como Holanda, Bélgica, Luxemburgo y Alemania, donde ya cuenta con clientes en el mercado industrial.

El mercado internacional de gas

La experiencia del grupo en el mundo de GNL se remonta a finales de la década de los años 60, cuando la compañía trajo por primera vez gas natural a España. Sin embargo, el despegue de las operaciones de GNL se produjo con el cambio de siglo. El conocimiento acumulado y el impulso de la demanda de gas natural en todo el mundo, conllevó el desarrollo de nuevas plantas de licuefacción, a través de las cuales los países productores comercializaban su gas.

Fue a partir de entonces cuando Gas Natural Fenosa empezó a operar de forma cada vez más masiva en el mercado internacional de GNL, gracias al acceso a infraestructuras y suministros competitivos, y a su capacidad global de comercialización.

A todo ello, hay que añadir la participación en plantas de licuefacción de Egipto y Omán, a través de su filial Unión Fenosa Gas, que desde 2009 han reforzado la po-

sición de la compañía en el mercado internacional de gas.

La estrategia en este mercado pasa por estar integrados en toda la cadena de valor desde el aprovisionamiento, con una cartera diversificada en origen de GN/GNL, y con una importante flota de metaneros, que permiten transportar el gas por todo el mundo, buscando las mejores oportunidades de negocio. Este modelo de negocio proporciona una cobertura del riesgo y facilita la optimización de nuestra flota e infraestructuras.

Actualmente, el 60% de las ventas totales de gas del grupo corresponden a GNL, y de éstas, un 42% se llevan a cabo en el mercado internacional. La flexibilidad de destino del GNL que opera el grupo le permite adaptarse a los cambios del mercado y aumentar la contribución de las ventas internacionales a los resultados del grupo.

En el ámbito del aprovisionamiento, Gas Natural Fenosa ha firmado en los últimos años importantes acuerdos, como el de Cheniere. Este contrato de GNL es el mayor alcanzado por la compañía. Con una duración inicial de 20 años y una equivalencia al 15% del consumo del mercado español, nos permitirá recibir a partir del año 2016, por primera vez, gas procedente de Estados Unidos, un país que pasará de ser importador neto a exportador de este hidrocarburo, tras el auge de la producción de gas no convencional. Este contrato permitirá a Gas Natural Fenosa obtener un mayor valor en el mercado global del GNL, ya que no tiene ninguna restricción de destino.

Más recientemente, la compañía ha firmado dos contratos de aprovisionamiento a largo plazo con empresas del este de Europa. El primero fue con el consorcio Shah Deniz, para adquirir 1 bcm anual de gas durante 25 años a partir del año 2019. La compañía recibirá este gas procedente de Azerbaiyán en Italia, lo que reforzará la expansión del grupo en el negocio de comercialización de este país.

Y el segundo contrato es con la empresa Yamal LNG, en Rusia, también para 20 años y equivalente al 10% del consumo del mercado español. Este acuerdo marca un nuevo hito en el negocio de GNL de la compañía, puesto que es el primero que suscribe con Rusia.

Así pues, el grupo se ha posicionado como el principal operador de GNL de la cuenca atlántica y pacífica, lo que le está permitiendo tener opciones para exportar a nuevos mercados, algo que en los próximos años se verá facilitado por la apertura de la ampliación del Canal de Panamá.

En este sentido, el grupo ha avanzado recientemente en su entrada en los mercados asiáticos, con un contrato de suministro de GNL a la empresa india Gail, primer operador gasista de la India, equivalente al 10% del consumo del mercado español, y otro con la empresa coreana Kogas, de 2 años de duración.

A pesar de que la estrategia de comercialización de GNL de nuestra compañía pasa por contratos con clientes finales, tampoco desaprovecha oportunidades puntuales que pueden surgir en el mercado, como la que se produjo en Japón, donde atendió la inesperada demanda de gas para generación eléctrica que se produjo tras el accidente nuclear de Fukushima.

América Latina se está convirtiendo también en un mercado natural de GNL de nuestra compañía. La demanda creciente de gas está obligando a países como Argentina, Brasil y México, donde Gas Natural Fenosa está presente, a importar GNL para atender sus necesidades energéticas, y nuestra compañía ya ha obtenido sus primeros contratos.

Perspectivas de crecimiento internacional

En la actualización del Plan Estratégico para los años 2013-2015, Gas Natural Fenosa renovó su apuesta internacional como palanca de crecimiento del grupo en los próximos años. Las duras condiciones marcadas por la reforma energética en España, junto al estancamiento de la demanda debido a la crisis económica que todavía arrastra nuestro país, han demostrado, ahora más que nunca, que los esfuerzos realizados para hacer crecer la compañía en los mercados internacionales fue un acierto.

Latinoamérica y los mercados globales de gas serán los dos grandes vectores de crecimiento del grupo en los próximos años, gracias a la importante masa crítica que representan ambos negocios en el mundo.

Según la Agencia Internacional de la Energía, Latinoamérica representará un 7% de la nueva demanda de gas a nivel mundial y requerirá 270 GW nuevos de potencia instalada en el horizonte de 2035. En este contexto, Gas Natural Fenosa prevé invertir alrededor de 600 millones de euros en la región en el periodo 2013-2015.

Nuestra compañía tiene una importante capacidad de crecimiento orgánico en Latinoamérica, con más de 10 millones de clientes potenciales en las actuales zonas de distribución de gas, y gracias a su presencia en 6 de las mayores ciudades de la región, entre las que destaca México DF. Y en el mercado de distribución y generación eléctrica, nuestra compañía

Imagen 2. Metanero Castillo de Villalba

tiene también experiencia contrastada y capacidad de capturar el crecimiento orgánico, ya que conocemos bien los mercados que tienen todavía mucho margen de desarrollo.

Los dos principales proyectos de generación que el grupo tiene en ejecución actualmente en el mundo se están desarrollando en Latinoamérica, uno eólico en México y otro hidráulico en Costa Rica. Ambos proyectos contribuirán a incrementar nuestro parque de generación eléctrica en la región, donde prevemos pasar de los 2,5 GW de 2012 a los 2,7 GW previstos para el año 2015.

Otro de los vectores de crecimiento en la región es el mercado del gas natural licuado. Hace diez años, Latinoamérica apenas tenía infraestructura de regasificación en operación, pero la creciente demanda de gas ha impulsado la instalación de plantas de regasificación. En la actualidad, hay 9 en operación y otras 6 en construcción, y países como Uruguay, Colombia o Panamá están evaluando las posibilidades de desarrollo, con la vista puesta en la gasificación de sus sectores energéticos.

No hay que olvidar tampoco los enormes descubrimientos de gas que han tenido lugar en los últimos años en Latinoamérica. La explotación de los yacimientos de Pre-Sal, en Brasil, y Camisea, en Perú, y las posibilidades que la reforma energética de México ofrecerá a Pemex, junto con el desarrollo del *shale gas* de EE.UU., han hecho que esta zona esté evaluando seriamente cómo aprovechar esta revolución energética, que va a contribuir a extender el uso del gas natural en la región a largo plazo.

En este sentido, Gas Natural Fenosa estará dispuesta a aprovechar cualquier oportunidad para seguir expandiendo el uso del gas natural.

Gas Natural Fenosa continuará, pues, aprovechando su ventaja competitiva en el mercado global de gas, para hacer crecer su negocio internacional. La demanda de gas en las diferentes regiones del mundo ofrece importantes perspectivas de crecimiento, especialmente en China y en el resto de los mercados asiáticos, a las que se suman también Oriente Medio y la ya citada Latinoamérica.

En este contexto, las previsiones de crecimiento del mercado de GNL en el medio plazo son buenas, y nuestra compañía cuenta con el *know how* necesario para aprovecharlas.

Los negocios internacionales, pues, han sido, son y seguirán siendo, el principal vector de crecimiento de Gas Natural Fenosa. En un mundo globalizado como en el que vivimos, toda empresa que quiera crecer y aprovechar mejor las oportunidades que ofrecen los mercados globales, debe pensar en dar el salto a nivel internacional. Nuestra compañía así lo hizo hace más de de dos décadas, y los frutos obtenidos son la prueba de que la apuesta fue la correcta. ■

El modelo empresarial de Iberdrola: una década de transformación y expansión internacional

Ignacio S. Galán
Presidente de Iberdrola

En sus diez primeros años de vida, *Cuadernos de Energía* ha sido testigo de la profunda transformación experimentada por el sector de la energía en nuestro país y a escala internacional a lo largo de este periodo. Desde sus páginas, el Club Español de la Energía ha aportado una valiosa y plural contribución al debate energético, siendo capaz de plantear principios generales comunes en beneficio del sector en su conjunto.

Una contribución que seguirá siendo tan necesaria o más en el futuro inmediato, habida cuenta de los nuevos desafíos a los que deben hacer frente nuestras empresas en aspectos clave como las políticas energéticas, la planificación, los marcos regulatorios nacionales y europeos o el funcionamiento de los mercados. En el momento de redactar estas líneas, el sector eléctrico español está inmerso en uno de los períodos de mayor incertidumbre regulatoria de su historia reciente, a la espera de conocer el alcance definitivo de una llamada reforma energética pendiente de desarrollo normativo y de nuevas disposiciones cuyo contenido, a día de hoy, es una incógnita.

Las empresas eléctricas acometimos en los primeros años del nuevo siglo un fuerte programa de inversiones en nuevas centrales de producción y en la ampliación y mejora de las líneas eléctricas para abastecer el elevado crecimiento de la demanda. Recordemos la situación vivida en diciembre de 2001, cuando Red Eléctrica realizó cortes parciales de suministro en Madrid y Levante ante una previsión de consumo que superaba la capacidad de generación disponible.

Siguiendo las indicaciones de la planificación energética nacional, las empresas invertimos en centrales de ciclo combinado, renovables y redes de distribución. Apenas una década después existe una sobrecapacidad en el sistema como consecuencia de la caída de la demanda provocada por la crisis económica y por la falta de previsión en la incorporación masiva de tecnologías renovables inmaduras, con preferencia en el despacho.

Paralelamente, el sector ha tenido que hacer frente a lo largo de estos años a la financiación del déficit de tarifa, elemento distorsionador que vulnera el principio de la suficiencia tarifaria, cuyo origen se encuentra en los costes ajenos al suministro eléctrico incluidos en la factura a causa de decisiones políticas de los distintos gobiernos.

Junto con mi felicitación más sincera y afectuosa al Club Español de la Energía y al Consejo Editorial de "Cuadernos", aprovecho la amable invitación a participar en esta edición del décimo aniversario para compartir con sus lectores los presupuestos básicos con los que Iberdrola ha abordado su transformación en estos últimos años y pasar de ser una empresa local a consolidarse como un Grupo global, mediante el desarrollo de un modelo empresarial propio sustentado en cinco ejes:

- la focalización en el negocio básico
- la apuesta por las energías limpias
- la diversificación internacional
- la eficiencia operativa
- la optimización de los recursos financieros

En el año 2002, Iberdrola tomó la decisión estratégica de **centrarse en el negocio básico**, es decir, en la actividad que de acuerdo a su trayectoria y experiencia mejor podía desarrollar: producir y suministrar electricidad.

La labor desarrollada en este ámbito ha sido tal que, desde ese año, la Compañía ha triplicado su capacidad instalada (hasta los 45.000 MW) y ha alcanzado una población servida de 100 millones de perso-

nas en todo el mundo, a los que ha ido mejorando progresivamente su calidad de servicio, gracias a las inversiones realizadas en la ampliación y la modernización de las redes de distribución y a la mejora de los procesos con una mayor automatización.

Iberdrola decidió también retornar a sus orígenes renovables y a la filosofía que llevó a sus fundadores a construir en España importantes centrales hidroeléctricas que, todavía hoy, son referencia en el mundo entero. La apuesta por el **desarrollo de las energías limpias**, en particular de la eólica, ha sido uno de los ejes centrales del crecimiento de Iberdrola a lo largo de la última década, así como uno de los factores clave de la fuerte expansión internacional del Grupo.

Iberdrola adoptó esta estrategia pionera, en un momento en el que reinaba un escepticismo generalizado hacia estas fuentes de energía. La compañía estaba convencida de que las renovables maduras eran una alternativa real a las tecnologías tradicionales que acabaría imponiéndose por su contribución indispensable para lograr un modelo energético sostenible.

La compañía supo ver con antelación las enormes ventajas de las renovables y el papel que éstas iban a desempeñar en aspectos clave como la disminución de emisiones contaminantes y la reducción de la dependencia exterior, así como en el desarrollo socioeconómico y, muy especialmente, en el tecnológico.

A finales del año 2000, la potencia eólica de la compañía apenas alcanzaba los 1.000 MW. En la actualidad, Iberdrola se ha consolidado como un líder eólico mundial, con más de 200 parques en España y 330 en todo el mundo. La compañía cuenta ya con una potencia instalada de 14.000 MW eólicos que, sumados a los 11.000 MW hidroeléctricos, elevan la capacidad renovable de Iberdrola hasta los 25.000 MW. Iberdrola es el primer inversor en energías renovables del mundo, con unos activos valorados en más de 26.000 millones de euros que representan la mayor apuesta de una empresa por las energías limpias en toda la historia.

Iberdrola ocupa igualmente una posición de vanguardia en la promoción de la energía eólica marina. Nuestro primer proyecto offshore, West of Dudon Sands, se encuentra localizado en el mar de Irlanda, cuenta una potencia de 389 MW y sus primeras turbinas acaban de entrar en funcionamiento.

Iberdrola también es pionera en el desarrollo de proyectos para el aprovechamiento de la energía marina y está impulsando iniciativas vanguardistas en dos frentes: captación de la energía de las olas y de la energía de las corrientes.

Al mismo tiempo, Iberdrola también ha desarrollado importantes proyectos en aquellas tecnologías más eficientes medioambientalmente, como son los ciclos combinados de gas, cuya potencia asciende a 13.000 MW instalados en España, México, Reino Unido, Estados Unidos y Brasil.

Este compromiso con las energías limpias ha situado a Iberdrola como referente internacional y le ha permitido también abrir nuevos mercados para empresas suministradoras españolas que nos han acompañado en nuestros proyectos en el exterior. Para Iberdrola supone una satisfacción haber contribuido, como empresa española, a que nuestro país sea percibido y reconocido en todo el mundo por su posición de vanguardia en el desarrollo de unas energías limpias, autóctonas, que generan empleo estable y de calidad, fomentan la investigación y la innovación tecnológica y resultan vitales en la lucha contra el cambio climático y el avance hacia un modelo energético sostenible.

En cuanto a la **diversificación internacional** de Iberdrola, si bien sus inicios se remontan a mediados de los años 90 en Latinoamérica, no fue hasta entrado el nuevo siglo cuando la Compañía comenzó a expandirse decididamente por todo el mundo en busca de nuevas oportunidades de negocio.

Progresivamente, Iberdrola se ha ido estableciendo en lugares seguros y estables, abarcando un radio de acción cuyos principales mercados, además de España, se encuentran en Reino Unido, Estados Unidos, Brasil y México, países en los que tiene previsto seguir creciendo en los próximos años.

Tras la integración en 2007 de la empresa escocesa ScottishPower, Reino Unido representa para Iberdrola uno de sus mercados más importantes, donde se ha convertido en el primer productor eólico y la tercera compañía de redes. Con un volumen de activos de 21.000 millones de euros, Iberdrola dispone de 6.220 MW de capacidad instalada en Reino Unido, de los que más de 1.350 MW son renovables, y da servicio a una población de 12 millones de personas.

Iberdrola inició su trayectoria en Estados Unidos en 2008 tras incorporar al Grupo la compañía Energy East (hoy Iberdrola USA), donde es un operador energético de referencia, presente en 21 estados y con activos valorados en 23.000 millones de euros, incluidos los de Canadá. Iberdrola es también el segundo operador eólico del gigante norteamericano, con una capacidad instalada de prácticamente 5.500 megavatios (MW) que le otorga una cuota del 10% de la potencia eólica operativa estadounidense. Asimismo, Iberdrola suministra electricidad y gas a unos 6 millones de personas

en los estados de Nueva York, Maine y New Hampshire.

Por lo que se refiere a Brasil, Iberdrola es la primera distribuidora de electricidad por número de clientes tras la integración de la empresa Elektro, llevada a cabo en mayo de 2011. Con una presencia en 11 Estados y unos activos valorados en 6.000 millones de euros, Iberdrola suministra electricidad a 40 millones de brasileños. La capacidad instalada gestionada por Iberdrola en Brasil asciende a 2.025 MW de los cuales 1.500 MW son renovables.

En lo que respecta a México, Iberdrola es el primer productor privado de electricidad del país, con una cuota del 11% y una población servida de 20 millones de personas. Iberdrola dispone de una capacidad instalada de 5.220 MW, principalmente centrales de ciclo combinado, y cuenta con unos activos por valor de 3.000 millones de euros.

Unido a todo ello, la actividad desarrollada en el área de renovables y en la de ingeniería ha supuesto también un fuerte despliegue internacional, haciendo de Iberdrola una Compañía aún más global y con presencia en todo el mundo.

Otro de los ejes de nuestro modelo empresarial lo constituye la **eficiencia operativa,** convertida en una de las señas de identidad de Iberdrola y compartida por todas las empresas del Grupo.

En una Compañía tan diversificada geográficamente como la nuestra, velar permanentemente por la optimización de la eficiencia en todos los ámbitos nos permite no sólo obtener importantes sinergias y economías de escala en gastos y compras –principalmente–, sino también favorecer el intercambio constante de mejores prácticas a todos los niveles.

En los últimos años, hemos abordado diferentes procesos en este ámbito, como la unificación de servicios (Tesorería, Compras, Comunicación y Sistemas) y la creación de una Corporación Única, integrando los Recursos Humanos y los Recursos Corporativos.

El último paso ha sido la puesta en marcha de una organización por Áreas de Negocio Globales, con el fin de maximizar los ahorros de costes y las sinergias mencionadas.

Finalmente, el modelo de negocio del Grupo Iberdrola está basado en una **optimización de los recursos financieros**, a través de una política activa y prudente en este ámbito. La compañía mantiene una posición financiera sólida y muy solvente, con un nivel de apalancamiento en el entorno del 40% y unos recursos propios de 35.000 millones de euros. Esta situación nos otorga, además, un acceso fluido a los mercados de capitales y nos permite depender en menor medida de la financiación bancaria.

La aplicación de este modelo de negocio nos ha permitido crecer sosteniblemente y multiplicar por 5 el valor de los activos desde el año 2000 (hasta los 93.000 millones de euros); multiplicar por 4 el Beneficio Bruto de Explotación (hasta los 7.720 millones de euros) y multiplicar por 3 el Beneficio Neto del Grupo, que ha alcanzado los 2.840 millones de euros en 2012, último ejercicio cerrado. Con todo ello, Iberdrola ha pasado de ser la decimonovena eléctrica del mundo en 2001, a convertirse hoy en una de las cinco mayores compañías del sector por capitalización bursátil.

A lo largo del periodo 2012-2014, Iberdrola tiene previsto desarrollar unas inversiones por valor de 10.500 millones de euros netos. El Grupo se está volcando, fundamentalmente, en dos áreas: la de redes de transporte y distribución de energía eléctrica, a la que destinará el 60% del total de las inversiones netas, y, en menor medida, la de energías renovables, con un 25% de la cifra global prevista.

Por áreas geográficas, Reino Unido se convertirá en el principal destino de las inversiones, con un 42% del total, seguido de Latinoamérica (24%), Estados Unidos (17%) y España (17%).

Quiero hacer hincapié, por último, en el compromiso de Iberdrola con un modelo de empresa responsable y sostenible, que desarrolla su actividad en su triple vertiente: económica, social y medioambiental. Queremos buscar permanentemente el equilibrio entre nuestros resultados económicos y la satisfacción de las expectativas y demandas de todos nuestros grupos de interés, aspirando a aportarles el máximo valor posible.

Esto lo estamos consiguiendo manteniendo y compartiendo los mismos valores que nos han acompañado a lo largo de nuestros más de 100 años de historia; valores basados en la ética, la responsabilidad, el espíritu de superación, el esfuerzo, el respeto por el medio ambiente y el trabajo en equipo.

Iberdrola seguirá desarrollando una estrategia que proporciona crecimiento sostenible a largo plazo, centrada en la concentración en el negocio básico, en actividades estables y de crecimiento, en una cartera de negocios equilibrada y con un enfoque en la eficiencia operativa y la solidez financiera.

Cuenta para ello con un proyecto sólido y de futuro, apoyado en una capacidad de gestión y un potencial financiero y tecnológico contrastado, que le permite afrontar con garantías de éxito los nuevos retos de un escenario global complejo y en plena transformación. ■

Diez años de *Cuadernos de Energía*. Repsol: inversión y tecnología ante un nuevo modelo energético global

Antonio Brufau Niubó
Presidente Ejecutivo de REPSOL

Introducción

Diez años ya de *Cuadernos de Energía,* en los que la publicación se ha consolidado como el foro privilegiado de expresión en España para el debate especializado en relación al recurso estratégico por antonomasia que es la energía, ese elemento transversal indispensable para hacer posible el modelo de desarrollo económico, de producción y consumo que deseamos.

Por eso debo felicitar el aniversario de esta publicación y felicitarnos todos nosotros por su existencia que, precisamente hoy, nos permite tener una visión profunda, pormenorizada y a la vez general de las grandes transformaciones que ha afrontado el sector de la energía en este decenio.

Un sistema de refino más eficiente e integrado

Varios son los elementos más significativos que han experimentado relevantes transformaciones en los diferentes ámbitos de negocio de Repsol en estos años. Un buen ejemplo es el intenso proceso inversor que ha permitido dotar a España de uno de los sistemas de refino más modernos y eficientes de Europa, destacando las actuaciones en las refinerías de Cartagena y Petronor (Bilbao).

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol tuvo que tomar una decisión crucial sobre el futuro de la refinería de Cartagena. En aquel entonces esta refinería no era competitiva y nos enfrentábamos a la disyuntiva entre cerrarla o apostar por su futuro mediante una gran inversión.

La decisión que tomamos fue acometer el mayor proyecto industrial de la historia de España, una inversión de 3.150 millones de euros, con objeto de colocar a la refinería de Cartagena entre las primeras de Europa, no sólo por su capacidad de destilación y conversión, sino por la aplicación de las últimas tecnologías en cuanto a sostenibilidad ambiental, seguridad y ahorro energético. El proyecto constituyó un reto a nivel económico, técnico, logístico y humano que puso a prueba nuestras capacidades.

La construcción de la refinería de Cartagena se llevó a cabo con la participación de 500 empresas nacionales, que emplearon en el desarrollo de la obra a más de 20.000 personas. Durante meses trabajaron simultáneamente más de 7.000 personas; en total se realizaron 29 millones de horas de trabajo en campo, convirtiendo a esta obra en un referente en seguridad laboral.

En cuanto a Petronor, hace cinco años tuvimos que tomar también una decisión similar. El 25% de la producción anual de Petronor era fueloil, un producto cada vez menos demandado en el mercado mundial y, en cumplimiento de las cada vez más estrictas directivas medioambientales, prácticamente inutilizable en el ámbito de Unión Europea.

La disyuntiva, como en el caso de Cartagena, era clara: o se reducía drásticamente la producción de fueloil y era sustituida por otros productos de más valor añadido y mayor demanda en el mercado, o el cierre estaba asegurado en apenas unos años, como ha ocurrido con otras refinerías en Europa.

Finalmente decidimos acometer la construcción de una Unidad de Reducción de Fuelóleo, o "URF", lo que se conoce también como "planta de coque". Se trató de una inversión de 850 millones de euros, con el objeto de asegurar la continuidad de una de las refinerías con mayor capacidad instalada de España, que exporta un tercio de su producción, que ocupa a más de 900 trabajado-

res de plantilla y tiene un empleo inducido de 6.200 personas, que representa más del 40% del movimiento del Puerto de Bilbao.

Hoy en día, las ampliaciones de Cartagena y Petronor se encuentran en pleno funcionamiento. Estos proyectos, junto a otros acometidos por otras empresas del sector, han permitido que España exporte hoy productos petrolíferos por valor del 1% de su PIB.

La reinvención del *Upstream*

Junto a la transformación del refino, hoy querría centrar estas líneas en el profundo proceso de *reinvención* de Repsol en el área de Exploración y Producción (E&P), que conocemos como *Upstream*, mediante el desarrollo de capacidades muy avanzadas en el ámbito *offshore*, y especialmente en aguas profundas, pues la tecnología asociada a ello se ha convertido en auténtico vector de transformación integral.

Lógicamente, para ello ha sido necesario realizar una apuesta que pone en juego los recursos de la empresa en muy diversos ámbitos. El reenfoque de Repsol hacia el Upstream ha requerido el refuerzo y adaptación de las estructuras organizativas, y la captación de un gran caudal de talento. En los últimos 3 años se han incorporado a la Compañía más de 1.000 profesionales en el negocio de E&P, contando en la actualidad con un equipo de hasta 100 nacionalidades diferentes. Además hemos hecho y seguimos haciendo un gran esfuerzo financiero. En el actual Plan Estratégico 2012-2016 dedicamos 4.000 millones de US$ anuales al área de Exploración y Producción para hacer de esta área de negocio nuestro principal motor de crecimiento.

Es evidente que los avances y cambios en cualquier ámbito de la actividad humana son dinamizados por elementos tanto internos como externos. Y en los tiempos que vivimos hay que considerar que las grandes tendencias demográficas y económicas globales han supuesto un motor determinante para emprender nuevos proyectos con los que afrontar los retos del presente y proyectar hacia el futuro la senda del crecimiento inteligente.

Los grandes *drivers* de la demanda de energía

Merece la pena prestar atención a las grandes transformaciones que están teniendo lugar en el planeta y que afectan estratégicamente al sector energético. En primer lugar, en los últimos años se ha producido un formidable crecimiento demográfico que está previsto que continúe en las próximas décadas, uno de cuyos rasgos distintivos es la expansión de una gran clase media global, especialmente en países emergentes. Los países BRIC (Brasil, Rusia, India y China) representan ya el 40% de la población mundial, contribuyendo al crecimiento de una clase media que en 2009 ascendía a 1.800 millones de personas y que alcanzará los 4.900 millones en 2030.

Estas clases medias han incrementado espectacularmente su demanda de energía, en gran medida en actividades relacionadas con la movilidad, de modo que el peso de los hidrocarburos en el *mix* global, a pesar de la creciente tendencia hacia la descarbonización, prácticamente se ha mantenido constante durante la última década, por encima del 50% del total, aumentando significativamente en términos absolutos. Y cabe señalar que el peso de los hidrocarburos en la cesta energética, pese a ciertas visiones insuficientemente ajustadas a la realidad, se mantendrá. El petróleo aporta un tercio de la energía total que consume el planeta, y el 95% del sector del transporte mundial emplea combustibles derivados del crudo. Por ello, más de la mitad del *mix* de la energía primaria mundial en 2035 seguirá procediendo de los hidrocarburos. Es más, en términos absolutos, en este período se estima un crecimiento del 13% en el consumo del petróleo y de un 49% en el gas.

En un contexto de incremento de demanda y de escasez y carestía de recursos, el gran empeño de la industria energética en estos últimos diez años ha estado concentrado en la eficiencia y en el descubrimiento y acceso a nuevos recursos que permitan atender el incremento de demanda energética, cubriendo al mismo tiempo los requisitos ambientales, económicos y sociales que conforman el paradigma de la sostenibilidad.

La necesidad de nuevos recursos

Es decir, empresas como Repsol hemos movilizado talento y tecnología para ser capaces de proporcionar al mundo energía más barata, duradera, segura y equilibrada. Y de este modo nos hemos colocado, junto con el conjunto del sector, en el umbral de un nuevo modelo energético global en el que se requerirá la producción y el uso inteligente de todos los recursos, tanto las nuevas energías como las convencionales, para garantizar la cobertura de la creciente demanda de energía. Demanda de una población que en el año 2050 superará los 9.500 millones de habitantes incrementando las necesidades de energía en más de un 40%, como viene señalando el *World Energy Outlook* reiteradamente.

Es innegable, entonces, que los hidrocarburos seguirán teniendo en el futuro un papel esencial proporcionando la energía que el mundo necesita para crecer. Y para abordar este incremento de consumo de petróleo es necesario, por tanto, producir más y mejor. Recordemos que en 2012 la producción fue de 89 millones de barriles y se estima que en 2035 se alcanzarán casi los 100 millones de

barriles diarios. El petróleo y el gas son y serán una energía esencial de nuestro futuro, compartiendo protagonismo con el resto de fuentes de energía, y en particular las renovables.

El papel de la tecnología como vector de transformación

Tras estos datos de contexto querría profundizar en la visión tecnológica e innovadora que impulsa el desarrollo de nuevas potencialidades y capacidades en Repsol, con los que pretendemos adelantarnos y contribuir a configurar el futuro, en lugar de responder reactivamente a los acontecimientos.

Es en este sentido en el que nuestras apuestas tecnológicas tienen un potencial estratégico para nuestro posicionamiento como empresa global. Por ello, esa reinvención del modelo energético que citaba anteriormente ha de implicar procesos innovadores tanto en *Downstream* como en *Upstream*.

Respecto a la primera de esas áreas, es importante subrayar que, aunque en estos últimos años puede haber resultado aparentemente menos evidente la necesidad de innovación, lo cierto es que el contexto de crisis y austeridad ha priorizado los objetivos estratégicos de incrementar la eficiencia, la flexibilidad y la sostenibilidad. A ello ha contribuido la ya mencionada renovación de nuestras instalaciones de refino para maximizar la producción, la calidad y el desempeño ambiental.

En relación con el *Upstream*, ya he mencionado que el sostenido aumento de la demanda energética en el mundo ha convertido la búsqueda de nuevos recursos en una de las grandes prioridades del sector. Y, sin embargo, estos recursos cada vez son de más difícil acceso y están situados en un contexto de condiciones de contorno más exigentes tanto desde el punto de vista operacional como el ambiental. Más allá del reciente desarrollo de los recursos llamados No convencionales, la exploración de hidrocarburos se dirige por tanto, crecientemente, hacia zonas frontera y con condiciones extremas de operación y, en el ámbito *offshore*, hacia aguas profundas y ultraprofundas.

Los desafíos de la exploración en aguas profundas

Los desafíos técnicos asociados a la exploración en aguas profundas son enormes. Piénsese, por ejemplo, en los pozos perforados en el llamado *presal* de Brasil, en los que, para alcanzar las formaciones hidrocarburíferas es necesario, típicamente, atravesar dos kilómetros de profundidad de lámina de agua, dos kilómetros de roca y un kilómetro adicional de depósito salino. El coste de estos pozos es colosal, y la tecnología que permita aumentar el porcentaje de éxito exploratorio es determinante para mejorar el posicionamiento competitivo de una compañía.

Precisamente, ha sido la innovación tecnológica la que ha hecho posible incrementar el éxito exploratorio desde el 20% a finales de los años 40 del siglo pasado hasta cerca de un 40% en la actualidad.

La computación de alto rendimiento que soporta el procesamiento de datos sísmicos y la obtención de imágenes en 3D y 4D son ejemplo del papel de la tecnología punta para hacer comercialmente viable la E&P en lugares de difícil acceso. Y la mejora de estos procesos requiere la creación de alianzas de excelencia entre actores con capacidades complementarias.

El proyecto Caleidoscopio

Es el caso de nuestro proyecto Caleidoscopio, desarrollado por Repsol junto con IBM, 3DGeo, la Universidad de Stanford y el Centro Nacional de Supercomputación de Barcelona. Caleidoscopio nos permite generar imágenes sísmicas de prospección más nítidas y procesarlas 15 veces más rápido que con otras tecnologías menos avanzadas. El desarrollo y uso de esta tecnología nos sitúa a la vanguardia de la exploración de zonas complejas y con grandes yacimientos, como el Golfo de México estadounidense y las aguas profundas de Brasil, y ha permitido a la compañía obtener importantes éxitos exploratorios también en estas áreas geográficas durante los últimos años. Y estamos seguros de que dará frutos en la costa africana, por ejemplo en el nuevo dominio minero subsalino de Repsol en Angola y Namibia.

En efecto, la zona costera de África occidental puede ser la tercera gran área de reservas petrolíferas en aguas profundas del mundo, gracias a las evidentes similitudes con el presal brasileño. Hay que tener en cuenta que hace 120 millones de años, el subcontinente sudamericano y el africano constituían una sola masa continental, llamada Gondwana, que se separó por la irrupción del hoy Océano Atlántico, dejando una sedimentación muy similar frente a ambas costas. Por este motivo los geólogos, a la vista de las fuertes similitudes entre las imágenes sísmicas de Sudamérica y África, opinan que el petróleo hallado en la vertiente brasileña puede tener su réplica en las costas del Golfo de Benguela.

Caleidoscopio ha conseguido aumentar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo reduciendo consecuentemente la incertidumbre en la búsqueda de petróleo y gas. Nuestra tecnología nos permite realizar grandes *ecografías* sísmicas del subsuelo y obtener modelos virtuales de su composición más certeros. Ello ha sido un factor decisivo para que Repsol haya realizado en el último lustro cinco de los mayores descubrimientos de reservas del mundo.

Los descubrimientos realizados por el área de exploración de Repsol han permitido que, incluso con el aumento de producción, en 2012 se haya alcanzado un récord de un 204% en la tasa de reemplazo de reservas, esto es, la tasa que establece la proporción entre las reservas probadas y el volumen de hidrocarburos producido durante un año. Este factor ayuda a medir la salud del crecimiento a largo plazo de una compañía y muestra también el engranaje de una industria que debe asegurar la exploración exitosa de hoy para que se convierta en la producción futura necesaria para el desarrollo de nuestras sociedades.

Los grandes proyectos estratégicos de Repsol

Cabe resaltar que el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol incluye diez proyectos clave de crecimiento para sostener un aumento promedio del 7% anual en la producción de petróleo y gas. Estos proyectos, en fase de producción o desarrollo, están localizados por todo el planeta, en Brasil, Estados Unidos de Norteamérica, Rusia, Argelia, Bolivia, Perú, Venezuela y, por supuesto, España.

De estos diez proyectos clave de crecimiento de Repsol, cuatro son *offshore*: Sapinhoá y Carioca, uno de los mayores campos de petróleo de Brasil, cuya explotación comercial comenzó a principios de este año 2013, Cardón IV (Venezuela), y el ya citado Lubina-Montanazo en Tarragona, España.

Y este peso del *offshore* en la proyección estratégica de Repsol está llamado a continuar. Entre los cinco nuevos yacimientos descubiertos en 2012 destaca el realizado con el sondeo Pão de Açucar, uno de los diez mayores hallazgos del mundo el pasado año. Situado a casi 200 kilómetros de las costas del Estado brasileño de Río de Janeiro, bajo una lámina de agua de casi tres kilómetros y a una profundidad total de más de siete, ha supuesto para Repsol un récord de profundidad en pozos operados.

Una ventaja competitiva estratégica

La importancia de ello es mucho más que contingente. Se ha convertido en una ventaja competitiva estratégica cuando se estima que las aguas profundas y ultraprofundas del Golfo de México y del presal brasileño contienen 100.000 millones de barriles de petróleo, pero a un coste de perforación en estas áreas que alcanza los 200 millones de dólares por pozo, duplicando el coste de producción de las explotaciones convencionales. Por tanto, obtener las mejores imágenes del subsuelo resulta clave para las empresas petroleras a la hora de calibrar riesgos. Y ello cuando ya en la actualidad, el 10% de la producción mundial de petróleo procede de aguas profundas, y la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que el lecho marino puede contener más de 3,5 billones de barriles de crudo y que en diez años la producción de petróleo de aguas profundas podrá suponer una cuarta parte de la producción mundial. En definitiva, las aguas profundas y ultraprofundas son un área clave para la búsqueda de nuevos hidrocarburos y, por tanto, para el posicionamiento de las empresas del sector.

El abordar con éxito estos desafíos exige un importante desarrollo científico y tecnológico, y contar con el capital humano capaz de ponerlo en valor. Una de las prioridades de Repsol en esta última década ha sido, precisamente, atraer y desarrollar ese talento, hasta contar hoy con una sólida plantilla a la que se han incorporado más de mil nuevos profesionales en los últimos ocho años y que en el tema concreto de la exploración cuenta con una excelente dotación de geólogos, geofísicos e ingenieros. Son ellos quienes han convertido Caleidoscopio en una realidad que ha recibido diversos premios internacionales a la innovación o a la mejor tecnología comercial.

Merece la pena señalar que este tipo de tecnologías hacen que nuestra industria sea la principal consumidora en el mundo de *High Performance Computing*. Como ejemplo de ello, el supercomputador que hemos construido en el centro de Repsol en Houston (EEUU) para su uso en campañas sísmicas tiene una capacidad de cálculo de 128 Teraflops, 128 billones de operaciones por segundo, equivalente a 10.000 PCs. En España, la colaboración ya mencionada con el BSC ha cristalizado recientemente en la firma de un convenio en virtud del cual Repsol contribuirá con 6 millones de euros al nuevo edificio de un centro que cuenta con uno de los mayores supercomputadores de Europa.

Otros hitos de la tecnología de *Upstream* en Repsol

Como he dicho, Repsol es una compañía en la que la tecnología y la innovación son motores trascendentales para formar parte del futuro. Para ello contamos con nuestro Plan Estratégico de Tecnología, que tiene como ámbito de referencia nuestro Centro de Tecnología de Móstoles en el que sólo en 2012 invertimos 77 millones de euros, a los que hay que sumar otros 6 millones en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la empresa. Ello forma parte de una activa política de colaboración con otros centros tecnológicos, universidades y empresas diferentes de la nuestra, tanto en el entorno nacional como en el internacional, para lo que en distintos tipos de acuerdos hemos destinado más de 20 millones de euros. Además, favorecemos el emprendimiento innovador en el ámbito energético mediante el Fondo de Emprendedores de la Fundación Repsol.

El Plan de I+D+i de la compañía para el período 2011-2015 ha definido nueve proyectos de investigación que buscan reducir el riesgo exploratorio combinando herramientas geofísicas y de análisis geológico. Entre estos proyectos se encuentra Caleidoscopio 2.0, la segunda fase del programa actual, con la que se pretende mejorar tanto los algoritmos que ayudan a la interpretación sísmica como la capacidad de procesamiento de las imágenes.

En consonancia con nuestra política y con los compromisos que hemos adoptado, este Plan de I+D+i incluye también otros proyectos para mejorar la seguridad de las operaciones y la protección del medio ambiente. Y también apuesta por nuestro proyecto Sherlock, un programa de análisis avanzado de la interacción entre las rocas y los fluidos, de especial utilidad en zonas geológicas con presencia de carbonatos, difíciles de analizar, pero donde se estima que se concentra el 60% de las reservas mundiales de hidrocarburos.

Así hemos alcanzado un firme posicionamiento global como líderes en innovación en exploración *offshore*. Y como efecto sinérgico del conocimiento y la experiencia operativa conquistada en tecnologías asociadas a este tipo de proyectos en el trabajo en plataformas marinas, ya en 2010 decidimos crear una nueva línea de negocio en el ámbito de las nuevas energías invirtiendo en energía eólica *off-shore*.

No quería dejar de mencionar el esfuerzo que venimos realizando también para desarrollar capacidades en el ámbito de E&P de recursos no convencionales, *shale gas* y *tight oil*. Repsol, desarrolla esta actividad, que ha revolucionado el panorama energético mundial durante la última década gracias a la introducción de nuevas tecnologías de perforación –como la fracturación hidráulica y los sondeos verticales-, en diferentes latitudes del mundo.

En conclusión, la tecnología es el factor clave para poder obtener recursos energéticos cada vez de más difícil acceso. Junto a ello, la eficiencia es la otra palabra clave de los años en que vivimos y lo será de los tiempos venideros. En ese sentido existe, a través de la tecnología, un amplio margen para la mejora de la operación de los campos existentes. Así hay que destacar los "campos de petróleo inteligentes" en los que las mejoras de modelización de las reservas, la captura de información en tiempo real y el uso de sistemas inteligentes para interpretar esa información y apoyar el proceso de toma de decisiones permiten optimizar la producción, reducir los costes de operación y minimizar los riesgos tanto para los trabajadores como para la empresa.

En todo caso, este proceso de apuesta por la tecnología y la innovación no es algo que se limite a lo expuesto, sino que se ha instalado en la cultura organizativa de Repsol como un *driver* de cambio permanente.

Conclusión: perspectivas para la próxima década

Nuestro deseo es que este formidable impulso a la exploración y producción *offshore* y no convencional pueda tener lugar también en un país tan dependiente energéticamente, y tan necesitado de nuevas actividades productivas, como España. Tengo en mente, desde luego, nuestros proyectos en diversas costas españolas y, en particular, en Canarias.

En caso de tener éxito exploratorio, el desarrollo de la producción de hidrocarburos en Canarias podría suponer la creación de tres mil a cinco mil oportunidades de empleo, sin contar los puestos de trabajo inducidos con motivo del desarrollo del sector de servicios y de otros negocios en la integración de la cadena del gas/petróleo en el archipiélago. A lo que habría que sumar, a escala nacional, la reducción de importaciones de petróleo, la reducción de nuestro déficit exterior y el aumento de ingresos del Estado vía impuestos. Las estimaciones previas apuntan a que en esa zona podría haber reservas suficientes para cubrir el 10% del consumo de España durante los próximos 10 a 20 años.

Para España, la pasada década ha permitido poner a punto uno de los sistemas de refino más eficientes y competitivos de Europa, hasta el punto de habernos convertido en exportadores netos de productos petrolíferos. Si supiéramos aprovechar las oportunidades que tenemos ante nosotros para poner en valor los recursos de hidrocarburos que potencialmente contiene nuestro subsuelo, la próxima década podría ser la del despegue de la industria del *Upstream* en España. Si ello ocurre, Cuadernos de Energía será una excelente tribuna para la difusión e intercambio de las correspondientes experiencias y puntos de vista.

En conclusión, en estos diez últimos años *Cuadernos de Energía* ha sido en gran medida portavoz de las profundas transformaciones del sector de la energía en España, en las que Repsol ha sido uno de sus más destacados actores. En un momento tan complejo como el actual para la industria energética, tanto a nivel global como nacional, contar con medios solventes y prestigiosos para favorecer un debate de calidad es un elemento esencial para abordar adecuadamente los desafíos que tenemos ante nosotros. Por ello, en los próximos años, el éxito de *Cuadernos de Energía* y el del propio sector estarán estrechamente relacionados. Como en el pasado, Repsol pondrá todo su empeño en contribuir a alcanzarlo. ■

Eólica, ¿una historia de éxito sin final feliz?

José López-Tafall
Presidente de la ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA (AEE)

A inicios de 2003, cuando nació *Cuadernos de Energía*, nuestro país se encontraba en plena fase de crecimiento sostenido que, además, se preveía que iba a aumentar en los años siguientes. Las necesidades de energía ya eran enormes y año a año la demanda crecía exponencialmente, acompañando el aumento del consumo y la aparición de nuevos demandantes en forma de nuevos negocios y hogares. Ante ese escenario, tanto en el Gobierno como en las empresas y en las universidades, una generación que había vivido en su etapa estudiantil la crisis del petróleo y que conocía los problemas económicos que puede causar la dependencia, comenzó a pensar que la política energética debía modificar su rumbo.

En ese momento muchos miraron hacia las energías renovables. Para entonces, la energía eólica ya estaba en el epicentro del sector desde que en 1999 superó a la minihidráulica, todo ello gracias al esfuerzo de un grupo de empresas y tecnólogos que innovaron, arriesgaron y, contra la indiferencia de muchos, crearon un auténtico sector emergente.

A 31 de diciembre de 2003, había ya en España 6.160 MW eólicos instalados, y existía una planificación que aspiraba a llegar a los 20.155 MW en 2010. Algunas empresas eléctricas tradicionales empezaban a entender que el camino hacia el futuro pasaba por las renovables, y un importante grupo de emprendedores nacionales estaba dispuesto a entrar en un mercado hasta entonces casi cerrado e, incluso, a extender esa actividad desde la generación a otras partes de la cadena de valor, como la fabricación. Y, además, la propia Unión Europea estaba lista para subirse al carro de la nueva oportunidad: Europa necesitaba transformar el patrón de generación hacia un modelo más sostenible, capaz de crear empleo y tecnología europea, y menos vulnerable a los caprichos de los países geopolíticamente inestables, en el que energía y medioambiente tuviesen una concepción más integrada. Las renovables eran el camino.

Así fue como, en 2004, el Gobierno del Partido Popular aprobó el Real Decreto 436/2004, que incentivaba la participación de las energías renovables en el mercado eléctrico e introducía en España el sistema de mercado más prima. La normativa mandaba un mensaje muy claro al sector energético español: la política energética no puede descansar sólo en la importación perenne de combustibles fósiles que perpetúan la dependencia energética española, y con ella la debilidad de su economía. Y también lanzaba un mensaje a favor de aprovechar los recursos autóctonos y de innovar para aprovecharlos, frente a la sempiterna tradición del "que inventen ellos", a lo que podríamos añadir "…y cuando ellos quieran". Así, basta recordar cómo, en la Exposición de Motivos del RD 436/2004, expresamente se recogía que *"el agua de nuestros ríos, la fuerza del viento o el calor proveniente del sol son fuentes limpias e inagotables de producción de energía eléctrica. [...]. Con este real decreto se pretende que en el año 2010 cerca de un tercio de la demanda de electricidad esté cubierta por tecnologías de alta eficiencia energética y por energías renovables*".

A su vez, en esta norma se acuñó por primera vez el principio de irretroactividad en la revisión de las retribuciones y se consolidó el de "rentabilidad razonable" de las inversiones. El Real Decreto 436 hizo de la seguridad jurídica un principio constitucional, el arco de bóveda sobre el que descansaba la confianza legítima de los inversores. Con éxito: en los siguientes tres años, se construyeron más de mil megavatios anua-

les de energía eólica en España. Nuestro liderazgo en el mundo comenzaba a ser indiscutible.

Pero este éxito no fue sólo de los que asumieron el riesgo de apostar por una tecnología novedosa. Red Eléctrica de España (REE) jugó un papel fundamental en aquellos años para que las infraestructuras evolucionasen a la velocidad adecuada y la eólica se integrara progresivamente en el mercado. Fue entonces cuando empezaron a instaurarse los centros de control que mantenían a los parques eólicos conectados con el operador de sistema en tiempo real. Asuntos como la estabilidad de red, el control de tensión o la predicción del recurso, que parecían poco menos que entelequias tan sólo unos años atrás, se fueron consolidando con rapidez.

Este éxito constituye, de hecho, un ejemplo perfecto de la tan recordada ahora excelencia de nuestros ingenieros que, por desgracia, se ven hoy abocados a la emigración. La innovación conseguida no se limitó a la producción: fue mucho más allá y abarcó operación, procesos, y todas las actividades del sector. España se convirtió en un ejemplo de excelencia, ejemplo que también sirvió de motor para exportar ingeniería, operaciones y el propio modelo de integración. Eso, también, fue un resultado de decidir que sí, que en este sector la curva de aprendizaje la podía liderar nuestro país.

Un desarrollo modélico

La industria eólica fue creciendo. Aparecieron nuevos fabricantes y tecnologías al calor del desarrollo modélico del sector. Los objetivos del regulador se iban cumpliendo al ritmo adecuado, y la industria se iba creando a medida que surgían necesidades, de modo que no era necesario importar: toda la cadena de valor, desde los más pequeños a los más grandes fabricantes, estaba en España. Las empresas y el Gobierno comenzaron a invertir en I+D para estar siempre a la vanguardia, y España pasó a estar en los países de cabeza de las nuevas patentes eólicas. La profesionalización del sector era un hecho, y miles de profesionales experimentados se formaron y se convirtieron en mano de obra cualificada.

Las comunidades autónomas también cumplieron su papel, incluyendo a la eólica en sus planificaciones territoriales. No tardaron en entender el beneficio que suponía para sus comarcas la llegada de una tecnología que crea riqueza y empleo, permite a las comunidades rurales más desfavorecidas revivir con nuevos focos de actividad y ofrece nuevas oportunidades a los emprendedores.

Mientras tanto, el carro europeo avanzaba deprisa. El Consejo Europeo celebrado en la primavera de 2007 determinó el propósito de la UE de asumir el liderazgo mundial en la lucha contra el cambio climático. La política de fomento de las energías renovables se convertía en una prioridad.

El Real Decreto 661/2007 consolidó la regulación eólica española. Sobre todo, introdujo la opción de retribución de prima variable en función de la evolución del precio del mercado con un techo y un suelo, entonces poco utilizada frente a las tradicionales tarifas fijas. Este modelo impulsó la integración de las empresas eólicas también en el mercado, todo un hito.

El sistema funcionó para la energía eólica. Tanto es así que, en enero de 2008, el informe de la Comisión Europea sobre aplicación de mecanismos de apoyo a las energías renovables en la UE –que acompañaba a la propuesta de Directiva sobre la promoción del uso de fuentes de energías renovables– indicaba que el modelo regulatorio español era uno de los más eficientes y eficaces de la UE.

A finales de 2008, ya se habían superado los 16.000 MW eólicos en España. La eólica iba dejando poco a poco de ser una joven promesa para convertirse en una realidad. Las empresas españolas estaban haciendo un importante esfuerzo de internacionalización, a medida que los diferentes países se iban sumando al sector. Poco a poco, el mercado europeo –con Alemania y España a la cabeza–, empezó a perder peso frente al empuje de nuevos mercados como China, Estados Unidos o India. Fue el momento en el que las empresas españolas eólicas comprobaron cómo tanto los profesionales eólicos formados en el país como la tecnología *Made in Spain* iban adquiriendo una gran aceptación en todo el mundo. Países tan lejanos como Corea o México vieron cómo empresas españolas desplegaban y operaban equipos de última tecnología producidos en España. Todo un orgullo... y todo un ejemplo de esa internacionalización tan deseada.

Por desgracia, los aciertos regulatorios españoles se quedaron ahí. La voluntad de acelerar el necesario desarrollo fotovoltaico provocó un efecto llamada que el Gobierno fue incapaz de controlar. La imprescindible coordinación Estado Central-CCAA comenzó a resquebrajarse. El exceso de liquidez y los errores de previsión motivaron una sobreinversión en nuevas plantas de ciclo combinado, mientras la industria intensiva en consumo eléctrico reclamó compensaciones para su coste eléctrico. No se encontró un modelo estable de apoyo al carbón nacional y, en paralelo, se cargaron a la tarifa eléctrica múltiples conceptos ajenos al sistema. Por último, se incumplió reiteradamente el principio básico de corresponsabilidad entre ingresos y gastos, permitiendo el crecimiento desbocado del déficit tarifario que, años después, ha sido

la causa esgrimida para romper radicalmente todo el modelo anterior, al menos en lo que a las energías renovables se refiere.

Aquel fue el principio del fin de la historia de amor del Gobierno con la energía eólica. Había que culpar a alguien de la situación y así fue como nació, poco a poco, el mantra "las renovables son caras". Y la energía eólica, que de lo único de lo que es culpable es de haber cumplido escrupulosamente los objetivos marcados por el regulador, entraba injustamente en el mismo saco.

Con el apoyo de la opinión pública

España siempre ha contado con el apoyo de la opinión pública a la energía eólica. A diferencia de otras tecnologías o de otros países, en los municipios españoles no ha triunfado masivamente *el efecto NIMBY (Not In My Backyard*, no en mi patio trasero) porque los ciudadanos han sabido apreciar las ventajas que, en forma de empleo y bienestar, les aporta la eólica.

Las quejas por el ruido de los aerogeneradores han ido decreciendo a medida que las máquinas se han ido sofisticando y silenciando. Y las que se refieren al impacto paisajístico no dejan de ser limitadas: el aerogenerador se ha convertido en la imagen tecnológica de España por derecho propio, al igual que los molinos de Don Quijote representan la cultura española.

Aún así, el mantra "las renovables son caras" fue empezando a calar. En una España que en 2009 se despertó de golpe para comprobar que los cimientos del milagro económico eran extremadamente débiles, ese tipo de mensajes podía encontrar cierto eco.

El Gobierno insistía: las renovables son caras. Y, en nombre de esa carestía, a partir de 2009 la regulación en materia de renovables empezó a ser restrictiva. El nuevo caballo de batalla era el déficit de tarifa.

Mayo de 2009 amanece con el Real Decreto-Ley 6/2009 en el BOE, que incorporaba una nueva figura: el Registro de Pre-Asignación. Con el objetivo de evitar que se repitiese con la termosolar –por aquel entonces, ya había varios proyectos a punto de iniciar su construcción– la avalancha de la fotovoltaica, el Ministerio estableció un sistema de cupos para todas las tecnologías. Sólo las instalaciones que se inscribiesen en el Registro antes de una determinada fecha, previa consecución de un sinfín de nuevas autorizaciones administrativas, tendrían derecho a percibir la retribución prevista en el Real Decreto 661.

Y la eólica, que crecía año a año a un ritmo sostenido dentro de los objetivos del regulador, se vio obligada a cumplir una norma pensada para tecnologías con unas características muy diferentes a las suyas. Nadie tuvo en cuenta que el sector, por su propia esencia –el periodo de maduración de un parque es de cinco a siete años–, no es susceptible de un crecimiento descontrolado.

El Prerregistro implicaba, entre otras cosas, el fin de la visibilidad a medio y largo plazo. Nadie sabía qué ocurriría con los megavatios no registrados o los concursos adjudicados. Los fabricantes fueron los primeros en sentir los efectos: como los pedidos de aerogeneradores han de hacerse entre 1,5 y 2 años antes de empezar la construcción del parque y las últimas instalaciones estaban previstas para finales de 2013, muy pronto se acabarían los pedidos. A partir de 2011, la industria se ha visto obligada a vender prácticamente todas sus existencias fuera de España.

Mientras el terreno regulatorio se oscurecía en aquel 2009, la eólica seguía dándole alegrías a España. En la madrugada del 30 de diciembre, cubriría en punta el 54,47% de la demanda, día en que cubrió el 44,9% de las necesidades de electricidad de los españoles. En los dos últimos meses de aquel año, la eólica superaba en importancia a los ciclos combinados, situándose por primera vez como la segunda tecnología del sistema, por detrás de la nuclear. Y a finales de año, cerca de la totalidad de los parques eólicos españoles podía presumir de haberse adaptado a los requerimientos del regulador para responder en tiempo y forma a los huecos de tensión.

2009 acabó, no obstante, con un motivo para el optimismo: la publicación de la Directiva de Renovables, que obligaba a los Países Miembros a presentar unos planes de acción nacionales con el objetivo vinculante de acabar la década con un 20% de consumo de energía final procedente de fuentes renovables. Si Europa lo pedía, habría que conseguirlo.

La prioridad del sector eólico pasó a ser recuperar la visibilidad a largo plazo a través del marco regulatorio llamado a sustituir al Real Decreto 661/2007, que dejaría de ser de aplicación para las nuevas instalaciones desde finales de 2013. Sin embargo, las prioridades del Gobierno eran otras: con el fin declarado de parar el crecimiento del déficit de tarifa, se propuso frenar el desarrollo de las energías renovables. La coyuntura se imponía a la necesidad de contar con un modelo energético sostenible en el tiempo.

El sector eólico, a pesar de no ser en absoluto culpable del déficit, era consciente de la difícil situación del país, por lo que se avino a llegar a un acuerdo: aceptó un recorte temporal del 35% de las primas de las instalaciones en funcionamiento. A cambio, el Gobierno le garantizaba estabilidad regulatoria por ley: nunca más se volverían

a recortar las primas de las instalaciones en marcha.

Concursos e impuestos autonómicos

Mientras, las comunidades autónomas, ajenas al panorama de incertidumbre regulatoria y a las nuevas dificultades del sector eólico, celebraban un concurso detrás de otro en un intento de atraer la riqueza y el empleo que genera la eólica a unas regiones en las que la crisis hacía mella. Y hay que reconocer que ofertas no les faltaron, muchas procedentes de inversores locales pero también de grandes empresas que habían llegado tarde a la apuesta por la energía eólica y querían recuperar el tiempo perdido. Por el mismo motivo, se disparó la voracidad recaudatoria, que se reflejó en una nueva oleada de fiscalidad autonómica y local que situaba al sector en una difícil situación: el Gobierno central presionando por un lado para que el sector aumentase su competitividad, y las comunidades autónomas aumentando la presión fiscal y frenando esos avances en competitividad. La pescadilla se mordía la cola.

Aunque el Plan de Energías Renovables 2011-2020 se ultimó en noviembre de 2011, con un objetivo de alcanzar los 35.000 MW de eólica terrestre al final de la década y los 750 MW de eólica marina, la realidad es que ese ritmo no podía continuar. Y por una razón muy sencilla: por aquel entonces, la demanda eléctrica peninsular rondaba los niveles de 2006. Y sin demanda no hay energía ni ingresos que repartir, sólo facturas y costes que pagar. Pero nadie en el sector quiso parar a tiempo, ni convencionales ni nuevos entrantes.

Así estaban las cosas cuando llegó al poder el Gobierno del Partido Popular, cuya primera decisión en materia energética fue devolver al sistema los extracostes insulares cuya salida había sido parte del mecanismo diseñado para solucionar el déficit tarifario; a esta medida le siguió, apenas unos días después, el Real Decreto-Ley 1/2012, que suponía la moratoria de los incentivos económicos para la nueva generación en Régimen Especial.

Después se aprobaría la Ley de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, que impuso nuevos impuestos al sector y, más tarde, otro Real Decreto-Ley, el 2/2013, por el que se introdujeron, con carácter retroactivo al 1 de enero, medidas que eliminaban sin previo aviso el sistema de mercado más prima tan alabado en el mundo y la modificación del sistema de actualización. Todo ello, en nombre del déficit de tarifa.

Todas y cada una de esas normas, a excepción de la Ley 15/2012, fueron aprobadas sin el conocimiento previo del sector, en coherencia a su alegada urgente necesidad. La realidad es que son medidas estructurales que en los países más desarrollados habitualmente se someten a procesos abiertos de consulta e incluso de participación del sector. En este caso no ha sido así.

Y así llegamos a la historia reciente, que tiene nombre y apellido: la llamada Reforma Energética de 2013. Los eólicos creímos que el Gobierno iba a tener en cuenta que nuestra tecnología ya había pagado su parte de un pastel, el del déficit de tarifa, en el que ha tenido muy poco que ver. Antes de que cayese la bomba atómica de la reforma, el sector esperaba un impacto en 2013 superior a 600 millones de euros al año por el impuesto a la generación y el RDL 2/2013. Para nuestra desgracia, el de nuestras empresas y empleados, esa estimación se iba a quedar muy corta.

Una reforma injusta y desproporcionada

La reforma energética –que al cierre de este artículo continuaba en tramitación parlamentaria sin que fuese posible siquiera cifrar el posible impacto económico– trata injustamente a la eólica, que va a ser el sector más afectado si sale adelante tal y como ha sido planteada. En su diseño actual penaliza más a la tecnología más eficiente, la que más valor añadido y empleos aporta y la que es la punta de lanza de la internacionalización e imagen de España: paradójico, pero así es. Se trata además de una norma que incumple las directrices de Bruselas en materia de apoyo a las renovables, y, de no remediarse, abocará al sector a un futuro de problemas financieros y deslocalización industrial.

Eso sí, en paralelo, los países de nuestro entorno refuerzan su apuesta por la eólica. Desde Estados Unidos, con Barack Obama como el más firme defensor, hasta Francia y Alemania, cuyos gobiernos parecen dispuestos a liderar la revolución renovable arrebatándole el cetro a España, pasando por Brasil, Sudáfrica, India, China… La lista es larga. Y España no está ya en ella.

El futuro energético español está en el aire. La voluntad política de avanzar hacia la independencia energética de la mano de las renovables parece haberse esfumado. No obstante, todos sabemos que la apuesta tendrá que ser recuperada dentro de un tiempo, ya sea para cumplir los objetivos europeos, ya sea porque los precios de los combustibles fósiles se disparan. La lástima es que, para entonces, es posible que la potente y envidiada industria eólica española ya no exista. Si no se le da una garantía de futuro y se recupera la seguridad jurídica, las empresas se marcharán. Y, cuando llegue el inevitable momento en que España necesite la eólica,

tendrá que mirar al exterior e importar aerogeneradores, tecnología y talento.

No tiene sentido ignorar a la primera energía autóctona de España, que cubre cerca del 20% de la demanda y tiene 23.000 MW instalados. Que cuenta con una industria que exporta tecnología por más de 2.000 millones anuales, que evita importaciones de combustibles fósiles por más de 1.000 millones y que ha llegado a generar 40.000 empleos en nuestro país. Una energía que crea en España un valor añadido de 56 euros por MW y 15 empleos por cada millón de euros invertido, según se desprende del *Análisis del potencial de creación de valor de las políticas de energía eólica*, elaborado por Ernst & Young con la colaboración de la Universidad Católica de Oporto.

Los países con futuro son los que apuestan por la industria. Pero no por cualquier industria, sino por las que aportan valor añadido, como la eólica. Una industria que, al formar parte del sector energético, debería ser considerada estratégica. ¿O alguien es capaz de imaginarse a Francia dictando normas contra la nuclear o a Estados Unidos haciéndolo contra el petróleo? .

España tiene viento, mucho viento. Tiene profesionales que saben sacarle un inmenso partido. Tiene empresas líderes mundiales que han sabido gestionarlo. Tiene ciudadanos que creen en las renovables y apoyan al sector. Ahora sólo falta recuperar la voluntad política de aquellos primeros años, la visión estratégica que llevó a España a apostar por la eólica y a convertirse en una potencia admirada por ello en todo el mundo.

La historia de la eólica es una historia de éxito. Ojalá podamos decir lo mismo dentro de diez años, cuando celebremos el 20 aniversario de *Cuadernos de Energía*. ¡Felicidades!. ■

Los permanentes cambios, una constante de un mercado global

Un repaso al negocio petrolero a lo largo de la última década

Álvaro Mazarrasa Alvear
Director General de ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE OPERADORES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (AOP)

En primer lugar, queremos dar la enhorabuena a *Cuadernos de Energía* por su décimo aniversario, esta iniciativa de Enerclub y de Deloitte es digna de elogio y, sin duda, un magnífico escaparate para la reflexión de todos los profesionales del sector. En el año 2003, la economía crecía de forma imparable en todas las regiones del mundo, empezaban a brillar con fuerza las economías emergentes que demandaban una gran cantidad de productos petrolíferos, hecho que ha sido determinante para la evolución del sector en los últimos años junto con los habituales vaivenes que afectan el sector energético. Al echar la vista atrás, el recuerdo nos devuelve una evolución cronológica marcada por el crecimiento de la economía mundial y cierta inestabilidad en distintos periodos.

En el negocio petrolero se han producido en estos años cambios sustanciales que han transformado radicalmente el escenario. Se trata de un sector que está influido en gran medida por los cambios en la política y en la economía internacional, que afectan a la materia prima más comercializada en el mundo. Esto no ha cambiado a lo largo del tiempo.

Estados Unidos invadió Iraq en 2003, conflicto que se había iniciado años antes y que todavía no ha terminado de cerrar a pesar de la caída del Saddam Hussein en dicho año. Los conflictos en la industria petrolera de Venezuela, y de Nigeria, mantenidos prácticamente a lo largo de todo el periodo, afectaron a la producción de petróleo. La disciplina en el mantenimiento de las cuotas por parte del cartel de la OPEP también fue una constante a lo largo de aquellos años y tuvo una gran influencia en el comportamiento de los precios. En 2003, la cotización media del crudo Brent alcanzó los 28,82 dólares/barril, aún por debajo de los 30 que en aquella época se consideraba una barrera psicológica para los mercados.

La UE ya tomaba medidas para situarse a la vanguardia en protección ambiental, quizás a expensas de su propia prosperidad económica y dice estar dispuesta a ofrecer en Varsovia una reducción del 30% de las emisiones para 2020, si las principales economías contraen compromisos firmes. Las emisiones europeas de GEI se han reducido en más de un 11% entre 2003 y 2011 y se considera que es posible hacer más esfuerzos, pero para llegar hasta aquí se han impuesto medidas de control muy exigentes vadeando a la vez, con mucha dificultad, la crisis económica y financiera. Sin restar importancia a la coyuntura económica y, sobre todo, a las causas de su depresión, conviene señalar que, en un sector tan sujeto como el nuestro a la competencia internacional, no pueden achacarse todas las dificultades a esta circunstancia, pero tampoco puede utilizarse como argumento para tomar medidas cuyos beneficios son inciertos o nulos en el ámbito global y cuya puesta en marcha acarrea costes elevados y seguros y la desaparición de industrias o su traslado a otras áreas sin las restricciones existentes en Europa.

El panorama que hoy se presenta es resultado de la interacción de diversos elementos. En el texto que sigue se ofrecen detalles acerca de algunos que han tenido especial relevancia: la evolución del mercado internacional, la dieselización del parque automovilístico, la incidencia de los impuestos en los precios y la proliferación normativa.

El cambio de paradigma en el entorno internacional

Resulta sintomático que la década que aquí repasamos se haya iniciado con una guerra, puesto que los conflictos han sido habituales en estos años en muchas de las regiones productoras de crudo: en Nigeria, en Libia, en

Sudán o en Irak, a los que pueden añadirse la inestabilidad política de Venezuela o las ya seculares controversias de Occidente con Irán.

El resultado no ha sido solo la inestabilidad permanente en los mercados del crudo, sino también la transmisión de estas tensiones a los de productos petrolíferos, como consecuencia de la actividad en los mercados de futuros y de las dificultades para ampliar la capacidad de refino ante el intenso crecimiento que la demanda mundial había venido registrando, en los años previos a la crisis financiera que comenzó en 2007.

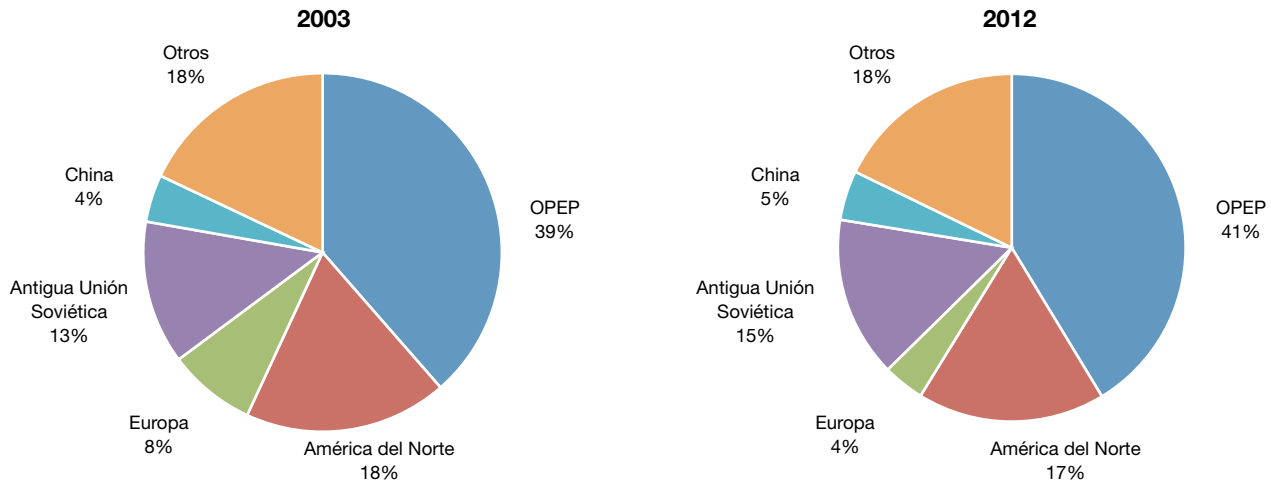
En 2005 se inició una escalada en los precios del crudo que tendría su techo en julio de 2008, al llegar el barril de Brent a los 147 dólares. Con las refinerías casi a tope de su capacidad y una demanda en constante crecimiento, mejoraron los márgenes de refino de los operadores, aunque se resintieron los de las actividades petroquímicas al pagar precios tan elevados por su materia prima. La situación se agravaría con el impacto de los huracanes Katrina y Rita en EE.UU., que inutilizaron una parte importante de las instalaciones de refino del Golfo de México. Aquellos años se consideraron por muchos los años dorados del refino por la bonaza de los márgenes en todas las regiones.

Durante los años 2006 y 2007, los inversores aumentaron su participación en los mercados de futuros atraídos por el aumento de precio que estaba sufriendo el petróleo. El número de contratos de futuros se multiplicó por seis desde los inicios de la década. Como consecuencia, aumentó la volatilidad, las diferencias de precios se acrecentaron y los mercados se hicieron más difíciles de seguir, puesto que los factores fundamentales empezaban a dejar de tener influencia frente a otros elementos, como los geopolíticos, entre ellos.

En 2008 los precios experimentaron una gran volatilidad, desde los 147 dólares que marcaría el barril de Brent en julio hasta el entorno de 40 dólares con que se cerraría el año. Las razones de dicha caída se achacarían a la disminución de la demanda que se registró en los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la depreciación del dólar, y a la preocupación frente a las perspectivas de la demanda como consecuencia de la crisis financiera mundial. Esto provocó que los precios del petróleo, del gas y de otras materias primas sufrieran grandes bajadas y se alejaran de los máximos históricos que alcanzaron durante la primera parte del año. La OPEP recortaría en varias ocasiones su producción, en el vano intento de estabilizar los precios. Con ello, la producción mundial de petróleo registró en 2008 su primer retroceso desde 1983.

En los años siguientes, el precio del crudo ha experimentado una subida continuada hasta llegar al entorno actual de los 105 -115 dólares por barril. Desde 2008, en que saltaron todas las alarmas, la demanda en Asia continúa creciendo, pero en los países de la OCDE se ha observado una moderación que no sólo se

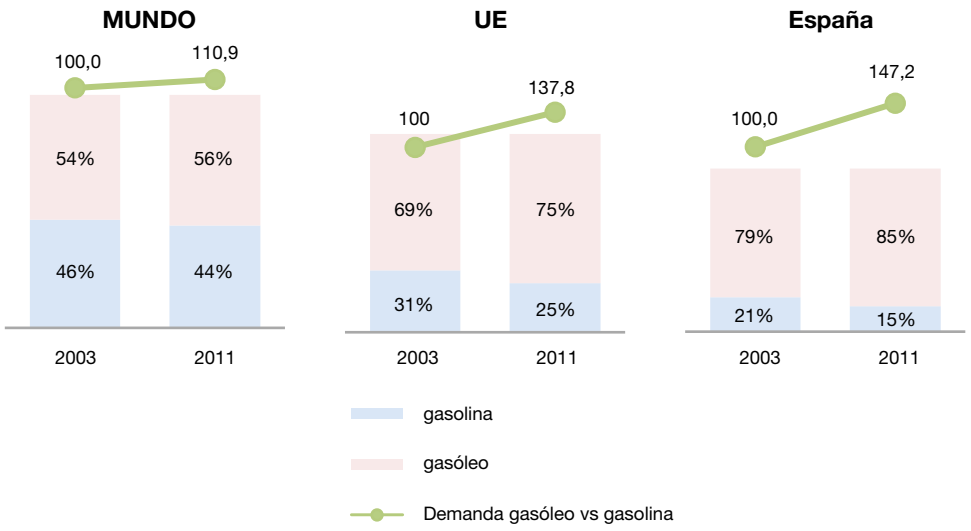
Figura 1.



Fuente:

Tabla 1. Evolución de la demanda de gasolina y gasóleo

	Mundo		UE		España	
	2003	2011	2003	2011	2003	2011
Demanda de gasolina (millones de toneladas)	866	921	118	84	7,9	5
Demanda de gasóleo (millones de toneladas)	1.000	1.179	263	257	29,3	27
Demanda de gasóleo vs la de gasolina (veces)	1,2	1,3	2,2	3,1	3,7	5,5
ïndice 2003=100	100	111	100	138	100	147



achaca a la incidencia de la coyuntura de crisis sobre el consumo sino también a la mejora de la eficiencia. En tal escenario de precios, se ha favorecido la mayor eficiencia energética y el desarrollo de fuentes alternativas. Los cambios han inducido una transformación estructural en la industria europea del refino, obligada a acomodarse al entorno de márgenes bajos y elevada competitividad global, en la que empiezan a jugar un papel destacado las nuevas instalaciones asiáticas, principalmente en India y Oriente Medio, así como las crecientes exportaciones de productos acabados desde EE.UU. y Rusia. Esta situación ha supuesto la racionalización de la capacidad instalada en Europa, con el cierre de las refinerías menos eficientes. Consecuencia de todo ello, en algunos países productores se han registrado movimientos encaminados a incrementar el control sobre los recursos nacionales, como sucedió en Argentina con la expropiación de YPF a Repsol.

La OPEP sigue dominando el mercado mundial de crudo. Destaca en estos años el crecimiento de China, Brasil, Colombia y Estados Unidos, mientras en los países productores de Europa (Reino Unido y Noruega) se ha observado un descenso continuado.

Otro rasgo del periodo ha sido el desequilibrio entre la oferta y la demanda de productos petrolíferos, algo que hemos vivido en España con una contundente "dieselización". Independientemente de aumentos o reducciones de la demanda, en estos años se ha reducido la participación de la gasolina y el fuel en el total de forma significativa, especialmente en Europa, mientras aumentaba la del gasóleo y queroseno de aviación (destilados medios).

Entre 2003 y 2011, la demanda mundial de gasóleo ha aumentado a un ritmo medio anual del 2%, frente a un 0,8% la de gasolina. En España, el crecimiento medio anual de la demanda de gasóleo para automoción ha sido del 0,25% en el perio-

Tabla 2 . Refinerías españolas que han ampliado su capacidad de destilados medios desde 2008

Ubicación	Protección anterior (Mm^3/año)	Producción actual (Mm^3/año)	Incremento (Mm^3)
Bilbao	5,2	5,7	0,5
Castellón	2	2,4	0,4
Cartagena	2	7,3	5,3
La Rábida	2,7	6,4	3,7
San Roque	6	6,2	0,2

do 2003-2012, mientras que la demanda de gasolina se ha reducido a un ritmo del 5,3% de media cada año. De este modo, la proporción en que el consumo de destilados medios supera al de gasolina se ha incrementado un 11% a escala global, un 38% en la UE y un 47% en España, en el periodo 2003-2011.

La caída de la demanda y la modificación de su estructura son las dos principales razones del cierre de numerosas refinerías europeas desde 2008, hasta una capacidad de 1,7 millones de barriles diarios, según la AIE. El cambio ha sido rápido y en una época con dificultades para la inversión, por lo que los operadores europeos se han visto obligados a modificar sus instalaciones y racionalizar su uso. En el caso de España, se ha ampliado la capacidad de refino de destilados medios en 8 millones de toneladas y no solo no se ha cerrado ninguna planta, sino que las existentes continúan funcionando con niveles de ocupación en el entorno del 85%.

El escenario de precios elevados ha favorecido la eficiencia y el recurso a fuentes alternativas, además de hacer rentables tecnologías de producción de hidrocarburos que hasta ahora no se habían explotado de forma intensa: en los últimos 2 años el sector ha experimentado una revolución al llegar al mercado hidrocarburos no convencionales. Crudos extrapesados, petróleo de esquisto, crudo en formaciones compactas o arenas bituminosas son recursos que siempre estuvieron ahí, pero cuya explotación no se consideraba viable por las dificultades tecnológicas o los precios. Canadá y Estados Unidos, han sido los primeros países en aprovechar estos recursos y el éxito alcanzado está haciendo que, actualmente, estas técnicas empiecen a considerarse en todas las regiones. Según la Agencia Internacional de la Energía, Estados Unidos podría convertirse muy pronto en exportador de petróleo y ya lo es de productos petrolíferos, en especial de gasóleo, de modo que en unos años podría llegar a la autosuficiencia energética.

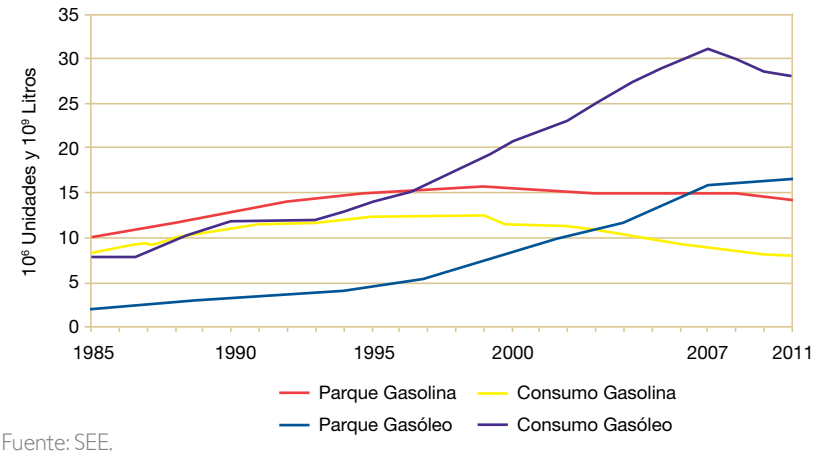
La dieselización del parque automovilístico

A principios de la década de los noventa del pasado siglo empezó a observarse en España una ralentización en el crecimiento del parque de vehículos de gasolina, mientras mejoraba el ritmo de incremento en los vehículos diésel. En la misma línea, el consumo de gasolina presentaba tasas de crecimiento anual menores que el consumo de gasóleo. Dos han sido las razones principales que han impulsado esta estructura en el mercado: el precio más ventajoso del gasóleo, que durante muchos años soporta un gravamen menor que el de la gasolina, y el protagonismo en nuestro país del transporte por carretera de mercancías y viajeros, dada la insuficiente capilaridad del transporte ferroviario.

Como puede observarse, esta tendencia tan sólo se ha quebrado con la llegada de la crisis económica, que afectó de forma muy negativa a las ventas de vehículos y al conjunto de la actividad económica nacional, reduciendo también el consumo de servicios de transporte.

En respuesta a esta evolución, las empresas petroleras españolas han llevado a cabo en los últimos años un formidable esfuerzo inversor, encaminado a situarlas en primera línea de cara al futuro. Se han invertido más de 6.000 millones de euros en la ampliación y adaptación de las instalaciones de refino a los actuales patrones de la demanda, y hoy son capaces de procesar 10 millones de toneladas más que hace cinco años, lo que ha supuesto que España, tradicionalmente importador neto de productos petrolíferos, se haya convertido en exportador en 2012. Esta renovación ha permitido una

Figura 2. Parque y consumo de combustibles. (Libro de la Energía en España 2011)



Fuente: SEE.

mejora sustancial de los resultados operativos y ambientales.

El aumento de la presión fiscal y su repercusión en los precios finales

AOP ha realizado una intensa labor para explicar a los consumidores que, en el precio final de los carburantes que adquieren, tiene un gran peso el componente tributario. Además, influyen el coste de la materia prima (cotizaciones internacionales de los productos petrolíferos) y los demás costes de logística, almacenamiento, distribución, remuneración del punto de venta, etc.

En estos años, los precios de la materia prima han sufrido una volatilidad muy acusada que ha repercutido sobre las cotizaciones de los productos. Desde el ya mencionado nivel de 147 dólares en julio de 2008, pocos apostaban por una vuelta a niveles inferiores a los 100 dólares, dando por muy difícil el recorrido de los precios a la baja. Pero la inestabilidad sigue siendo la norma: en este mes de octubre el barril de Brent ha llegado a marcar los 109,4 dólares, con apenas variación entre las medias de 2011 y 2012.

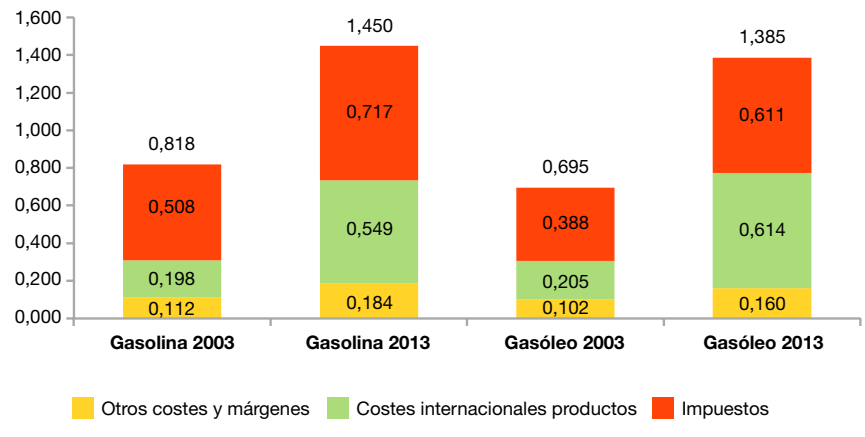
La evolución de las cotizaciones internacionales de la gasolina y el gasóleo en este mismo lapso de tiempo ha seguido un perfil similar. En ese periodo, los precios de la gasolina se han incrementado un 77% y los del gasóleo un 99%, en línea con el crecimiento de sus cotizaciones internacionales y del aumento de los impuestos. El tercer componente del precio "otros costes y márgenes" ha crecido en niveles similares al IPC, cuyo crecimiento medio anual ha sido del 2,3% en el periodo, con un menor peso en el precio final.

El tercer gran componente son los impuestos, que se detallan a continuación:

1. Impuesto Especial sobre Hidrocarburos (IEH) que desde enero 2013 también incorpora el Impuesto sobre Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos (IVMDH).

   El IVMDH se creó en 2001, el sistema autonómico de financiación contempla un tramo autonómico, cuya recaudación debería destinarse a medidas medioambientales o sanitarias. Con la crisis económica se ha introducido este gravamen

Figura 3. Estructura del precio medio de los carburantes en 2003 y 2013 (€/l)



Fuente: Boletín Petrolero de la UE y cotizaciones internacionales.

en casi todas las comunidades que hasta entonces no habían utilizado esta posibilidad y tan solo tres quedaban libres del mismo en el año 2012. Recientemente, un informe del Abogado General del Tribunal de Justicia de la UE ha señalado que esta figura podría no ser conforme al derecho comunitario, al tener las mismas finalidades que el Impuesto Especial sobre Hidrocarburos.

2. El IVA, en la actualidad un 21%. Conviene recordar que el IVA se aplica al precio final incluidos el IVMDH y el IEH, con lo que el incremento del tipo de gravamen ha generado un incremento de la presión fiscal superior, al aplicarse cada vez sobre bases mayores derivadas del aumento del IEH y del IVMDH, en su caso.

En estos años, se ha producido un aumento de los impuestos superior a los 20 cts€/litro en ambos productos.

La proliferación normativa

Los párrafos anteriores ponen de manifiesto uno de los aspectos que más ha complicado la operativa diaria del sector petrolero español en esta última década: la aparición continua de reglamentaciones a diferentes niveles y sobre los numerosos aspectos relacionados con la actividad del sector, que no siempre tiene correspondencia con la desaparición de normativas que hayan quedado obsoletas, y llega a generar situaciones donde el cumplimiento es verdaderamente complejo al verse afectadas por reglas casi contradictorias. Tanto es así, que el refino de petróleo es uno de los dos sectores donde la Comisión Europea está actualmente llevando a cabo un chequeo de su competitividad con el fin de racionalizar la regulación existente. El objetivo es reducir las cargas legislativas que lastran la competitividad de la industria europea, conscientes de que necesitamos ser fuertes en el refino interior si queremos asegurar el suministro del futuro, donde los productos petrolíferos seguirán siendo fundamentales.

Desde 2003 no solo se ha modificado la legislación tributaria, como se comentaba anteriormente. La mayor sensibilización social ante las necesidades de protección ambiental ha impulsado numerosos requerimientos normativos a los que la industria ha respondido con celeridad y, la mayoría de las veces, con bastante anticipación. Requerimientos relativos al conjunto de impactos de la industria y a todo su ciclo de vida, que empiezan en la fase de concepción del proyecto y llegan hasta el tratamiento de los residuos vinculados a determinados productos.

Dos de los retos más significativos que hemos afrontado con éxito en esta década han sido la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero (GEI) y la incorporación de biocarburantes a los carburantes convencionales.

Respecto al primero, en el año 2004 se aprobó el primer Plan Nacional de Asignaciones de derechos de emisión 2005-2007, que incluía una cantidad de permisos gratuitos para las instalaciones emisoras de GEI calculada a partir de las emisiones históricas. En 2006 se aprobó un PNA 2008-2012 más estricto en cuanto a las cantidades asignadas, pero que tenía en cuenta para la industria petrolera las nuevas especificaciones introducidas para algunos productos, que iban a suponer diferencias con respecto a los cálculos anteriores. Desde 2011 contamos ya con el PNA 2013-2020, que restringe aún más los derechos asignados, en una tendencia de ir reduciendo cada año con mayor contundencia las emisiones de la industria, la reducción media para una refinería media europea será de aproximadamente del 35-40 % de las asignaciones en el tercer periodo. El aumento en los costes de operación para poder llevar a cabo estas reducciones hasta el año 2020, para una refinería europea media, se estima en el 13%.

Por otro lado, desde el año 2007 los operadores españoles venimos incorporando a los carburantes tradicionales las proporciones de biocarburantes (biodiésel y bioetanol) que cada año ha ido estableciendo la normativa correspondiente o por encima de la misma. Las limitaciones para una participación mayor de estos compuestos se hallan sobre todo en las especificaciones técnicas de los vehículos que se venden en España y en los altos precios de las materias primas. Por otra parte, la normativa comunitaria se encamina hacia un marco muy exigente en este aspecto, que incluye unos criterios de sostenibilidad que habrán de contemplar todo el ciclo de vida del carburante, de modo que se despejen las dudas sobre su efectiva contribución a las reducciones de emisiones.

Junto con las inversiones en instalaciones anteriormente mencionadas, se ha seguido investigando en nuevas fuentes energéticas que contribuyan a garantizar el suministro y a reducir la dependencia energética de nuestro país.

Este breve repaso a la actualidad reciente del sector solo nos deja dos cosas seguras: que los productos derivados del petróleo van seguir siendo esenciales para la actividad económica durante muchos años, y que la variabilidad de escenarios seguirá vigente en el negocio global. Los operadores españoles hemos realizado en estos diez años un esfuerzo considerable para poder garantizar por muchos años el suministro a precios razonables. La cooperación de las instituciones, con una normativa que favorezca la competitividad y consagre unas reglas del juego estables y equitativas, es un complemento indispensable para que, en la actual coyuntura, las empresas contribuyamos a seguir creando riqueza y empleo para el conjunto de la sociedad. ■

Renovables o cómo renunciar al liderazgo

José Manuel Villarig Tomás
Presidente de la ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (APPA)

Introducción

Nuestra felicitación al Club Español de la Energía, así como a Deloitte y a Garrigues, por haber hecho realidad que el sector energético español cuente desde hace una década con una excelente publicación de análisis sectorial como es *Cuadernos de Energía*, siendo desde 2003 uno de los referentes en el análisis profesional y reflexivo de todo lo acontecido en el sector.

Las expectativas para el sector energético en general y para el sector de las energías renovables en particular no podían ser más halagüeñas el año del nacimiento de *Cuadernos de Energía*. Efectivamente, en 2003 se produjo la liberalización total -se decía entonces- en los sectores de la energía eléctrica y gas. Y ya se vislumbraba el importante desarrollo que habría de tener el sector de las energías renovables, unas tecnologías que deberían llevarnos a un cambio de modelo energético, menos dependiente del exterior y más limpio.

Todo hacía pensar que quien recibiera una década después el encargo de analizar el sector energético y el papel que en él habrían de jugar las tecnologías limpias tendría la ocasión de relatar una historia de éxito. Y así sería si me circunscribiera a los datos de desarrollo del sector y a gran parte del periodo analizado. Efectivamente, es un gran logro que el sector renovable pasara de una potencia instalada de 7.698 MW en 2003 a cerrar 2012 con 32.259 MW. Parece, y ha sido, una historia de éxito puesta y tomada como ejemplo por numerosos países de todo el mundo.

Sin embargo, lo acontecido en los últimos años con las energías renovables en nuestro país ha cambiado radicalmente el rumbo de un sector llamado a ser motor de la nueva economía moderna en todo el mundo y en el que España había conseguido una merecida posición de liderazgo. Hoy la inseguridad jurídica y el caos regulatorio han puesto al sector al límite de su propia existencia. Esto nos lleva a definir la pasada década, en lo que a las energías renovables se refiere, como una década agridulce. Dulce, con sinsabores, en su primera parte y agria, muy agria, en la segunda.

Situación del Sector

El sector de las energías renovables en España es un motor de crecimiento económico y de desarrollo territorial, que aporta grandes beneficios al conjunto de la sociedad española. Las energías renovables son un gran negocio para el país, tanto en su contribución a la riqueza nacional como en la reducción de la alta dependencia energética (muy lejos de la media de la UE), a la vez que juegan un papel fundamental en la lucha contra el cambio climático.

En la actualidad, las energías renovables viven sumidas en una inseguridad regulatoria impropia de un país de la Unión Europea. Los cambios normativos sufridos desde 2009, en muchos casos retroactivos, han provocado la desaparición o deslocalización de un gran número de empresas del Sector. Desde 2012, sufrimos la llamada "moratoria renovable" a través del Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procedió a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Del mismo modo, a finales de 2012 se aprobó la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibi-

lidad energética. Esta Ley perseguía exclusivamente la sostenibilidad económica e incluía nuevas medidas fiscales que afectan gravemente a las Energías Renovables, con la imposición de nuevos impuestos y tasas que pretenden asegurar la viabilidad económica del sistema eléctrico, sin tener en cuenta los beneficios que las tecnologías renovables aportan al mismo.

El crecimiento de las energías renovables en España ha contribuido a conseguir los objetivos globales energéticos y ha fomentado el desarrollo económico de muchas zonas rurales de nuestro país, por el carácter distribuido de la generación de energía de las diferentes tecnologías. Asimismo, las renovables juegan un papel fundamental en alcanzar nuestros objetivos medioambientales, a la vez que reducen de manera significativa nuestra histórica dependencia energética al ser las únicas tecnologías de generación autóctona y limpia.

El sector de las energías renovables en España ha sido, por su contribución al Producto Interior Bruto (PIB), un dinamizador de la economía española y su modelo de desarrollo se ha convertido en un referente tanto nacional como internacional. Por eso, resulta incomprensible que el marco regulatorio que se ha ido configurando en los últimos años, y especialmente en 2012 y 2013, ponga en peligro un sector estratégico con un balance económico y medioambiental netamente positivo. La incertidumbre generada por la falta de un marco regulatorio estable para la mayoría de las tecnologías ha condicionado las inversiones de las empresas y, por tanto, la instalación de nueva potencia.

Todo ello aleja cada vez más a España de cumplir sus objetivos a 2020 de consumo de energía con fuentes renovables. Si nuestro país no recupera pronto un marco regulatorio estable, que pare el desmantelamiento industrial de un sector que ha conseguido una posición de liderazgo mundial, se corre el peligro y se da la paradoja de que, llegado el momento, los citados objetivos tengan que cumplirse con tecnología importada. Esto incrementará todavía más nuestro ya inasumible déficit comercial –uno de los mayores de Europa-, con la correspondiente salida de divisas y "exportando" el negocio que genera en España el sector de las energías renovables.

Las aportaciones, en datos, de las renovables

Según el "Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2012", que edita APPA por quinto año consecutivo, realizado con base en las memorias oficiales de las empresas del sector, la aportación del sector al PIB de España fue en 2012 del 1%, el mayor porcentaje registrado hasta la fecha, con una contribución total de 10.563 millones de euros, de los que 7.411 millones correspondieron a su contribución directa y 3.152 millones a la indirecta. Este nivel de relación es el más alto registrado y es consecuencia, por un lado, de la disminución del PIB nacional y, por otro, del aumento de la aportación del sector al mismo.

En lo que se refiere a la penetración de las energías renovables en España, decir que en 2012 representó el 12,2% del consumo total de energía primaria y el 16,2% del total de energía final bruta consumida en España. La producción eléctrica a partir de fuentes renovables en Régimen Especial fue en el citado ejercicio de 68.697 GWh, con 31.980 MW al cierre de 2012, lo que permitió cubrir con estas tecnologías el 25,7% de la demanda eléctrica nacional. Todas las fuentes energéticas renovables en su conjunto supusieron una contribución total del 30,3% al balance eléctrico nacional.

Por Comunidades Autónomas, Castilla y León, Andalucía, Castilla-La Mancha y Galicia son, por este orden, las comunidades con mayor potencia instalada renovable y representaron el 65,2% del total de potencia instalada en España a finales del pasado ejercicio.

Por otra parte, el objetivo global de venta o consumo de biocarburantes en gasolinas y gasóleos fijado para 2012 (6,5%) se superó ampliamente en términos reales, dado que los biocarburantes puestos físicamente en el mercado español alcanzaron una cuota del 8,5%.

Las balanzas comercial y fiscal del sector de las energías renovables son positivas. En efecto, el Sector ha sido históricamente contribuidor fiscal neto y en el año 2012 las empresas de renovables aportaron 580 millones de euros en diversos impuestos, recibiendo solamente 11 millones en subvenciones.

Un año más, el sector arrojó en 2012 una balanza comercial positiva. Las exportaciones de bienes y servicios fueron muy superiores a las importaciones, lo que se tradujo en un superávit comercial de 724 millones de euros, lo que contribuye a nivelar nuestra balanza comercial y a reducir nuestro déficit energético, cifrado en 45.504 millones de euros.

En términos reales, las empresas españolas de renovables dedicaron más de 313 millones de euros a actividades relacionadas con el I+D+i, lo que representa el 4,23% de su contribución total al PIB nacional, el triple que la media española y el doble que la media europea.

En términos globales el sector registró en 2012 un total de 113.899 empleos, 8.618 menos que el año anterior, el peor nivel de

los últimos cinco años, como consecuencia de la política anti-renovable llevada a cabo por los dos últimos Gobiernos.

Las energías renovables evitaron en 2012 la importación de 13.480.857 toneladas equivalentes de petróleo (tep), con un ahorro económico equivalente a 2.429 millones de euros. Asimismo, evitaron la emisión de 36.745.548 toneladas de CO_2 y se produjo un ahorro de 270,8 millones de euros gracias a las energías renovables en régimen especial. También evitaron la emisión de otros gases altamente contaminantes a la atmósfera: 31.324 toneladas de NOx y 46.692 toneladas de SO_2.

El uso de biocarburantes en el transporte contribuyó a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), al evitar en 2012 la emisión a la atmósfera de más de 2,8 millones de toneladas de CO_2 equivalente.

Las primas recibidas por el sector de las energías renovables en el año 2012 ascendieron a 6.136 millones, mientras que en ese ejercicio las renovables abarataron el precio del mercado diario de OMIE en 4.056 millones de euros, y esto sin contar los beneficios derivados del ahorro de emisiones de CO_2 y ahorro en importaciones energéticas.

Con frecuencia se trata de identificar déficit de tarifa y primas a las renovables. Si analizamos el periodo 2005-2012 vemos que las primas fueron 26.899 millones de euros, mientras que el ahorro producido en el *pool* por la existencia de estas energías en el mismo periodo fue de 32.538 millones de euros. Por tanto, el abaratamiento neto acumulado (ahorros en el mercado menos primas recibidas) en el sistema eléctrico derivado de la existencia de energías renovables durante el mismo periodo fue de 5.639 millones de euros. Con esto, podemos asegurar categóricamente que las energías renovables no han sido las causantes del déficit tarifario del sistema eléctrico.

2003-2013, la década que pudo ser prodigiosa

Los diez años de vida de *Cuadernos de Energía* coinciden temporalmente tanto con la etapa del despliegue definitivo de las energías renovables hasta convertirnos en modelo de éxito y referencia internacional, así como con las etapas que nos ha conducido al parón y, que si no se remedia, nos conducirán a la recesión del sector renovable. Para intentar entender cómo hemos llegado hasta la actual situación nos referiremos a los hechos más destacados entre 2003 y 2013.

En marzo de 2004 se promulgó el Real Decreto 436/2004, que aportaba algunos aspectos positivos pero también muchos aspectos mejorables. La principal característica del RD es que posibilitaba a las empresas renovables ir al mercado, marcando una senda hacia la competitividad.

2005 nos trajo un esperanzador Libro Blanco que, como otras tantas iniciativas positivas, quedó en papel mojado. Por el contrario, el que sí vio la luz ese año fue el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER). Un año en el que el sector pedía que las Administraciones impulsaran el consumo de biocarburantes, cuyo objetivo europeo asumido por el Gobierno español era alcanzar el 2% en 2005 y sólo se había llegado al 0.8%. Desde Bruselas la Comisión Europea defendía la validez de los sistemas de apoyo público similares al español *(feed in tariffs)*, al considerarlos como los más baratos y efectivos.

Llegados a 2006, hay algo que queremos resaltar. Ese año, APPA advertía de un sobrecalentamiento en el sector fotovoltaico, que sólo podría reconducirse –decíamos entonces- con medidas administrativas que el regulador –Ministerio de Industria- nunca llevó al BOE. Lo que sí llevó el Gobierno al boletín fue su tercer Real Decreto Ley en dos años: el 7/2006, que causó un verdadero terremoto en el sector y que fue calificado como "el decretazo". La razón es que desligaba los ingresos de la producción eléctrica a partir de renovables de la Tarifa Media de Referencia del Mercado Eléctrico. Es decir, se suprimían los parámetros objetivos de retribución de las instalaciones de generación renovable, dejando el precio del kilovatio verde en manos de la discrecionalidad política. Con retroactividad se modificaban derechos adquiridos y, además, se atentaba contra la propia política del Gobierno pues el Real Decreto 7/2006 hacía imposible el cumplimiento del PER 2005-2010 aprobado por el Ejecutivo.

Los productores pedimos, entre otras medidas, que se apostara por el cumplimiento del PER y que se eliminara la retroactividad instaurada en el RD-L 7/2006, o, lo que era lo mismo, que el Gobierno enviara una señal inequívoca al sector poniendo fin a la inseguridad jurídica que él mismo había creado.

En lugar de diálogo el sector se encontró, el 28 de noviembre, la "propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario", que incumplía el marco legal por el que se garantizaba la seguridad de las inversiones y reducía la rentabilidad de la mayoría de las instalaciones y hacía inviables otras futuras. Supuso una paralización de los planes industriales de distintas Comunidades Autónomas.

Diversas asociaciones representativas del sector consideramos entonces que la refor-

ma era contradictoria y gravemente confusa y rechazamos la inseguridad jurídica y el riesgo regulatorio que introducía por ser retroactiva y no respetar ni la letra ni el espíritu de la legislación vigente.

Tras dos años de negociaciones frustradas, el Consejo de Ministros del 25 de mayo aprobó el Real Decreto 661/2007 por el que se "regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial". Era, en definitiva, una herramienta legal que dotaba al sector de un marco de estabilidad suficiente como para que, con voluntad política y el esfuerzo de todos los agentes implicados, se pudieran cumplir los objetivos previstos para 2020 tanto por el Gobierno español como por la Unión Europea.

El sistema español de financiación, referente internacional por ser el más eficaz y el más barato, quedaba salvaguardado como quiera que los proyectos podían seguir poniéndose como garantía para obtener los fondos necesarios para acometerlos.

En lo referente a la retribución por la energía, el texto respetaba lo establecido en el Real Decreto 436/2004 (la norma que venía a sustituir), puesto que permitía que las instalaciones que así lo desearan se acogieran a ella o se incorporaran a la nueva regulación. La opción de venta al Mercado contenía una importante novedad aceptada por el sector: una banda de precio máximo y otra de precio mínimo. El nuevo texto regulador contenía múltiples connotaciones, en su mayoría positivas, como: estabilidad, predictibilidad y discrecionalidad; gestión del sistema, avales y ofertas de mercado; e hibridaciones y co-combustión.

Los productores de biocarburantes se dirigieron al Gobierno para pedir la obligación de incluir bandas propias y separadas para bioetanol, biodiésel y biogás. Asimismo, se denunciaban los efectos del biodiésel subvencionado procedente de Estados Unidos en lo que era un claro ejemplo de *dumping* fiscal, que más tarde tendría continuidad con el biodiésel procedente de Argentina e Indonesia.

APPA editaba el documento "Biocarburantes y desarrollo sostenible: Mitos y Realidades", que desmontaba todos y cada uno de los mitos y falacias en torno a los biocarburantes.

En noviembre de 2007 APPA y la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) propusieron un marco regulatorio que permitiera a la fotovoltaica un crecimiento estable, sostenible y sostenido, del 20% anual, sobre la base de una reducción progresiva de la tarifa.

Enero de 2008 confirmaba la apuesta de Europa por liderar la lucha contra el cambio climático al aprobar el 20-20-20. La Comisión Europea adoptaba un paquete de medidas referidas a los objetivos de alcanzar en 2020 una cuota del 20% en el consumo energético de energías renovables, reducir en un 20% las emisiones de CO_2 y un 10% en el uso de biocombustibles en el transporte.

También ese año vio la luz el Real Decreto 1578, que afectaba de manera directa al sector fotovoltaico al establecer un sistema de cupos para regular el desarrollo de la tecnología.

APPA y Greenpeace presentaron una propuesta de anteproyecto de Ley de Renovables, que el sector seguía esperando después de mil veces prometida y otras tantas incumplida.

Los biocarburantes seguían defendiéndose de las campañas lanzadas en todo el mundo por los grupos de presión alimentario y energético a la vez que denunciaban la situación crítica del sector. La Comisión Europea abría una investigación sobre las importaciones subvencionadas procedentes de Estados Unidos y en octubre el Ministerio de Industria aprobaba la Orden de Obligación de Biocarburantes, recibida positivamente por el sector que pidió la concreción normativa sobre los objetivos.

Con el año 2009 el sector de las energías renovables se adentró en un túnel del que todavía no ha salido. El Gobierno aprobaba en mayo el Real Decreto Ley 6/2009, con un alegato contra las renovables en su introducción, en el que establecía el registro de preasignación de retribución y con medidas encaminadas en su mayoría a tratar de solucionar el déficit de tarifa. El sector denunció que el Decreto paralizaría el sector de renovables en España y volvió a pedir estabilidad y seguridad jurídica. Se puso de moda entonces la estrategia de alabar en el extranjero al sector y legislar contra él en nuestro país, moda que ha continuado vigente hasta nuestro días.

La fotovoltaica, que había tenido un gran desarrollo en 2008 debido a una mala Regulación, fue el objeto del Real Decreto 1565/2010 y del Real Decreto Ley 14/2010, que introducían modificaciones retroactivas a los ingresos regulados de las plantas fotovoltaicas en funcionamiento. Esta legislación fue denunciada como retroactiva por el Comisario de Energía europeo.

Las importaciones desleales de biodiésel coparon el 89% del mercado en el último trimestre de 2011, con lo que continuaba agravándose la situación del sector.

El 11 de noviembre, el último Consejo de Ministros antes de las elecciones aprobaba el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que debía aportar beneficios reconocidos oficialmente de 29.000 millo-

nes de euros, más de 4.000 millones de lo que costaría su desarrollo. No deja de ser paradójico que lo hiciera un Gobierno que, desde 2008 había promulgado tres Reales Decretos y dos Reales Decretos Leyes, algunos de ellos con modificaciones retroactivas del marco regulatorio.

Las esperanzas del sector de las renovables de que el nuevo Gobierno cambiara la dinámica establecida desde 2009 pronto quedaron defraudadas. Casi antes de tomar posesión se despachó con el Real Decreto Ley 1/2012, una auténtica moratoria a las renovables, que suspendía los procedimientos de preasignación y los incentivos económicos del Régimen Especial y que tenía un impacto directo y determinante en la inversión de las energías renovables. Un sector, por otra parte, que en 2011 generó en todo el mundo una inversión superior a los 204.000 millones de euros.

Pero no paró ahí el actual Gobierno en su estrategia de acoso y derribo a las energías renovables. Con el sólo objetivo de acabar con el déficit de tarifa, sin profundizar en el origen de las causas y sin plantear un nuevo modelo energético, publicó el 28 de diciembre de 2012 la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, sin tener en cuenta que era mayor el daño que hacía que el problema que pretendía solucionar. La Ley incluía nuevas medidas fiscales que afectan gravemente al Sector de la Energías Renovables, con la imposición de nuevos impuestos y tasas que pretendían "asegurar la viabilidad económica del sistema eléctrico", sin tener en cuenta los beneficios tanto medioambientales como económicos que las tecnologías renovables aportan al mismo.

El 1 de febrero de 2013 se publicaba el Real Decreto Ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, que sacaba a las renovables del mercado y modificaba, una vez más, todos los parámetros, recogidos en el BOE, conforme a los cuales los promotores del sector habían realizado sus inversiones.

A ese Real Decreto Ley le seguiría otro, el 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptaban "medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico", que entre otras medidas prevé un nuevo mecanismo de retribución a las energías renovables a aplicar desde la publicación del Real Decreto Ley y que aún están por definir.

Una muestra más de la improvisación y la falta de seriedad, lo decimos con tristeza pero convencidos, con la que se actúa llega cuando se está cerrando la redacción de este artículo. Una enmienda introducida en el Senado por el propio Partido Popular, a instancias del Ministerio de Hacienda, impide aportaciones por valor de 3.600 millones de euros aprobadas y comprometidas por el propio Ejecutivo para resolver el déficit de tarifa del sector eléctrico. Un déficit "cambiante" a tenor de lo manifestado de un día a otro por el Ministro de Industria o el Secretario de Estado de Energía; esto es, un día se declara que no habrá déficit de tarifa y apenas unos días después se manifiesta que será de 4.000 millones.

Reforma en curso fallida e incertidumbre a futuro

Y es que cuando el diagnóstico es erróneo es difícil acertar con el tratamiento. Así, este Gobierno se equivoca al señalar a las renovables como culpables del déficit de tarifa - del que se podría discutir mucho desde que fuera creado por el Gobierno en el año 2000- y el tratamiento que aplica es equivocado y no da el resultado esperado. Las energías renovables están siendo las grandes damnificadas de toda la batería regulatoria puesta en marcha por el Ejecutivo pero el déficit de tarifa no mejora y los efectos secundarios son ya para todo el sector peores que la propia enfermedad.

En todo caso, y sin obviar el problema del déficit de tarifa, conforme avanzamos en el camino de la reforma y se van conociendo más detalles de la misma entendemos que ésta no tiene sólo como objetivo acabar con el desajuste entre ingresos y gastos sino también perpetuar un modelo energético caduco, basado en la dependencia energética del exterior, agrupado en torno a las eléctricas llamadas tradicionales, con una preocupante falta de visión, parcial y a muy corto plazo.

Esperamos que algún día de verdad se instaure un nuevo modelo energético, con planteamientos a largo plazo y huyendo de los parches e improvisaciones que han jalonado el camino en los últimos años. Un nuevo modelo que, necesariamente, debería estar basado en pactos de Estado, en los que deberían participar las fuerzas políticas más representativas, dando un horizonte de certeza y predictibilidad para todas las energías en general y las renovables en particular, que actúe como base firme sobre la que poder cimentar la reducción de la dependencia energética y garantía de suministro, así como la sostenibilidad económica y medioambiental. ■

Seguridad de suministro y sostenibilidad del carbón

Mercedes Martín González
Directora General de CARBUNIÓN

El sector del carbón en España vive desde 1990 un proceso continuado de reestructuración y modernización, ha reducido muy sensiblemente en las últimas tres décadas su número de empleados y parte de la producción, pero ha ganado en competitividad y modernización. Una modernización que ha llegado a través de las fuertes inversiones en I+D+i que han convertido a nuestra minería en una de las más modernas de Europa, mejorando los ratios de productividad sólo superados por Polonia y el Reino Unido.

Antes de profundizar en algunas de las variables que hoy inciden sobre el sector nacional del carbón, quiero recordar las palabras que la directora ejecutiva de la Agencia Internacional de la Energía, Maria Van der Hoeven, dejó escritas en estas mimas páginas de *Cuadernos de Energía*: *"el carbón continuará suministrando electricidad durante muchas décadas", para añadir que "en un futuro en el que preocupan cada vez más la contaminación y las emisiones de CO_2, el carbón deberá ser más limpio"*.

Siguiendo a la responsable de la AIE, en cuyo artículo ofrece interesantes apuntes sobre la captura y almacenamiento de CO_2, *"las excelentes prestaciones logradas en algunos países y empresas respecto a la seguridad en el trabajo, la minimización del impacto ambiental, la rehabilitación de terrenos afectados por la minería, la competitividad y la reducción de los contaminantes tradicionales deberían alcanzarse universalmente"*.

Refiriéndonos a lo anterior, España es un modelo a seguir en las metas que la directora de la AIE quiere universalizar. Nuestras restauraciones son modélicas y reconocidas internacionalmente, como demuestran los numerosos premios que la mina de Puentes de García Rodríguez, (As Pontes), propiedad de la empresa Endesa, ha recibido por su gran proyecto de restauración de la mina de carbón en la provincia gallega de La Coruña.

En relación con la captura de CO_2, tema que interesa mucho a la Agencia Internacional de la Energía, dos de los más importantes proyectos europeos se encuentran en España. La Ciudad de la Energía con sede en Ponferrada, donde se está demostrando la tecnología Oxyfuel con un ambicioso proyecto dividido en dos unidades, un *PC boiler* de 20MW y un CFB de 30MW, que lleva aparejado un almacenamiento geológico de CO_2 en Ontomín (Burgos). Un proyecto completo que desarrolla las tres fases de demostración, la captura de CO_2, el transporte y el almacenamiento.

Otro de los grandes proyectos de demostración de captura de CO_2 está vinculado a la planta de ELCOGAS, una central que ha sabido vencer los problemas que tuvo en su diseño inicial como tecnología que debía ser desarrollada. Hoy en día ELCOGAS es un IGCC de 300 MW, con más fama internacional que nacional, que funciona plenamente en nuestro sistema eléctrico consumiendo carbón autóctono y de la que nos podemos sentir orgullosos, pues es un triunfo de la I+D+i de nuestro país.

Esta tecnología permite un tipo de captura de CO_2 muy efectivo y que produce un subproducto como el hidrógeno en grandes cantidades, que puede ser utilizado en numerosos procesos industriales.

De hecho el hidrógeno excedente de las plantas como ELCOGAS puede ser utilizado en la combinación con CO_2 para generar metano, es decir gas natural. Estamos hablando de utilizar el carbón doméstico para

generar electricidad y producir una parte de gas natural que se puede usar en los hogares. ¿Alguien da más? Está claro que sería una gran contribución a la seguridad de suministro.

La utilización de los subproductos como el hidrógeno y el CO_2 capturado es un tema muy interesante. De hecho muchos son los proyectos de usos de CO_2 que están muy avanzados. Algo tan simple como eliminar la cafeína de los granos de café se realiza con CO_2. Son muchas las aplicaciones en la industria alimentaria, la farmacéutica y química.

Como privilegio que nuestro clima nos ofrece se ha desarrollado el uso masivo de CO_2 capturado de una central térmica en los invernaderos de tomates de la zona de Almería. Un uso que mejora la productividad de las plantaciones en un 50% pues este gas es fundamental para la realización de la fotosíntesis de las plantas, siendo problemático la falta de CO_2 en los invernaderos para la correcta maduración del tomate, producto característico de nuestro país y que se exporta a nivel mundial.

Este mismo principio de la fotosíntesis se utiliza en el crecimiento de bioalgas a gran escala como materia prima para la elaboración de biodiésel, reduciendo así el consumo de cereales para tal fin y evitando la subida de los precios de estos alimentos básicos para la población. Con esta introducción queremos dejar constancia que el sector del carbón en España trabaja en la línea que tanto la Agencia Internacional de la Energía como las autoridades Comunitarias y la sociedad en general demandan.

En lo referente a la seguridad, España es líder mundial junto con el Reino Unido y Alemania en medidas de seguridad exigidas en minería subterránea. Aunque el pasado 27 de octubre hemos sufrido uno de los más graves accidentes en los últimos 15 años, cuya investigación se está produciendo durante los días de redacción de este artículo, no debe ensombrecer la magnífica labor que las empresas españolas han alcanzado en seguridad minera. Desde las altas medidas de prevención de la temible enfermedad de la silicosis, cuyos mayores afectados proceden hoy en día de otras industrias, hasta las más modernas detecciones de grisú, y los mejores métodos de entibación y seguridad en el interior de los túneles se han desarrollado en los últimos años en España.

Para finalizar esta parte introductoria, queremos esbozar el reciente marco regulatorio aprobado para el sector del carbón que tendrá una vigencia de seis años hasta el 2018 y que iremos detallando a lo largo de estas líneas.

Se trata del más reciente esfuerzo por regular un sector estratégico para la economía y la energía que tiene además un evidente impacto social, un acuerdo que se produce además en una coyuntura económica recesiva y que ha requerido un ejercicio de realismo y responsabilidad por todas las partes en aras de alcanzar un acuerdo.

El carbón nacional forma hoy un sector industrial que produce 6,5 millones de toneladas, que ha mejorado de manera vertiginosa la competitividad, hasta encontrarnos actualmente con más de un 60% carbón competitivo, procedente de los cielos abiertos, y un 40% restante que tiene como desafío la búsqueda de la competitividad de alguna de las unidades de producción de interior. Lo anterior es fruto de una actualización y modernización realizada a lo largo de la última década en las que se han producido avances significativos en tecnología y productividad.

El principal aspecto positivo del proceso seguido para la elaboración del nuevo Marco del carbón nacional ha sido el reconocimiento por parte del Gobierno de que el carbón es un combustible autóctono necesario para garantizar la seguridad de suministro a precios moderados de electricidad, y que nuestro país no puede ni debe cerrar la minería competitiva.

Carbunión, la organización que dirijo, está realizando un desafiante trabajo para intentar modificar el punto 3.3 de la Decisión 787/2018/UE. La decisión obliga a cerrar las minas no competitivas en 2018, algo que España va a realizar. Pero también sabemos que hay numerosas minas en nuestro país que pueden alcanzar la competitividad en estos años. De hecho el año que viene las minas a cielo abierto de España ya no recibirán ayudas, siendo por tanto el 60% de la producción de carbón de nuestro país, competitiva. Por esta razón, y por los esfuerzos que se están realizando en conseguir la competitividad, estamos trabajando para solicitar a la Comisión que modifique ese único punto de esta Decisión y se permita a las minas competitivas seguir produciendo carbón, para lo que esperamos contar con el respaldo del Gobierno.

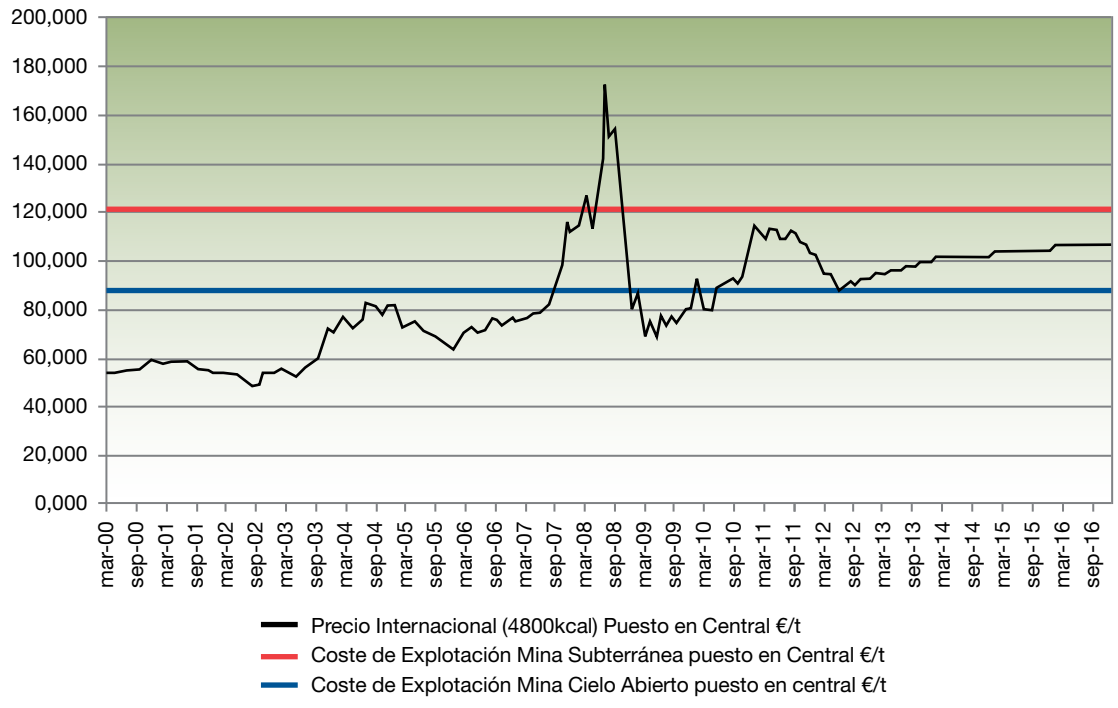
En cuanto a la vigencia del sector a nivel mundial, por una parte es preciso recordar que el carbón está detrás del espectacular desarrollo económico e industrial de medio planeta durante los últimos dos siglos, y delante del actual desarrollo económico de los países ya emergidos que son los que tiran en estos momentos de su consumo. Sin olvidar nunca que países tan avanzados como Estados Unidos, Alemania o Dinamarca producen un 40% de su electricidad a partir del carbón, el doble que en España en un año excepcional como 2012.

Los falsos mitos del carbón nacional

Aprovecho siempre las ponencias y presentaciones a las que me invitan para aclarar alguno de los aspectos que personalmente he venido denominando "los falsos mitos del carbón", y que se siguen escuchando y leyendo con más frecuencia de la deseable.

En la mente de todos está la manida frase de que "se podría cerrar todo el carbón español e importarlo incluso desde Polonia". Ante semejante "falso mito" conviene además aclarar que el carbón polaco es competitivo en Polonia, otra cosa sería exportarlo y añadir a los costes de producción todos los acarreados de la logística, tremendamente complicada desde este país hacia España. Pero vayamos al grano, en el año 2012, para la generación del 22% de electricidad, se utiliza este combustible en dos tipos de centrales, las situadas en zonas costeras que consumen solamente carbón importado, suponiendo el 50% de la generación con carbón de nuestro país, y el resto situadas próximas a las zonas mineras, que completan el resto de la producción y que a su vez consumen una mezcla de carbón doméstico e importado, en proporciones cercanas al 70%/30% de media nacional. La razón de por qué se consumen una parte de carbón de importación en las centrales no es otra que la consecuencia de la reestructuración del sector. Los numerosos cierres en los años 90 de minas con pocas posibilidades de alcanzar la competitividad produjeron un déficit de carbón que tuvo que ser suplantado por carbón de importación. Sucesivos trabajos en las centrales térmicas han determinado que éstas estén preparadas para consumir una mezcla determinada de carbón. Modificarla y pasar a consumir un 100% de carbón importado supondría en primer lugar la inviabilidad de muchas de estas centrales, pues su gran distancia a las zonas portuarias dificulta enormemente las operaciones logísticas, siendo en algunos casos imposible suministrar de forma continua las más de 4 millones de toneladas que alguna central puede llegar a consumir al año y además los altos costes de transporte las alejaría de los márgenes de competitividad. Todo esto sin tener en cuenta las operaciones técnicas a realizar en una central que cambia su estructura de combustible. Modificar el *mix* de consumo

Figura 1. Comparativa Precio Internacional McCloskey's NWE steam coal marker price (4800kcal) y Costes de explotación de Minas de Hulla y Antracita Españolas



de una central lleva aparejada en los casos de grandes centrales un año de parada y una inversión que puede oscilar desde los 100-200 millones de euros.

Otro de los "falsos mitos", ampliamente difundido, es el de la "baja calidad" del carbón español. Nuestro país compra en el exterior –Sudáfrica, Rusia, EE.UU. e Indonesia- carbones de diversas calidades, y en el caso de los procedentes de EE.UU. e Indonesia ambos poseen menor poder calorífico que el que se produce en España. De hecho se importan hullas sub-bituminosas de estos países con 4.500 Kcal/kg., mientras que en España se producen carbones con poderes caloríficos que van desde las 4.000 Kcal/Kg a 5.600 Kcal/Kg.

Si unimos ahora las dos aclaraciones previas, no sólo no es verdad que el carbón español sea de menor calidad que el importado, sino que además es el adecuado para ser consumido en las centrales próximas a las minas, por menor coste y por características técnicas del diseño de las centrales.

El siguiente "falso mito" es el del precio. No puedo cuantificar el número de veces que he visto escrita la frase "el carbón nacional es más caro que el importado". Lo curioso es la procedencia de este mito fuertemente arraigado. Y que desde mi experiencia, no sólo procede de los medios de información, que pueden estar mejor o peor informados, sino que muchos profesionales que ejercieron su actividad más importante en el área energética hasta hace unos diez años afirman devotamente este "mito". ¿Qué hay de cierto en él? Para aclararlo lo mejor es observar detenidamente la figura 1 que pasaremos a explicar.

El índice de precios más usado internacionalmente se denomina McCloskey-API2. Se publica en dólares y está referenciado sobre una hulla sudafricana con un poder calorífico de 6.000 Kcal/Kg entregada en alguno de los puertos de Amberes, Rotterdam o Amsterdam (ARA).

En la figura 1 se representa con una curva negra el mismo precio internacional transformado a euros, y a la que se ha corregido con un factor de calidad, aplicando una simple proporción, para poder comparar una hulla tipo de nuestro país. Se ha elegido una hulla 4.800 Kcal/Kg y a la que se le ha añadido los costes de la logística necesaria para entregarla desde los puertos hasta la central correspondiente. Las dos líneas horizontales son los costes de producción (*breakpoint* de competitividad), azul para una mina de cielo abierto y rojo para una mina subterránea. Si observamos la curva negra en los últimos 13 años observamos un efecto que no se había conocido con anterioridad. Nos encontramos ante una subida sostenida desde principios de siglo y de forma espectacular entre los años 2006 y 2008, quedando muy por encima los precios internacionales de los precios nacionales. Aunque la crisis del 2008 provocó una bajada pronunciada de los precios de todas las *commodites*, la fuerte demanda sobre todo de China recupera los precios desde el año 2009. Hay que recordar que en estos años China inauguraba de media cada semana una central de carbón de 400 MW, y aunque en la actualidad también la economía de este país se está ralentizando, estas centrales siguen funcionando y demandando carbón.

El desconocimiento de la evolución de esta gráfica en los últimos años, consecuencia como hemos visto de la incesante demanda de materias primas de los países emergentes, que ha provocado una subida generalizada de materias primas y en concreto del carbón, partiendo de los 30$/Tm en el año 2000, es lo que ha hecho que este mito esté afianzado.

Para finalizar este apartado de los "falsos mitos", una aclaración que viene a resolver muchas dudas sobre la contaminación. En primer lugar, el CO_2 no es un gas contaminante, sino un gas de efecto invernadero. La emisión de este gas en las centrales de carbón es proporcional a los MWh producidos, estableciéndose como regla general que por cada MWh se emiten 0,9 toneladas de CO_2, y que es una relación independiente del carbón utilizado, es decir es independiente del poder calorífico que posea, pues la única repercusión será en el tonelaje que se movilice (tampoco afecta al precio, porque el carbón no se paga por peso sino por Kcal que contiene). Aclarado este aspecto técnico, es evidente que las afirmaciones que uno se encuentra sobre "el carbón nacional es más contaminante que el importado", no son correctas. Es más, nos atrevemos a decir que es justamente al contrario. Al largo viaje que realiza el carbón importado hasta llegar a las puertas de una central, y que puede tener origen en Australia, el sureste asiático o requiere atravesar el Atlántico, hay que sumar las emisiones del transporte por carretera desde el puerto de desembarco hasta la central. Todo este conjunto de emisiones representa un 7% más de CO_2 imputable al carbón importado frente al doméstico. Precisamente las minas de carbón nacional se encuentran ubicadas en muchas ocasiones en el interior peninsular y en las cercanías de las centrales eléctricas a las que sirven, eliminándose estos costes de transporte y emisiones.

Por último, y como una ventaja añadida al concepto de emisiones, el carbón nacional cuando se consume en la central produce cenizas que se venden íntegramente a las cementeras, evitando que éstas tengan que hacer el proceso de calcinación que emitiría mucho CO_2, luego consumir el carbón nacional evita CO_2 de cementeras.

Seguridad en el suministro

Los recursos geológicos que posee un país marcan sobre todo la estructura de *mix* de generación. Aunque la geología en nuestro país se portó mal con el petróleo, no lo hizo así con el carbón, tenemos reservas para 100 años y capas de carbón de buena calidad a poca profundidad, lo que facilita su extracción y baja los costes.

El carbón es por tanto el único combustible fósil autóctono, cuyo consumo además contribuye a aliviar nuestra deficitaria balanza comercial, hasta en un 80% en productos energéticos que el país importa en todos los demás casos (petróleo, gas, uranio, también carbón importado).

Las centrales térmicas de carbón garantizan un adecuado funcionamiento del sistema eléctrico, ofreciendo una cobertura de la demanda de manera firme e independiente de la climatología y de los problemas de abastecimiento internacionales. Son, por tanto, consideradas como una tecnología que garantiza la seguridad de suministro ya que son centrales de respuesta rápida que disponen de un almacenamiento de carbón para varios meses de funcionamiento y que se sitúan a pocos kilómetros de las minas que las abastecen.

Ahondando en el concepto de seguridad de suministro, durante el año 2013 hemos asistido a varias alarmas por cero[1] de gas en España, por lo que de no existir las centrales de carbón, el suministro eléctrico en días de poco viento como los invernales se puede ver comprometido severamente.

Todo lo anterior justifica que desde las Administraciones públicas se deba defender un *mix* de generación equilibrado y diversificado, donde el carbón tenga un papel importante en la cobertura de la demanda.

A este respecto Carbunión recuerda que bajo la normativa comunitaria sólo los combustibles autóctonos pueden ser declarados Obligación de Servicio Público con despacho preferente en los mercados de electricidad, mientras no se supere la cobertura del 15% de la generación. Por tanto sólo las centrales que consumen el carbón nacional pueden formar parte de esta Obligación de Servicio Público que garantiza la seguridad de suministro.

En nuestra legislación contamos con un Real Decreto por garantía de suministro que en lo relativo al carbón está lejos de distorsionar el mercado o elevar los precios de la electricidad y que ha sido avalado por varias sentencias del Tribunal de Luxemburgo, la Audiencia Nacional y el Tribunal Supremo.

Desde la UE y los tribunales se ampara por tanto la puesta en marcha a nivel nacional de actuaciones que favorezcan el uso de fuentes de energía autóctonas de origen térmico en la generación eléctrica en determinadas circunstancias.

Con respecto a esta afirmación, queremos aclarar que no es correcto aseverar que el Real Decreto distorsiona el precio del mercado y mucho menos al alza, ya que los grupos de carbón nacional que participan en el mercado diario *pool* ofertan su energía a su correspondiente coste variable, exista o no el Real Decreto.

[1] El concepto de seguridad de suministro y la necesidad de disponer de los combustibles autóctonos queda reflejada en los problemas acaecidos con el suministro de gas de importación durante los meses de invierno del presente año. El pasado 21 de febrero ENAGÁS (Gestor Técnico del Sistema Gasista) emitió una Nota de Operación en la que declaraba una "Situación de Operación Excepcional-Nivel Cero-Ola de Frío" que se extendió hasta el 4 de Marzo. A lo largo de la duración de la mencionada Ola de Frío, el incremento de Demanda de Gas Natural acumulado en el Mercado Nacional, alcanzó los 1.388GWh, es decir, 1.5 días extra de consumo normal en esta época del año.

Esta Situación Excepcional está recogida en la Resolución de la DGPEyM de 23 de noviembre de 2011 donde se menciona que la declaración de "Situación de Operación Excepcional-Nivel Cero" se corresponde con una situación en la que "existe un riesgo para la seguridad del sistema". Dicha Resolución dota al Gestor Técnico del Sistema Gasista de atribuciones excepcionales en la operación del sistema para garantizar el suministro de gas a mercado, como por ejemplo, la alteración de las nominaciones de los operadores en lo referido a la regasificación y descarga de gas para garantizar la seguridad en todo momento.

La situación de Ola de Frío invernal se vio agravada por la interrupción del suministro de gas natural desde dos de sus principales fuentes en esos días: según cita la Agencia ICIS en la edición del 19 de Febrero de 2013 de su informe "Heren European Spot Gas Markets", la situación en el mercado español era crítica debido a:

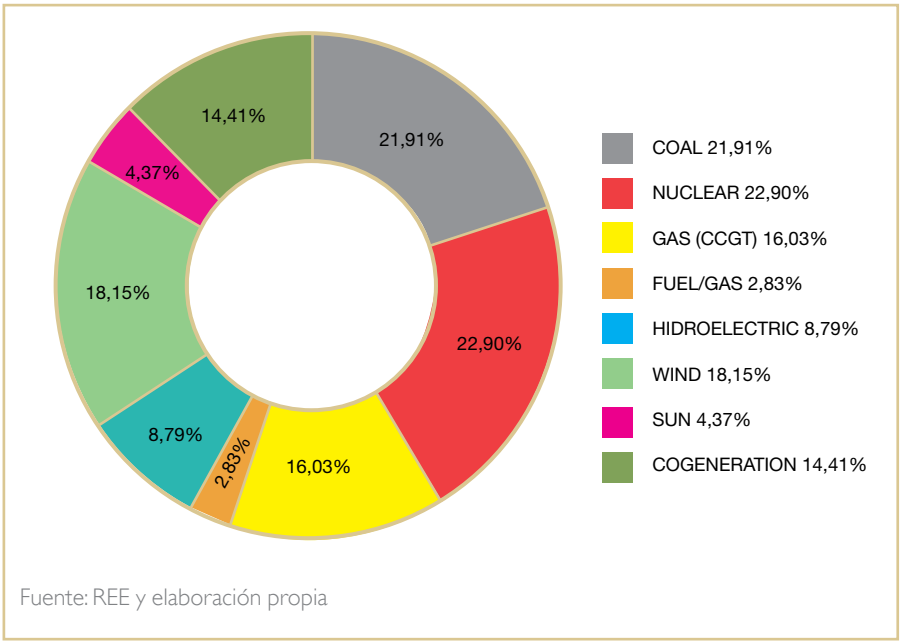
- El mantenimiento de Snohvit (planta propiedad de Statoil (Noruega) de producción de Gas Natural).
- La reducción de las exportaciones desde Argelia a través del gasoducto Medgaz tras el ataque terrorista sufrido por Argelia en su planta de producción de gas de In Amenas algunos días antes.
- La Fuerza Mayor declarada por Nigeria interrumpiendo sus exportaciones de Gas Natural

Posteriormente a la oferta diaria, en el *pool* se obtiene el precio del mercado de electricidad, dando como resultado la casación de todos los grupos térmicos que hayan ofertado por debajo del precio resultante. Sólo después de este momento, el mecanismo de restricciones por garantía de suministro entra en funcionamiento para desplazar energía importada por energía nacional. Por tanto, al tratarse de un mecanismo a posteriori de la formación del precio es imposible que pueda distorsionarlo. El hecho de que exista un Real Decreto sólo aumenta la transparencia pues estos costes variables están auditados y publicados en el BOE.

Y así lo han asegurado los diferentes tribunales donde varias entidades presentaron demandas. Tanto el Tribunal de Justicia de la Unión Europea como la Audiencia Nacional han validado la norma demostrando que no distorsiona ni eleva los precios del mercado. De hecho, el pasado mes de junio se conoció la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la demanda interpuesta por una empresa eléctrica contra la citada norma. En dicha sentencia los jueces hacen prevalecer el interés público del combustible autóctono y añaden la no distorsión del mercado como una doble ventaja de interés nacional.

Actualmente la energía térmica más barata es la nuclear, que en España forma una base en la estructura de generación cubriendo el 22% de la demanda eléctrica el pasado año. Los precios tan competitivos de este tipo de energía surgen principalmente porque las instalaciones están amortizadas y los nuevos costes son los derivados de aplicar las nuevas exigencias en materia de seguridad. En el caso de que se quisieran construir nuevas centrales nucleares, las denominadas de "tercera generación", los precios actuales de electricidad no cubrirían sus nuevos costes.

Figura 2. Estructura de la generación de electricidad en 2012



Fuente: REE y elaboración propia

En referencia al resto de energías térmicas, en el mercado de electricidad compiten en el hueco térmico los ciclos combinados de gas natural y las centrales de carbón. Para que nos hagamos una idea, el coste variable actual de un ciclo combinado por cada MWh producido con gas natural cuesta entre 60 y 75 euros, mientras cualquier central de carbón que consuma carbón nacional se sitúa sobre los 44-58 €/MWh. Esto nos da una ventaja competitiva en costes, porque estamos por debajo de la tarifa CESUR, la mejor posición para que las centrales de carbón pudieran firmar contratos bilaterales con los grandes consumidores de electricidad.

También este aspecto de moderación en precios de las centrales de carbón frente a las de gas natural ha provocado un menor precio del *pool* de electricidad. Tal es la incidencia que si no existieran las centrales de carbón el precio se habría elevado en un 30%, representando una subida en la misma proporción de la tarifa CESUR, que marca la mayoría de los precios de la electricidad en los hogares españoles. Este menor precio ha provocado una mayor presencia del carbón frente al gas a la hora de cubrir la demanda de electricidad. Mientras el gas natural ha representado el 16% de la estructura de generación, el carbón ha supuesto el 21,9%.

El mensaje distorsionado de las organizaciones ecologistas

El pasado mes de junio se difundió a nivel internacional un informe de la prestigiosa organización ecologista Greenpeace sobre las supuestas muertes directas que causa el carbón como consecuencia de la contaminación que provoca. El estudio incluso se aventuraba a poner cifras concretas sobre la mesa.

Se puede decir que el informe no está entre los estudios más rigurosos de la organización

que lo firma, ya que su simple lectura revela que está basado en estudios clínicos sobre cáncer de áreas urbanas de EE.UU. de los años 80 por contaminación no procedente del carbón.

El informe aparentemente analiza la repercusión sobre la salud de 300 centrales en la UE que queman carbón y hace proyecciones añadiendo 50 nuevas en construcción. Concluye que 22.000 personas murieron en Europa en 2010 prematuramente como consecuencia directa de las centrales de carbón, 596 de ellas en España. Cuando entren en servicio las nuevas 50 centrales en construcción el total serán 35.000 muertos al año, que multiplicado por 40 años de vida útil de cada central suma 1,3 millones de muertos causados directamente por el carbón.

Al margen de la consideración que merece el uso de expresiones como "asesinos silenciosos", "licencia para matar", y otras del estilo que se demuestran desafortunadamente efectivas desde el punto de vista mediático, Greenpeace dice haberse basado en un estudio de la Universidad de Stuttgart, centro que tiene un modelo de evaluación de polución medioambiental a partir del cual aplican los hipotéticos efectos sobre la salud tomando las conclusiones de un estudio realizado en EEUU de 1998 en áreas residenciales y a partir de datos de cáncer de 1982.

Entre otros muchos aspectos, nada se dice en el informe de Greenpeace de cómo distinguen los efectos de la contaminación general y la del carbón, nada dicen que muchas centrales no están en España en áreas metropolitanas, nada de la evolución tecnológica de las centrales cada vez menos contaminantes, de los requerimientos de la UE cada vez más estrictos.

Es tan solo un ejemplo de información que circula acríticamente por los medios de comunicación. Nada en contra de sus autores con quien Carbunión tiene a menudo la ocasión de intercambiar opiniones y debatir, y con quienes compartimos que el futuro del sector energético sólo puede ser sostenible, discrepando en los plazos y los caminos.

Viene aquí el ejemplo de cómo desde el punto de vista informativo el gas es siempre "natural", apoyando una falsa idea de que se trata de una energía que no libera CO_2 en su combustión[2]. Mientras que el carbón "mata" y es algo del pasado, sin datos y evidencias, las renovables son un todo indivisible y positivo, sin tener en cuenta los precios y la pérdida de competitividad de nuestra industria que paga costes de electricidad muy caros, la contaminación es una derivada de la industria cuando el transporte es su principal emisor, y muchos otros tópicos y prejuicios que estamos obligados a rebatir.

Por recordar un último dato, sólo un dato, las centrales eléctricas han conseguido reducir en un 98% sus emisiones de azufre y en un 90% los óxidos de nitrógeno desde mediados del siglo XX, en muchos casos gracias a elevadas inversiones aún no amortizadas.

La política medioambiental de la Unión Europea. El *backloading*

Otro frente de actualidad relacionado con la energía y el medio ambiente es la voluntad de la Unión Europea de intervenir en el mercado de los derechos de emisiones.

La lucha contra el cambio climático es un importante objetivo de todos los países y especialmente de los europeos, pero la experiencia nos demuestra que el mecanismo de subasta de derechos de emisión no ha ofrecido los mejores resultados, de hecho ésa es la razón por la que se quiere intervenir. La intervención no es la solución, sino un análisis profundo del mecanismo y una reestructuración completa del sistema. Puede que los europeos nos tengamos que dotar un mecanismo o unas normas para conseguir la reducción de las emisiones y no un mercado, y aún menos intervenido.

Hablamos del informe Groote, conocido como *backloading*, iniciativa de la Comisaria de Acción por el clima, la danesa Connie Hedegaard, por la que se pretende intervenir el mercado retirando hasta 900 millones de derechos de emisión de los mercados de subasta, con la posibilidad de reintroducirlos en el año 2020, con la única intención de que suba el precio de la tonelada de CO_2.

Si finalmente se aprueba el *backloading*, lejos de conseguir una reducción de emisiones, provocará mayores costes y pérdida de competitividad en la industria en Europa y especialmente en España, y también afectaría al consumidor doméstico de electricidad. Esto como todos sabemos lleva consigo una serie de problemas bien conocidos, como bajada de exportaciones, desequilibrio de la balanza de pagos y aumento del paro. La industria de nuestro país está haciendo grandes esfuerzos en reducir sus costes y aumentar su competitividad que se verían contrarestados por una decisión que además favorecería unos combustibles sobre otros.

En esta ocasión el sector del carbón no está sólo, hay muchas industrias que están preocupadas por los costes que pueda alcanzar la electricidad si se aprueba la medida. No se han explicado por parte de la Comisión Europea las repercusiones en precios y no

[2] Emisiones de CO_2 para nuevas centrales de carbón con eficiencias del 45%: 0,75tCO2/MWh.
Emisiones de CO_2 para centrales de gas en ciclo combinado de eficiencias 55%: 0,65 tCO2/MWh.

hay un informe de impacto de la medida en las industrias. Hay muchas teorías y especulaciones.

La tonelada de CO_2 ha oscilado mucho de precio desde que se creó el mercado de derechos de emisión, desde los 30€/tm a los 0€/tm. Actualmente su precio está cerca de los 4,5 €/tm y lleva mucho tiempo en estos niveles.

En nuestro caso la preocupación principal es el aumento del coste variable de generación con carbón. Si la tonelada de CO_2 sube de precio el margen que hay entre el carbón (más barato) y el gas (más caro) se disminuirá y los grupos de carbón serán desplazados por el gas importado. Esto es lo que ocurrió en el periodo 2009 y 2010, cuando se produjo el parón del consumo de carbón. Para nosotros es vital que los costes de generación con carbón no aumenten porque es lo que puede hacer que, tras el Real Decreto de restricciones por garantía de suministro, podamos tener un hueco en el *mix* de generación y dar salida a una producción que lucha por ser competitiva, bien con la firma de contratos bilaterales u otras medidas amparadas por las Directivas europeas que dan preferencia al combustible autóctono. Nuestro precio actual nos da posibilidades de futuro.

Sostenibilidad medioambiental

Nuestra minería es sostenible medioambientalmente. Somos ejemplo europeo en tratamiento de las aguas, en restauraciones modélicas y en la modernización de nuestras minas. Nuestro país tiene abundantes acuíferos que han sido siempre respetados y una biodiversidad muy rica en paisajes, fauna y flora que se tiene en cuenta en el diseño de la mina y en su restauración. Es hora de mirar la actividad minera como una actividad compatible con el medio ambiente, tanto las minas de interior como los cielos abiertos, con restauraciones ejemplares cuando cesa su actividad.

Ayudas públicas

Un país, desde sus administraciones públicas, decide lo que puede ser apoyado con recursos públicos por su interés económico y social. Europa subvenciona desde hace décadas su agricultura por entender que la despoblación del ámbito rural no es un escenario deseable, y dedica el 40% del presupuesto a la PAC. Diríamos que subvencionamos cualquier cultivo como forma de apoyar al agricultor y un reparto equilibrado de la población sobre el territorio. Es claramente un aporte importantísimo al equilibrio y cohesión de la población de la Unión Europea.

Es comprensible la dificultad de regulación de un sector como el eléctrico, por su importancia estratégica y social, y también la gestión de un déficit de tarifa –diferencia entre los costes reconocidos del sistema y los ingresos- de alrededor de 26.000 millones de euros, un derecho reconocido en el balance de las compañías eléctricas.

Sobre la energía se aplica una sucesión de reformas y normativa que al menos hay que reconocer que refleja la situación de un sector fuertemente regulado por las administraciones públicas y condicionado por decisiones de política energética.

Ha de reconocerse que cuando se habla de recursos públicos se adjudica al carbón un protagonismo excesivo en los costes del sistema, cuando no podemos perder de vista que frente a los 22.000 millones de euros de costes del sistema eléctrico, las centrales que consumen carbón nacional suponen 400 millones de euros, para una cobertura de la demanda eléctrica superior al 20% y cuyo apoyo se extinguirá a finales de 2014.

También se hace mucho énfasis en las ayudas relacionadas con el sector del carbón.

Sector estratégico

Una gran parte de la población de Castilla y León, Asturias, Aragón, Castilla-La Mancha, también Andalucía, Galicia y Cataluña, viven o han vivido hasta muy recientemente de la actividad que genera la explotación del carbón nacional y su uso como combustible para la generación de electricidad. El sector del carbón para amplias comarcas de estas CC.AA. significa "todo" para su subsistencia. Es la fuente principal de ingresos y el origen de otras empresas relacionadas o no con el carbón.

Al componente social que tiene este sector se suma la eficiencia en el mercado de la electricidad y la garantía de suministro, al ser el único combustible autóctono, cuyo apoyo viene siendo avalado por tribunales e incluso por la Unión Europea.

Todo el sector trabaja por la innovación tecnológica que lo haga sostenible medioambientalmente –reto generalizado, no sólo para el carbón- y por la competitividad de sus empresas. Un objetivo perfectamente viable tras el proceso de reconversión y modernización que se ha vivido en los últimos años.

Nuevo Marco 2013-2018

El nuevo Plan del Carbón marca el escenario del sector para el futuro próximo, establece un importante recorte a las ayudas públicas y ahonda en la disminución que ya tuvo lugar el pasado año 2012, cuando alcanzaron los 111 millones de euros, frente a los 301 de 2011. Para 2013 las subvenciones se han reducido a 65 millones, ya que las ayudas a la explotación del carbón subterráneo serán de 30 euros de media por tonelada para

2013, decreciendo en cinco euros por año a lo largo de la vigencia del plan. En cielo abierto este año las ayudas serán de un euro por tonelada y en 2014 de 0,50 euros por tonelada[3].

El Marco contempla los requisitos necesarios para que trabajadores a título individual se puedan beneficiar de bajas incentivadas y otras medidas sociales; ayudas de tipo medioambiental para financiar la restauración de espacios naturales afectados por la actividad minera; inversiones dirigidas al impulso de la actividad económica alternativa al carbón en comarcas mineras, proyectos de inversión empresarial generadores de empleo y la creación de infraestructuras que incentiven su desarrollo.

En definitiva, este nuevo Marco fija el compromiso público con un sector que encara con incertidumbres la fecha clave de 2018. Ahí se sitúa el trabajo que tanto individualmente sindicatos, empresas, responsables políticos locales, como la Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón estamos realizando para intentar modificar un punto de la Decisión 787/2018/UE, normativa comunitaria que obliga a cerrar las minas no competitivas en 2018 y a devolver las ayudas a quienes pretendan continuar con su actividad.

Pese a estas incertidumbres la historia nos refleja siempre que el sector del carbón sabe salir de numerosas dificultades, podríamos decir que se tiene mucha experiencia ante la adversidad. Estamos seguros de que con nuestro trabajo y esfuerzo sabremos dirigirnos hacia la competitividad en pocos años, asegurando el suministro de un carbón que todavía contribuirá al *mix* de generación durante varias décadas. ■

[3] De hecho podemos decir que la minería a cielo abierto es competitiva, ya que esta ayuda es testimonial y se mantiene para no tener que tramitar de nuevo el Real Decreto de Restricciones en Bruselas, que indicaba que era para un carbón ayudado. De iniciar esta tramitación se tardaría más que la duración restante de esta normativa.

Diez años de gas

Antoni Peris Mingot
Presidente de SEDIGAS

Noviembre de 2013

En primer lugar, quiero aprovechar este espacio para felicitar a Enerclub, junto con Deloitte y Garrigues, por los 10 años que llevan publicando los "Cuadernos de Energía", una gran herramienta de análisis y difusión de los diferentes aspectos de la realidad energética de nuestro país. Sin ningún tipo de duda, ¡enhorabuena por el trabajo desempeñado!.

El panorama energético de estos últimos 10 años ha sufrido notables cambios. Hemos partido de una realidad, la de 2002, donde el mercado liberalizado ganaba un protagonismo creciente –ya en esos días el 55% del gas se vendía en el mercado libre y España se posicionaba como el mercado gasista más abierto de Europa–, hasta llegar a la situación actual, donde el 99% de la comercialización del gas está liberalizada.

Actualmente, todavía persisten dos tarifas reguladas correspondientes a los consumos más bajos del sector doméstico comercial, básicamente relacionadas con el uso de gas para calentar agua y para calefacción individual. En relación con este punto, el sector gasista aboga por la desaparición total de las tarifas reguladas, salvo en aquellos casos que sean considerados de interés social.

Figura 1.

En sólo tres ejercicios —del año 2000 al 2002, ambos incluidos— las ventas del mercado liberalizado superaron las ventas del mercado regulado.

Actualmente, el sector cuenta con 32 comercializadoras activas, 15 de ellas con una cuota de mercado superior al 1%.

Otra realidad del 2002, fue la entrada en funcionamiento de las primeras centrales eléctricas de ciclo combinado y de la nueva normativa que regulaba el sector. La situación de las centrales de ciclo combinado ha seguido un camino muy dispar a lo largo de este periodo, llegando a sus máximos índices de utilización en 2008 –con el 42% del total de gas consumido en España–, hasta la actualidad en que estas centrales sólo llegan al 16,5%. Esta es una situación que analizaremos más adelante.

El sector del gas, que llegó a nuestro país hace 40 años, ha crecido y se ha desarrolla-

Figura 2. Consumo Gas Natural 2013

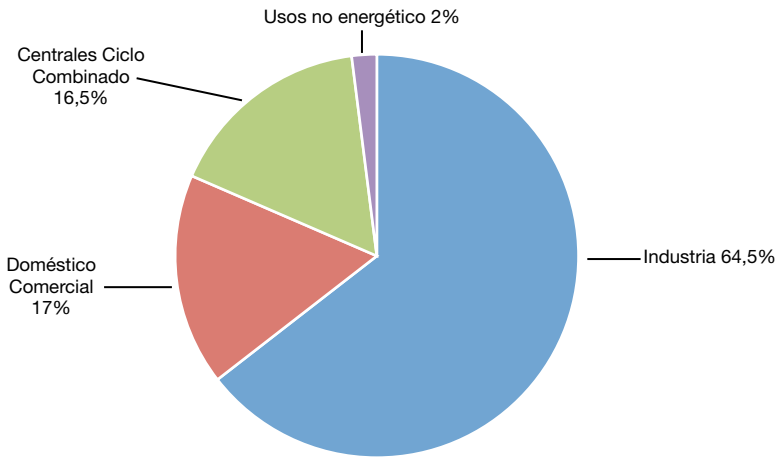
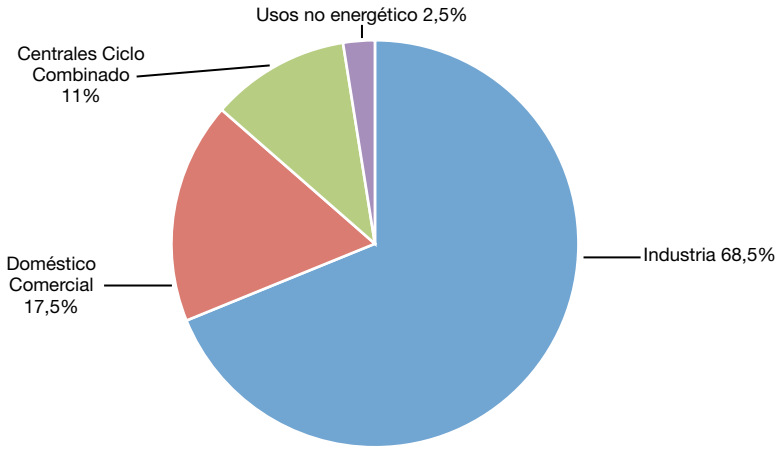


Figura 3. Consumo Gas Natural 2002



do de tal manera que hoy supone el 0,5% del PIB y emplea a más de 150.000 trabajadores, tanto directos como indirectos.

Además, la industria del gas factura 18.000 millones de euros entre su rama principal y los sectores de transformación del gas; con un Valor Añadido Bruto de entre 7.000 y 8.500 millones de euros entre estas dos actividades. Y tiene una capacidad de inversión de más de 1.000 millones de euros anuales —que llevan sumados 14.000 millones de euros desde el año 2.000—.

La industria, motor de crecimiento

Durante estos 10 años, la industria no ha dejado de ser el principal consumidor de gas de nuestro país. Ya en 2002 demandaba el 69% sobre el total de gas y, en la actualidad, en base a los últimos datos correspondientes a los 9 primeros meses de 2013, esta cifra supone el 64,5%.

La estructura actual no difiere demasiado de la correspondiente a 2002. Después de la industria, el principal consumidor de gas es el sector doméstico-comercial (17% sobre el total consumido), seguido de las centrales de ciclo combinado (16,5%). El elemento más remarcable de este periodo es el crecimiento de la cuota de consumo del sector de generación eléctrica durante los primeros años, hasta llegar al 42% en 2008, y el posterior descenso hasta alcanzar la situación actual.

El gas que consume la industria tiene un doble destino: su utilización en procesos productivos, y la generación térmica y eléctrica, a través de la cogeneración. Según datos del cierre del ejercicio 2012, se estima que el 23% del consumo total de gas natural en España se realiza por los cogeneradores.

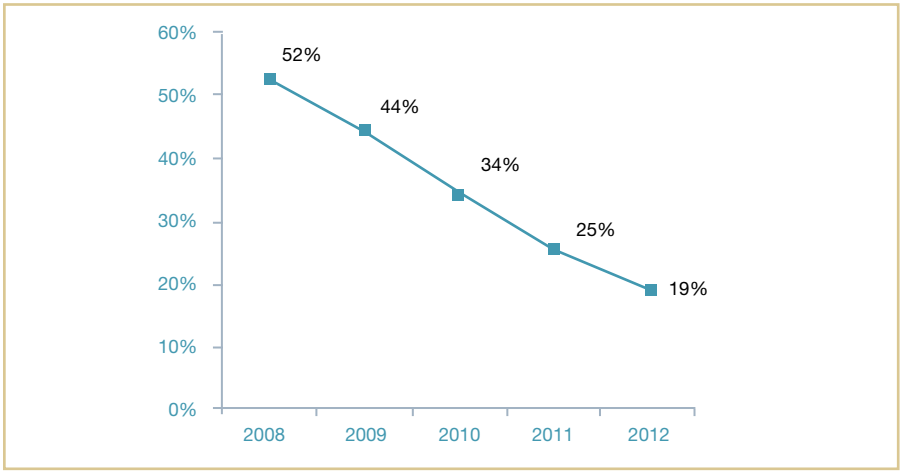
Esta tecnología aporta competitividad a la industria, actuando como barrera a la deslocalización; la cogeneración permite el autoabastecimiento energético del sector industrial, bajando los costes del precio de la energía y, favoreciendo su competitividad.

En comparación con Europa, la cogeneración en nuestro país todavía tiene un importante potencial de crecimiento: mientras la media de la cogeneración sobre la generación eléctrica en el conjunto de países europeos es del 11,7%, en España esta cifra alcanza el 7,4%. Con el fin de favorecer este crecimien-

to, es necesario un marco regulatorio favorable que permita una mayor penetración.

Durante estos últimos años del periodo, el consumo del sector doméstico-comercial ha mostrado bastante dinamismo, pese al descenso en la construcción de la última parte del periodo. El esfuerzo comercial de las compañías para la captación de nuevos clientes y el esfuerzo tecnológico del sector para ofrecer nuevos productos dirigidos a este colectivo —calderas de condensación de última generación, bombas de calor y frío a gas, microcogeneraciones…— han sido claves para su desarrollo. Todo ello ha sido posible gracias al esfuerzo de las compañías energéticas en materia de distribución, al vertebrar todo el territorio con una amplia red gasista.

Figura 4. Evolución factor utilización CTCC



En este sentido, es imprescindible añadir el importante recorrido que todavía tiene la industria del gas en el sector residencial y terciario. Actualmente, la penetración del gas en nuestro país alcanza el 28%, una cifra bastante inferior a la media europea, que es del 50%. En la parte alta de los países con más presencia de gas se encuentran Bélgica (53%), Italia (66%), Reino Unido (85%) y Holanda (95%).

Dicho de otra manera, alrededor de la población española vive en municipios que tienen servicio de distribución de gas natural, pero sólo el 32% de la población lo utiliza.

Durante estos últimos 10 años, el consumo de gas natural en nuestro país ha crecido en un 49%, pasando de 242.988 GWh en 2002 a 362.608 GWh en 2012, consolidando una industria que genera ocupación, riqueza, sostenibilidad y competitividad.

Gas natural, garantía de suministro eléctrico

El gas natural sigue siendo clave en la producción de energía eléctrica en España, tanto a través de las centrales térmicas de ciclo combinado como con la tecnología de la cogeneración. Sin embargo, el consumo de gas en los ciclos combinados ha ido decreciendo desde el año 2008, con una disminución de la generación del 55%.

El año 2012 se ha caracterizado por tener el factor de utilización de esta tecnología más bajo de los últimos años (19%). En 2008 el factor de utilización fue del 52% y el correspondiente a los primeros siete meses de 2013, del 12%. Esto ocurre en un entorno con una potencia instalada muy estable, que se ha mantenido en el mismo valor desde 2011 y solo ligeramente superior a la de 2010.

Los principales motivos de este cambio de tendencia han sido la reducción del hueco térmico a causa del buen funcionamiento de las energías renovables —sobretodo eólica e hidráulica—, la mayor generación eléctrica con carbón, y la crisis económica. En relación con este último punto, la demanda de energía eléctrica en España ha ido disminuyendo desde al año 2010, llegando a descensos del 2,5% en lo que llevamos de año.

Los ciclos combinados son una tecnología crítica para la consecución de los objetivos de eficiencia energética y reducción de emisiones que marca la CE, a través del paquete de medidas conocido como "20-20-20". Por sus características, se acopla perfectamente a las características de las energías renovables, facilitando su desarrollo en el mercado a la vez que se garantiza el suministro eléctrico.

Sus rendimientos son del 57% en relación con los correspondientes a una central convencional (36%) y los tiempos de arranque son de una hora, en relación con las 7 horas necesarias para poner en marcha una central de carbón. Por otro lado, las centrales de ciclo combinado que existen se basan en las distintas planificaciones aprobadas por el Gobierno sin sobrepasar, en ningún momento, las potencias mínimas aconsejadas por el Gobierno en dichos documentos. Actualmente, la reforma del sector eléctrico ha puesto sobre la mesa la posibilidad de

hibernación de algunas de estas centrales, sin obviar la importancia que tienen para la estabilidad del sistema.

Más de 14.000 millones de inversiones

A pesar del descenso del consumo de gas de los últimos años, la industria gasista ha continuado invirtiendo, superando los 14.000 millones de euros desde el año 2000. La media de inversión anual ha superado los 1.160 millones de euros.

Por otro lado, al finalizar el año 2012 el gas estaba presente en 1.579 municipios, mientras que en el año 2002 las poblaciones gasificadas eran 1.061. Esta expansión ha sido posible gracias al esfuerzo de las compañías distribuidoras por construir 35.786 kilómetros de red durante el periodo. Finalmente, los nuevos puntos de suministro han crecido en un 50% a lo largo de esos años al pasar de 4.935.784 en 2002 a los 7.394.495 existentes a finales de 2012.

España recibió el 37% del GNL descargado en la UE

En cuanto a la seguridad de suministro, España continúa siendo un modelo a seguir por parte de los países comunitarios. En este sentido, continúa ocupando el primer puesto en número de terminales de descarga y regasificación, siendo el destino del 37% del GNL que se descargó en la Unión Europea.

El sistema gasista español es uno de los más diversificados de Europa. Esta cifra todavía es más significativa si tenemos en cuenta que algunos países del continente reciben gas de un único proveedor, Rusia.

Esta realidad no ha cambiado apenas en 10 años. En 2002 España recibió gas de 11 orígenes diferentes, y según datos de julio de 2013 esta cifra es de 12. Entre los países que han ido suministrando gas de una manera permanente destacan Argelia, Noruega, Nigeria o Trinidad & Tobago. Otros, como Francia, Portugal, Perú o Bélgica han entrado en el escenario más tarde.

Otra realidad de 2002 que se reproduce en la actualidad es la forma de aprovisionamiento: el 60% del gas que actualmente llega a nuestro país lo hace en forma de gas natural licuado (GNL), mientras que el 40% restante lo hace vía gasoducto.

España cuenta con 6 conexiones internacionales por gasoducto: 2 con Portugal, 2 con Francia y 2 con Argelia. También se ubican en nuestras costas 7 terminales de descarga y regasificación —de las cuales 6 se encuentran operativas— en las que durante 2012 descargaron 291 buques. De estas regasificadoras, tres —las plantas de Sagunto, Mugardos y Bilbao— entraron en operación durante estos últimos diez años.

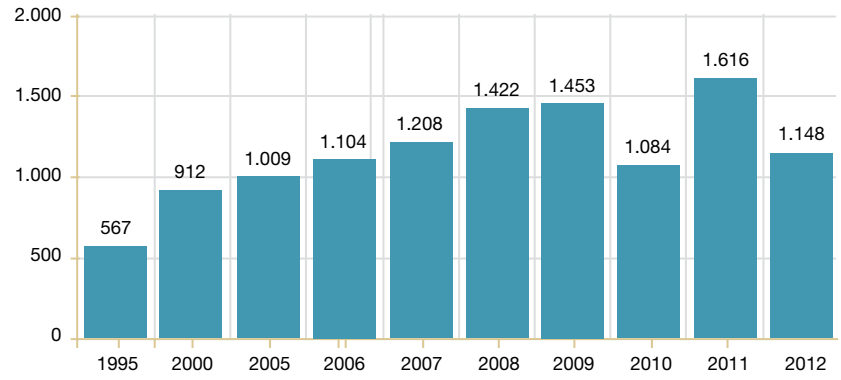
Concretamente, la mejora de las conexiones internacionales con Europa es una de las prioridades de futuro de nuestro sector. España se encuentra en una posición privilegiada, a causa de la gran diversidad de fuentes de suministro, elemento del que se podría ver muy beneficiado el continente. Por otro lado, nuestro país dispondría de otra importante alternativa de aprovisionamiento.

En este sentido, el pasado mes de octubre, la Comisión Europea adoptó una lista con las 250 infraestructuras prioritarias para Europa. En relación con las españolas, se encontraban 2 gasistas y 4 eléctricas. Las dos gasistas son el gasoducto entre España y Francia a través de Le Perthus, comúnmente conocido como Midcat, y la extensión del ya existente entre Zamora, y Celorico de Beira y Braganza (Portugal).

Si finalmente se llevara a término el gasoducto Midcat, supondría un incremento en 7 bcm a la capacidad de conexión, que se sumarían a los 7 que estarán operativos en 2015 (actualmente, la capacidad de interconexión entre España y Francia es de 5,2 bcm).

Muy relacionado con este tema se encuentra el proyecto para implantar un mercado organizado del gas en España. Este hito,

Figura 5. Inversiones materiales (Millones de euros)



Fuente: SEDIGAS

además de tener como objetivo constituirse como punto de referencia del precio del gas en el sur de Europa, contribuiría en gran manera a la consecución de un mercado único de gas en la UE.

El futuro del sector

Estos diez años de desarrollo del sector del gas nos llevan a una situación actual de reposicionamiento. En este sentido, el sector considera que es necesario continuar haciendo esfuerzos para expandir, en mayor manera, el gas en aquellos ámbitos más tradicionales —como el industrial, el residencial o el terciario— a la vez que explorar nuevos espacios, como el gas para la movilidad. Todo ello, aprovechando que se trata de una energía eficiente, desde un punto de vista económico y ambiental, a la vez que sostenible y competitiva.

Para la consecución de estos objetivos, es necesario el impulso de medidas que faciliten la expansión de la industria del gas y la eliminación de trabas administrativas que impiden su desarrollo, de la misma manera que se ha producido en muchos de los países europeos.

El sector gasista se caracteriza por disponer de una infraestructura moderna, tecnológicamente avanzada, limpia y que ofrece una alta seguridad de suministro al sistema.

Medidas concretas

Aprovechando que el sector de las **Administraciones Públicas** deberá hacer un esfuerzo importante para mejorar la eficiencia de sus sedes en los próximos años, la industria del gas propone una serie de actuaciones entre las que destacan la implantación de cogeneraciones, el cambio de combustibles más contaminantes por gas, la implantación de sistemas electrónicos de gestión energética o de iluminación, y la mejora en el aislamiento del edificio, principalmente.

Con estas medidas básicas y otras pocas más, el sector público podría disfrutar de ahorros de entre el 15% y el 25% en su factura energética, cuyo importe total podría ascender a 150 millones de euros.

Por otro lado, la **industria** no sólo juega un rol muy importante en el futuro del gas —de igual manera que lo ha venido haciendo durante los últimos años— sino que su desarrollo es fundamental para la recuperación económica de nuestro país. En este sentido el fomento de la cogeneración permitiría ahorros de hasta un 40% en energía primaria; rendimientos del 90%; ausencia de pérdidas en el transporte de la energía, ya que ésta se consume en el mismo espacio donde se produce, y mayor seguridad de suministro.

Otro de los elementos concretos que también propone el sector del gas es un **Plan de Sustitución de Calderas** de combustibles más contaminantes por gas. Los beneficios que comportaría dicha acción son varios: ahorro en la factura energética del consumidor —50% en caso de las empresas y 36% para los hogares—, y una mejora en la balanza de pago del país que puede llegar a 274 millones de euros —por la sustitución de importaciones de petróleo y derivados por gas, y una reducción en el consumo de energía primaria por la mayor eficiencia de las calderas—. También, una mejora de los datos medioambientales del entorno.

Finalmente, el sector del gas ya tiene presencia en el **transporte**, sobretodo en el ámbito de las flotas urbanas cautivas, así como en los automóviles de reparto. Sin embargo, otras áreas de crecimiento son el gas para flotas de taxis y vehículos particulares, y el gas natural licuado (GNL) marítimo. El gas natural vehicular aporta un cambio radical en la calidad del aire de las ciudades, a la vez que es beneficioso para el bolsillo del consumidor. Además, la sólida trayectoria de esta tecnología en otros países —tales como nuestras vecinas Italia o Alemania, o las más lejanas Argentina, India o China— garantiza su solvencia.

Por otro lado, el GNL para la propulsión de grandes buques supone una oportunidad de desarrollo para nuestro país y nuestros puertos. En este sentido convergen varios factores. Por un lado, una normativa internacional, cada vez más extendida, a favor de la no contaminación de los océanos. Por otro lado, el posicionamiento del GNL como combustible idóneo para la consecución de este fin. Finalmente, la posición privilegiada de nuestro país en cuanto al desarrollo del GNL y la posición de sus puertos, que sitúa a Algeciras y Gibraltar como los de mayor actividad a nivel mundial. Esta es una oportunidad que nuestro país no debería dejar escapar.

Finalmente, es necesario destacar el respeto del gas por el entorno, una de las características más relevantes de esta energía. En el hogar y en la industria, su utilización supone un 30% menos de emisiones de CO_2 que el petróleo y un 45% menos que el carbón. En el sector transporte reduce las emisiones de CO_2 en un 25%, las de NOx (60%), las de CO (97%), las de SO_2 (cerca del 100%) y también las partículas sólidas (entre un 95 y un 100%).

El gas es una energía de futuro. No sólo lo demuestran los diez años analizados en este texto, sino sus 40 años de desarrollo en nuestro país. En un momento como el actual, donde nuestra economía todavía debe dar pasos importantes para salir de la crisis, es necesario el apoyo de sectores potentes como el del gas. ■

Diez años de constantes reformas

Eduardo Montes Pérez del Real
Presidente de UNESA

Son tantos y tan trascendentales los cambios que ha vivido el sector eléctrico en la última década, que resulta difícil condensarlos en unas líneas.

Y es que hace diez años jamás hubiéramos previsto un escenario como el que ahora se dibuja para el sector de la energía ni para la economía, en general.

En primer lugar, debemos tener en cuenta que allá en 2003 era inconcebible pensar en una **crisis económica** del calado de la que, desde hace ya años, vivimos. España, como los países de nuestra órbita, pasaba por un momento de clara expansión, y ésta se dejaba sentir en todas y cada una de las facetas de la vida.

Desde el punto de vista eléctrico, resulta ilustrativo comparar la evolución que hace diez años experimentaba la **demanda** de electricidad con la que atraviesa actualmente. Como es bien sabido, el consumo de energía eléctrica es un indicador que refleja como pocos la situación que vive una economía. Pues bien, en aquel ya lejano 2003 esta demanda creció por encima de un 6% con respecto a la del año anterior. Un dato que, lamentablemente, contrasta con el del último ejercicio cerrado, 2012, año en el que la demanda de energía eléctrica cayó cerca de un 1,5%%, retrocediendo hasta niveles pre-crisis y acumulando, en los cuatro ejercicios previos, un descenso de más del 5%.

Este brusco cambio de tendencia ha marcado, sin duda, el devenir de un sector, el eléctrico, que precisa para su planificación y desarrollo de un contexto estable y predecible, dado el importante volumen de inversión que necesitan sus proyectos.

Otro de los hitos que ha marcado la situación de las compañías del sector eléctrico español a lo largo de estos últimos diez años ha sido su **internacionalización**. Esta ha aumentado de forma significativa, en la misma medida que la cifra de negocio de la actividad eléctrica en España ha ido disminuyendo a lo largo del período frente a la cifra de negocio total.

Si en el ejercicio 2003 la actividad eléctrica nacional representaba aproximadamente un 60% de la cifra de negocios de las empresas de UNESA, este porcentaje se situaba en el 31% en el año 2012. Por lo tanto, hoy en día más de dos terceras partes de la cifra de negocios de las compañías de UNESA proviene de un negocio global que incluye la actividad eléctrica en el extranjero y otros negocios de diversificación nacionales y extranjeros.

La situación del **déficit de tarifas** es, sin duda, uno de los problemas más profundos del sector. En origen este mecanismo surgió como una vía para evitar que las oscilaciones del precio de las materias primas (fundamentalmente, el petróleo) repercutieran a corto plazo en el precio del recibo eléctrico de los consumidores. El Gobierno llegó a un acuerdo con las compañías eléctricas para que financiaran estos "déficits" durante un breve plazo; inicialmente, no supusieron una suma alarmante. Con el paso del tiempo, esta situación cambió completamente. Actualmente, el déficit se produce por la diferencia entre los ingresos –procedentes de los peajes- y los costes regulados de la tarifa que, a lo largo de los años, se han ido cargando con el peso de decisiones políticas y económicas tomadas por los diferentes gobiernos, ajenas al suministro de energía eléctrica.

Merece la pena insistir en que este problema, que ha llegado a sumar la cifra de

27.000 millones de euros, empezó a convertirse en el lastre que hoy es coincidiendo con la progresiva y creciente entrada de las tecnologías solares en el *mix* eléctrico.

El déficit se ha convertido en un problema tal que hasta desde la Unión Europea se han planteado recomendaciones específicas para que España le ponga solución. Incluso la propia reforma eléctrica del Gobierno tiene como fin último la desaparición del déficit de tarifas. Con todo, y a pesar de los compromisos tantas veces escuchados, el propio Ministerio ha señalado la posibilidad de que en 2013 se produzca todavía déficit.

Es importante señalar que otra de las notas dominantes que han marcado el cambio del sector en estos diez años ha sido la masiva implantación de las **energías renovables**. Si en aquel entonces, allá en 2003, éstas eran incipientes y, en muchos casos, se trataba de proyectos de investigación y desarrollo, a lo largo de esta década han pasado a cobrar un gran peso en el *mix* eléctrico español. Así, en 2012 las energías renovables llegaron a cubrir más del 30% de la demanda eléctrica nacional. Un dato que, años antes, hubiera sido impensable.
Desde luego, el desarrollo de estas tecnologías libres de emisiones ha contribuido a reducir las emisiones de gases contaminantes y a acercar a España al cumplimiento de los objetivos marcados en este ámbito desde la Unión Europea. Unos objetivos que establecen que, para el año 2020, todos los Estados Miembros tienen que haber reducido sus emisiones un 20% en comparación con las de 1990; además, tienen que haber logrado un 20% de ahorro en su consumo primario de energía, y el porcentaje de energías renovables en su consumo de energía final ha de situarse en el 20%.

Efectivamente, las compañías asociadas en UNESA han apostado firmemente por la consecución de estos objetivos y, de hecho, son las que tienen más potencia renovable instalada en España.

En este desarrollo de las energías renovables, las compañías han tenido siempre en cuenta la importancia de respetar y cumplir los tres pilares básicos de la política energética -seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad-, cuyo equilibrio es indispensable.

De este modo, las empresas eléctricas han abogado por una implantación racional de estas tecnologías, siempre vinculada a la seguridad de suministro y a la competitividad del sistema. Por ello, han focalizado su apuesta en aquellas energías renovables capaces de contribuir a la consecución de estas tres metas irrenunciables, es decir, en aquellas energías con una curva de aprendizaje y una eficiencia que las haga viables.

Por el contrario, en los últimos años, especialmente desde 2005, las sucesivas normativas aprobadas por los diferentes gobiernos en este ámbito han fomentado el desarrollo sin control de tecnologías muy inmaduras y, por lo tanto, caras e ineficientes. Estas energías pasaron en unos pocos años de ser poco más que proyectos de investigación a implantarse de forma desmedida en el *mix* de producción.

La ausencia de planificación, sumada a las ventajosas subvenciones que desde la Administración se garantizaron a dichas energías inmaduras (básicamente, las solares) dieron lugar a una auténtica burbuja cuyas consecuencias seguimos pagando todos los españoles a través de nuestro recibo eléctrico y que, por desgracia, vamos a continuar pagando durante bastantes años.

Y es que dichas subvenciones o primas se pagan con cargo a las tarifas eléctricas que, de esta forma, se ven notablemente engrosadas por decisiones políticas. A su vez, dichas subvenciones han causado la masiva acumulación de déficit de tarifas desde mediados de la primera década del siglo.

Resulta lamentable pensar que, si en vez de haberse dado tales apoyos a dichas energías en aquel momento, se hubiera esperado unos años a que maduraran, la inversión realizada hubiera sido cerca de ocho veces menor y el ahorro para el bolsillo de los consumidores también sería de gran calado. De hecho, nuestros datos revelan que, si se eliminaran del recibo eléctrico las primas a las energías solares, este se vería reducido en cerca de un 10%.

En otro orden de cosas, y más allá de los hitos mencionados, también es llamativa, al analizar la evolución del sector desde el año 2003 hasta hoy, la verdadera avalancha **normativa** que se ha producido en estos años: reales decretos, órdenes ministeriales, resoluciones y circulares, que han provocado que el sector haya tenido que desarrollar su actividad en un entorno movedizo, muy lejos de la estabilidad y predictibilidad que el mismo precisa. La reciente reforma eléctrica no ha sido ajena a dicha intensa actividad regulatoria y ha sido calificada por muchos de "tsunami normativo".

Al margen de esta última reforma, sin duda el otro factor que ha marcado la vida del sector eléctrico español es la **liberalización** del sector, que hace diez años era aún un acontecimiento más o menos reciente. Desde 1997, y de forma progresiva, este proceso ha ido dando pasos hasta nuestros días.

No obstante, y a pesar de la liberalización del mercado minorista, el sistema eléctrico adolece todavía hoy de un elevado grado de intervención, como demuestra la mera existencia de una tarifa regulada: la hasta

ahora conocida como Tarifa de Último Recurso que, con la nueva reforma, ha pasado a denominarse Precio Voluntario al Pequeño Consumidor y a la que está acogida la inmensa mayoría de los consumidores españoles.

En este sentido, profundizar en el proceso de liberalización del mercado eléctrico es vital para lograr que éste sea más eficiente y competitivo; algo que a medio plazo redundaría en ventajas para todos los agentes del mercado, incluidos por supuesto lo consumidores, que contarían con ofertas y precios más ventajosos.

Este intervencionismo también se refleja, nuevamente, en el recibo eléctrico, artificialmente cargado con partidas que no están directamente relacionadas con el suministro de energía eléctrica, sino con decisiones de política energética. Estos costes regulados que carga la Administración hacen que, aunque el precio de generación de la energía eléctrica en España se sitúe por debajo de la media de los de la Unión Europea, el recibo eléctrico que pagamos los consumidores españoles sea de los más caros de nuestro entorno. Además, es reseñable que, del total de la factura eléctrica, aproximadamente la mitad sean costes regulados.

Por otro lado, la actividad de **distribución** también ha sufrido cambios a lo largo de la última década. Se trata de una actividad regulada, cuya retribución la fija, por lo tanto, la Administración. Destaca, sobre todo, el Real Decreto 222/2008 que, en dicho ejercicio, modificó el régimen retributivo de la actividad de distribución eléctrica. Una actividad que mueve y necesita de fuertes inversiones que corren a cargo de las compañías eléctricas, en función de los requerimientos que les hace llegar la Administración –tanto estatal como autonómica-.
Dicho régimen retributivo se ha visto nuevamente modificado este año, con la reforma eléctrica. Ésta no establece una rentabilidad basada en los costes del capital, sino una tasa de retribución insuficiente y que no permite a las compañías obtener una rentabilidad razonable.

Así, esta actividad, que podría calificarse de espina dorsal del sistema eléctrico por su carácter básico para el funcionamiento del mismo, lleva acumulados cerca de 1.000 millones de euros en los dos últimos años. En esta situación, la calidad del suministro eléctrico (que actualmente, y desde hace años, tiene una excelente calidad y una fiabilidad del 99,999%) podría llegar a verse afectada.

Asimismo, será difícil en este contexto que las compañías puedan llevar a cabo el desarrollo de las *smart grids*, las redes inteligentes promovidas desde instancias comunitarias.

Dentro de los temas que conciernen a la distribución, merece la pena hacer alusión, además, al proceso de cambio de contadores analógicos por digitales. Los objetivos marcados por España fijan que, al término de este año, el 35% del parque de contadores debe haber sido reemplazado. Un objetivo que las compañías eléctricas están cumpliendo y que hará posible que se alcance el 100% antes de 2019, según lo establecido desde la Administración.

Si echamos la vista atrás diez años, otra cuestión a tener en cuenta es la de las **interconexiones** eléctricas. En el caso de la actividad de generación, es común escuchar la referencia a España como una "isla energética", es decir, como un sistema aislado de los sistemas de los países de nuestro entorno. Cuando se alude a esta isla parece olvidarse que, en realidad, se trata de un mercado "ibérico" de la electricidad (MIBEL), esto es, que los sistemas eléctricos español y portugués están integrados desde julio de 2007.

Los generadores españoles y portugueses remiten sus ofertas de generación a un mismo operador, que es el que determina el precio del mercado considerando todas las ofertas de forma simultánea y conjunta. Así, actualmente existe una capacidad de interconexión entre España y Portugal muy relevante.

En los últimos años, Europa ha transitado desde un sistema basado en mercados nacionales hasta otro de mercados regionales interconectados, como paso intermedio para la consecución de un mercado único.

Y es que, en el caso europeo, un mercado único energético que funcione adecuadamente sería el mejor instrumento para asegurar una transición eficiente en términos de coste hacia el gran objetivo energético europeo a medio plazo, la economía baja en carbono, sin poner en riesgo la seguridad en el suministro y la estabilidad del sistema. Más aun teniendo en cuente la fuerte dependencia energética de Europa, especialmente en lo que se refiere a las materias primas energéticas.

Las citadas iniciativas regionales aceleran la integración de los mercados eléctricos en Europa y constituyen una herramienta clave para la consecución del mercado interior de la electricidad.

Por otro lado, y aunque de modo insuficiente, el mercado eléctrico español está también interconectado con el francés y, con ello, con el resto de mercados eléctricos continentales.

Con respecto a la actividad de **generación,** merece la pena mencionar que está atravesando, especialmente en los últimos años,

una situación plagada de dificultades que afectan de forma negativa a su actividad en el territorio español. Las decisiones sobre la nueva potencia a instalar en territorio nacional se han visto afectadas, entre otros factores, por la volatilidad de las materias primas energéticas y la reducción del hueco térmico -consecuencia de la mayor penetración de energías renovables-, junto a la necesidad de que el sistema cuente con potencia instalada firme, capaz de dar cobertura a la potencia no gestionable e intermitente. A ello hemos de añadir los nuevos impuestos fijados en el último año para la generación (del 7%, de forma general, a lo que hay que agregar otros impuestos específicos por tecnologías) y la insuficiente retribución. Estas dificultades se acentúan sobremanera en el caso de la generación extrapeninsular, una actividad regulada para la que se ha establecido una retribución insuficiente, así como en el caso de los ciclos combinados de gas, cuya viabilidad se pone aún más en entredicho con la nueva reforma eléctrica.

Y es que, además, el sector eléctrico se encuentra sometido actualmente -y más aún con las últimas medidas- a una intensa **presión fiscal** que se despliega en cada uno de los tres ámbitos territoriales que tienen competencias en materia impositiva: Estado, comunidades autónomas y haciendas locales.

A los citados –y recientes- impuestos a la generación hemos de añadir otras tributaciones, como el impuesto de sociedades y los impuestos medioambientales, entre otros.

Mención aparte merece el desarrollo de la **energía nuclear** en España a lo largo de estos diez últimos años.

En primer lugar, debemos recordar que en este espacio de tiempo se produjo el cierre de una planta, José Cabrera (Zorita, Guadalajara). Por otro lado, la orden IET/1302/2013, de 5 de julio, declaró el cese de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña (por motivos económicos, según el titular), que tuvo lugar un día después. Actualmente se encuentra en el Consejo de Estado para dictamen una modificación del Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas que permitiría solicitar la renovación de la autorización de explotación al cabo de un año desde la declaración de cese si éste no se produjo por razones de seguridad nuclear o protección radiológica.

En lo que atañe a la moratoria nuclear, no ha habido ningún cambio en la última década. Hay libertad de instalación para la construcción de nuevas instalaciones nucleares, si bien la actual normativa, la inseguridad regulatoria y las tasas que actualmente gravan este tipo de generación suponen un serio obstáculo para que esta hipótesis se convierta en una realidad.

De hecho, las centrales nucleares españolas soportan una serie de cargas impositivas y tasas que, en su conjunto, representan un volumen muy superior al de otras partidas de operación, mantenimiento y combustible. Impuestos de carácter general, autonómicos, sobre la producción de combustible nuclear gastado y sobre el valor de la producción de energía eléctrica, además de otras tasas.

Desde 2003 son muchos los cambios regulatorios e impositivos que han afectado a este tipo de generación. Por su importancia, cabe destacar los cambios normativos que, a nivel particular, el Consejo de Seguridad Nuclear ha impuesto a cada central con ocasión de las renovaciones de sus respectivos permisos de explotación. Asimismo, desde que tuviera lugar el desgraciado accidente de Fukushima, se están produciendo importantes cambios regulatorios a nivel nacional e internacional. Destaca, por su importancia, el establecimiento de pruebas de resistencia y supervisión, además de la revisión de la Directiva Europea de Seguridad Nuclear, entre otras iniciativas tendentes a reforzar la seguridad y vigilancia de estas centrales.

En definitiva, en los últimos diez años se han sucedido multitud de cambios de todo tipo que han dado un verdadero giro a la actividad de un sector, el de la energía eléctrica, básico para el funcionamiento de la economía y de la sociedad. Conceptos como la eficiencia y la sostenibilidad han pasado a ocupar la primera línea de objetivos del sector eléctrico en este lapso, impulsados por la crisis económica y la creciente preocupación medioambiental. A la vez, han cobrado peso y valor otras nociones, como la de la I+D+i (Investigación, Desarrollo e innovación) y la RSC (Responsabilidad Social Corporativa).

Me gustaría pensar que, cuando dentro de diez años, echemos la vista atrás, la situación en la que estará este sector será mejor que la que actualmente vivimos. Hoy, es difícil aventurar hacia dónde nos encaminamos. Y más todavía con la reforma eléctrica que se tramita en el Parlamento. Una reforma que afecta a todo el sector, que marca un antes y un después, y que implica medidas traumáticas para las compañías que integran UNESA, sobre las que recae más del 60% del esfuerzo vinculado a la misma.

Como presidente de esta Asociación, confío en que, al final, esta reforma resuelva por fin el lastre del déficit de tarifas. Pero, sobre todo, espero que se impida que el peso de dichas medidas sea insoportable para las compañías eléctricas. ■

La coordinación y publicación de los "Cuadernos de Energía" se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes: CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGIA, DELOITTE y GARRIGUES ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS.

Las anteriores entidades y sus colaboradores asumen responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional especifica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Consejo Editorial de los "Cuadernos de Energía", respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Los "Cuadernos de Energía" han sido publicados para su distribución gratuita, no pudiendo ser objeto de comercialización o reventa y no constituyendo asesoramiento profesional de ninguna índole.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de los "Cuadernos de Energía" sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

Publicación trimestral: Número 41--, Año X, Madrid, Diciembre 2013--

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009

© CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGIA, DELOITTE Y GARRIGUES ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS

41
Diciembre 2013

GARRIGUES
ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Deloitte.

Hermosilla, 3
28001Madrid
Tel.: 91 514 5200
Fax: 91 399 2408
www.garrigues.com

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel.: 91 323 7221
Fax: 91 323 0389
www.enerclub.es

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre picasso. 28020 Madrid
Tel.: 91 514 5000
Fax: 91 514 5180
www.deloitte.es

X Aniversario

CUADERNOS DE ENERGÍA