

# Presentación

*Es un honor para el conjunto de nuestra organización y para mí también un motivo de satisfacción, presentar la segunda época de “Revista de 3CONOMIA”, R3, por cuanto supone abrir de nuevo una vía de expresión para los economistas en unas circunstancias especialmente necesitadas de aportaciones que den explicación y salida a la crisis actual y, qué duda cabe, que para ello es necesario contar con medios de difusión, máxime si, como en este caso, sus destinatarios, además de la sociedad en general, son los profesionales que con su actuación pueden trasladar las enseñanzas que de ella se deriven a los diferentes agentes económicos implicados. Por otra parte, es una gran responsabilidad, ya que durante su primera etapa “R3” alcanzó un nivel académico y gráfico excepcional, siendo sus páginas soporte para la opinión de los economistas más prestigiosos.*

*Desde 1992, fecha en la que se publicó el último número de “R3”, el mundo editorial no ha sido ajeno a las grandes transformaciones que nuestra sociedad ha sufrido en el ámbito de la información y la comunicación, como consecuencia de la aparición de las nuevas tecnologías y su generalización, especialmente en el uso de Internet. Por otra parte, hoy sería impensable reiniciar una revista impresa de la calidad que se le exigía a “R3”, en una situación económica en la que la financiación externa resulta tremendamente complicada. Por todo ello, esta nueva etapa se inicia como una publicación de las denominadas electrónicas y con periodicidad cuatrimestral.*

*Sin embargo, la filosofía y los principios con los que nació “R3”, inmejorablemente expresados en su propia presentación, siguen siendo válidos, por lo que considero oportuno transcribirlos:*

*“REVISTA DE ECONOMÍA”, publicación trimestral editada por el Consejo General de Colegios de Economistas de España, se propone realizar una divulgación rigurosa tanto de ideas y hechos económicos relevantes, como de facetas sobresalientes de la profesión de economista. Nace, pues, con la pretensión de dirigirse a un muy amplio colectivo de lectores, ofreciendo trabajos que, desde una efectiva diversidad de enfoques, tiendan puentes entre los círculos académicos y profesionales, así como entre quienes cultivan una óptica macroeconómica y aquellos dedicados a la economía de la empresa. Sus páginas quieren ser, además, testimonio de un auténtico pluralismo, que haga compatible la independencia de criterio y la libertad de expresión de los colaboradores con un quintuple compromiso asumido por la Redacción:*

- *cultivar la **competencia** y la preparación técnica del economista;*
- *cultivar una **ética** profesional, ahondando en la función social del saber económico en nuestro tiempo;*
- *cultivar el **debate** económico, imprescindible para estimular la búsqueda de soluciones de política económica y de gestión empresarial a los problemas actuales de cada época;*

- cultivar la **autoidentificación** del colectivo de los economistas españoles, no como medio de actuación corporativa, sino como instrumento de mejor servicio;
- cultivar, en fin, la más estrecha **vinculación** entre ese colectivo y el resto de la sociedad, motivando el interés general por los problemas económicos e incorporando a la preocupación del economista los grandes temas sociales, científicos y culturales.”

*Por otra parte, las dificultades reseñadas, algunas de las cuales estuvieron en el origen de la suspensión de la edición de “R3”, se ven hoy superadas por la nueva presentación, lo que nos permite de nuevo atender la necesidad sentida desde el propio Consejo y demandada por los colegiados, como es disponer de nuevo de un vehículo en el que recoger las opiniones de los economistas sobre los grandes temas que en la actualidad impregnan una buena parte de su quehacer profesional y de las inquietudes de nuestra sociedad en los complicados momentos que vivimos, en cuyo nuevo formato esperamos seguir despertando el interés y la confianza de nuestros compañeros.*

*No es ajeno a este planteamiento que este primer número esté dedicado, básicamente, a dos temas: uno de carácter general en el que los artículos abordan el marco de la economía en estos momentos, al que están dedicados los tres primeros, y otro más concreto, referido a un sector básico de la economía y ahora de máxima actualidad, como es el energético, que será determinante tanto en la salida de la crisis, como en el modelo económico posterior, en función de las decisiones que se vayan adoptando sobre aspectos fundamentales del mismo. A este segundo tema se dedican los siguientes seis artículos.*

*Creo que cualquier momento es adecuado para abrir nuevas páginas de debate sobre ECONOMÍA en el seno del Consejo General de Colegios de Economistas. En el momento actual, como indicaba al comienzo, es imprescindible poner a disposición de los profesionales de esta disciplina, y también de toda la sociedad, medios para expresar sus opiniones, con la seguridad de que contribuiremos a una más rápida y más acertada salida de la crisis, y en el futuro a moldear el tipo de sociedad que deseamos en la que la aplicación de los conocimientos económicos haga imposible comportamientos cuyos efectos escapen al control de la propia sociedad.*

Madrid, Junio de 2009

**Valentí Pich Rosell**  
Presidente

Consejo General de Colegios de Economistas

# El año que vivimos peligrosamente

**José Viñals**

Subgobernador del Banco de España

**Resumen:** El año 2008 ha supuesto la confirmación del profundo cambio en la situación económica y financiera internacional que ya se había iniciado en el verano de 2007 con el inicio de la tormenta financiera. Actualmente, ésta se ha convertido en una crisis internacional de magnitud y extensión desconocidas en muchos años y que sólo encuentra un punto de comparación en la crisis que asoló el mundo en 1929. El artículo analiza los principales rasgos distintivos de la crisis financiera, centrándose en su duración, naturaleza global e intensidad con que está dejando sentir sus efectos en la economía real. También se examinan las principales actuaciones que se están llevando a cabo en el ámbito de las políticas macroeconómicas y de las medidas financieras con objeto de paliar sus consecuencias y restablecer la confianza.

**PALABRAS CLAVE:** crisis financiera, global, liquidez, confianza, política monetaria, política fiscal, recesión.

En el año 2008 se han manifestado con crudeza las consecuencias del profundo cambio en la situación económica y financiera internacional que se había iniciado en el verano de 2007 con el desencadenamiento de la tormenta financiera. Actualmente, diecisiete meses después de esa fecha, la tormenta se ha convertido en una verdadera crisis internacional de magnitud y extensión desconocidas, que sólo encuentra un punto de comparación con la que asoló el mundo en 1929. La crisis actual, que ya ha colocado al conjunto de las economías avanzadas en recesión y que está aminorando notablemente los ritmos de expansión de las economías emergentes, ha provocado una catarata de acontecimientos que han evolucionado a una velocidad vertiginosa y que han llevado, en algunos momentos, a una situación muy cercana a un colapso financiero de muy serias consecuencias, obligando a las autoridades a tomar decisiones en unas condiciones de enorme incertidumbre. Desafortunadamente, los acontecimientos del pasado año han truncado el período de mayor expansión económica mundial desde los años sesenta que, en la última década, se había caracterizado por la presencia de ritmos de crecimiento elevados, tasas de inflación reducidas y el desarrollo de unos mercados financieros cada vez más globales que aparentaban ser no sólo muy eficientes sino también estables. Puede argumentarse que la notable expansión de los años recientes, apoyada y amplificada por un desarrollo desproporcionado del sistema financiero global, está en la base de este drástico cambio del panorama económico.

## 1. ¿Por qué es esta crisis diferente?

La crisis actual ha marcado un antes y un después no sólo para la configuración del sistema financiero internacional sino para el conjunto de estructuras que han ido conformándose en

los últimos años al hilo del imparable avance de los procesos de globalización. La situación actual exhibe algunos rasgos distintivos que merece la pena detenerse a analizar y que la diferencian de las crisis precedentes.

El primer rasgo destacable es su naturaleza *global*. Si se repasan los episodios de crisis ocurridos en el pasado, en ninguno de ellos se advierte que la extensión de la crisis haya sido de naturaleza verdaderamente global, a diferencia de lo que sucede actualmente. Sin duda, el hecho de que el origen de los problemas se haya situado en los Estados Unidos, el motor económico mundial, y que la integración de los mercados haya favorecido su difusión a la práctica totalidad de economías del planeta explica, en parte, la intensidad y extensión de las dificultades actuales.

De hecho, un rasgo que hasta hace algunos meses se consideraba peculiar era que los efectos de la crisis financiera vinieran circunscribiéndose a las economías avanzadas, dejando sentir escasamente sus efectos sobre las economías emergentes. Este fenómeno de divorcio o *decoupling*, sin embargo, no se ha podido prolongar tras el verano de 2008 toda vez que los mercados financieros y las economías de los países emergentes comenzaron a verse sensiblemente afectados por la reversión de los flujos internacionales de capitales, la corrección del precio de las materias primas —un factor crucial para muchas de estas economías— y, en general, la profundización de la desconfianza. Todo ello ha provocado notables depreciaciones de sus monedas, caídas en las bolsas e incrementos importantes de sus costes de financiación, lo que ha terminado pasando factura a su evolución económica.

Pero no es este el único divorcio o *decoupling* que ha pasado a ser desmentido por la realidad.

Dentro de las economías avanzadas, durante algún tiempo parecía que los problemas económicos y financieros no alcanzarían en Europa la misma intensidad que en los Estados Unidos. Así, se confiaba en que las graves dificultades que asolaban al conjunto del sistema bancario norteamericano como consecuencia de la crisis de las hipotecas *subprime* fuesen de mucha menor entidad en el viejo continente, afectando tan sólo a bancos concretos y sin relevancia sistémica. Todo ello justificaba, a su vez, unas perspectivas económicas significativamente menos desfavorables que las de los Estados Unidos. Sin embargo, estas ilusiones se fueron desvaneciendo a lo largo del año pasado y, muy drásticamente, a partir de septiembre cuando, tras la quiebra del banco de inversión Lehman Brothers, se desató una poderosa oleada de desconfianza que afectó de manera generalizada a buena parte de los sistemas bancarios europeos y que puso de manifiesto la debilidad de no pocos de sus principales bancos. Esta situación, que se reflejó de forma inmediata en un empeoramiento muy notable en el conjunto de los mercados financieros y en nuevos desplomes de la confianza de las empresas y las familias europeas, provocó una sensible revisión a la baja de las perspectivas económicas.

Otro rasgo que distingue a la crisis actual es su *intensidad* y, en particular, la rapidez con la que se ha producido el fuerte empeoramiento de la situación económica en los países avanzados, a partir de octubre. De hecho, si se examina la sucesión de recortes que los organismos internacionales, los gobiernos o los analistas privados han realizado en sus previsiones económicas para los principales países a lo largo del pasado año, se constata que estos recortes han sido notablemente mayores y más frecuentes que en cualquier otro momento en las últimas décadas. Sorprende especialmente el drástico empeoramiento de un sinfín de indicadores

económicos que se ha producido en las postrimerías del ejercicio. Entre estos destacan aquellos que más directamente reflejan la evolución de la confianza de los agentes, como los índices de confianza del consumidor o de los empresarios, las bolsas, etc. Conviene, por tanto, preguntarse por las razones que hay tras esta brusquedad en el cambio de la situación económica.

La más importante, a mi juicio, es que en el origen y el desarrollo de la crisis está la existencia de perturbaciones de naturaleza financiera y su transmisión a través de potentes efectos sobre la confianza. Por el contrario, en todos los casos en los que el origen de los *shocks* es real –bien sean por el lado de la oferta, como los relacionados con el incremento de los precios del petróleo en los años setenta, o de la demanda– el empeoramiento de la situación económica tiende a producirse de forma gradual aunque inexorable. Así, cuando se analizan las crisis que han tenido lugar en las economías avanzadas en las últimas décadas y que han tenido su origen en perturbaciones o *shocks* de demanda, la experiencia indica que cuando las fases expansivas del ciclo se alargan y la demanda agregada se expande más allá de lo que permite el potencial de la economía, tienen lugar incrementos de precios y salarios y déficit exteriores que, con el paso del tiempo, llevan a la economía a disminuir sensiblemente su ritmo de crecimiento y, en ocasiones, a la recesión. En otros casos, es la actuación de la política monetaria, subiendo los tipos de interés para atajar las tensiones inflacionistas y otros desequilibrios ligados al exceso de demanda, lo que lleva a la disminución del ritmo de actividad económica en la fase baja del ciclo.

En el caso actual, es el notable agravamiento del componente financiero de la crisis el que explica la rapidez con la que se han visto afectadas las economías de los países avanzados. De hecho, la paralización de la negociación en

los mercados interbancarios, la evaporación de la liquidez en los mercados de productos financieros estructurados, la sequedad de los mercados de capitales tradicionales, la menor disposición de los bancos a seguir concediendo crédito a causa de sus dificultades para obtener financiación y del empeoramiento de la solvencia de potenciales deudores, inicialmente ya muy endeudados, actúan como potentes frenos a la economía real. Por poner un símil, es algo así como el efecto que en nuestro organismo tendría una reducción del flujo de sangre que por él circula.

Este origen financiero de la crisis y su rápido impacto sobre la economía real, novedoso en el conjunto de los países avanzados, no es ni mucho menos desconocido en las economías emergentes. En el pasado, éstas se han enfrentado a menudo a crisis financieras como consecuencia de factores internos y externos que han provocado un rápido empeoramiento de su situación económica, análogo al que ahora contemplamos en los países más avanzados. Es por tanto la naturaleza financiera de la crisis, unida a que su epicentro esté situado en la primera economía del mundo y a su extensión a través de unos mercados financieros altamente globalizados, lo que explica el intenso y rápido impacto negativo que está teniendo sobre las economías de los países avanzados.

Un último rasgo destacable de la crisis financiera es su *duración*, puesto que hace ya casi un año y medio que se inició y no hay perspectivas de que vaya a concluir a corto plazo. En buena parte ello se debe a que, contrariamente a lo que se esperaba cuando en el verano del 2007 estalló el problema de las hipotecas *subprime*, las dificultades actuales no se refieren únicamente a un segmento concreto de los mercados financieros –como es el *subprime* hipotecario– sino que cuestionan las bases mismas del nuevo sistema financiero internacional que ha ido sur-

giendo en estos últimos años, al hilo de los procesos de innovación financiera y globalización. Un sistema que se ha caracterizado por la proliferación de productos cada vez más sofisticados y opacos, cuyo nivel de complejidad los ha hecho difícilmente entendibles para los inversores y, muchas veces también, para sus propios emisores y distribuidores; por la aparición de nuevos intermediarios, como los *hedge funds*, los SIV y los *conduits*, que han realizado funciones propias de la banca en lo que se refiere a apalancamiento y transformación de vencimientos sin contar con los niveles de capitalización que ello hubiera requerido; por numerosos bancos que, confiados en la protección que les brindaba el uso intensivo de mecanismos de transferencia de riesgos a terceros de sus activos más arriesgados, han abandonado la prudencia que siempre debe regir la actividad bancaria en la concesión de préstamos y han asumido un grado excesivo de apalancamiento a fin de aprovechar al máximo las posibilidades de generación de beneficios que el nuevo entorno brindaba; y, por último, por la escala global que han alcanzado los mercados financieros, que ha permitido distribuir a inversores de muchos otros países los nuevos productos a través de numerosos y muy diversos canales.

En consecuencia, a medida que han ido pasando los meses, la tormenta financiera ha ido poniendo de relieve de forma cada vez más nítida la extensión y profundidad de los problemas hasta cobrar la dimensión de una verdadera crisis sistémica, profunda y global. Como resultado de la quiebra de la confianza que ello implica, lo que comenzó como una crisis de liquidez ha dejado paso a una crisis de solvencia, que no sólo está afectando a entidades concretas sino a sistemas financieros nacionales completos y que ha provocado una serie de pérdidas financieras de gran calado que hace tan sólo unos meses llegaron a causar temores generalizados de que fuésemos a asistir a un

desmoronamiento del sistema financiero global.

## 2. La política económica ante la crisis

Estos temores y las dramáticas consecuencias que su materialización hubiera supuesto para las economías de todos los países fueron los detonantes de la puesta en marcha de unas medidas de política económica cuyo carácter singular sólo puede explicarse si se tiene en cuenta lo extraordinario de los desafíos que la economía mundial tiene ante sí.

Para simplificar, las medidas adoptadas pueden agruparse en lo que se han venido a llamar las *líneas de defensa*. La primera línea de defensa ha sido la actuación de los bancos centrales a través del suministro de *liquidez* y de sus *políticas monetarias*.

Los bancos centrales han tratado desde el primer momento de favorecer el restablecimiento de los mercados financieros a través de actuaciones destinadas a suministrar la liquidez necesaria al sistema. En el contexto actual de desconfianza de unos bancos respecto a la salud de otros y de la paralización que ello ha supuesto de la negociación en los mercados interbancarios a plazo, los bancos centrales han reaccionado ampliando sus ofertas de liquidez, incrementando los plazos de vencimiento de las operaciones, ensanchando la gama de colaterales elegibles como garantía, colaborando en la concesión de liquidez en moneda distinta a la propia mediante acuerdos y, en algunos casos, ampliando el tipo de entidades de contrapartida que pueden recibir la liquidez. Por su parte, tanto el FMI como la Reserva Federal han concedido líneas de liquidez en dólares a algunas de las principales economías emergentes, con objeto de aliviar sus necesidades de financiación en dicha moneda.

Respecto a las políticas monetarias, los calendarios y ritmos de ejecución han sido diferentes, pero en definitiva, y sobre todo, los principales bancos centrales han ido reduciendo los tipos de interés oficiales a medida que la crisis iba agravándose y de un modo más intenso a partir de octubre. Inicialmente, no obstante, las políticas monetarias tuvieron que afrontar los tradicionales dilemas entre favorecer el crecimiento y reducir la inflación, asociados con la presencia simultánea del menor crecimiento económico y de las mayores presiones inflacionistas derivadas del fuerte incremento de los precios del petróleo y los alimentos hasta el pasado verano. Posteriormente, una vez los precios de las materias primas comenzaron a descender rápidamente, lastrados por el empeoramiento de las perspectivas económicas globales, desaparecieron los dilemas mencionados, lo que permitió llevar a cabo bajadas más intensas de los tipos de interés oficiales hasta llegar en algunos casos –como en Estados Unidos y Japón– a niveles prácticamente de cero. El que en ciertos países se haya alcanzado este límite inferior y, en general, las dificultades para que las bajadas de tipos se transmitan plenamente al resto de la economía, debido a problemas de confianza, han llevado recientemente a considerar otras armas de política económica para impulsar la economía.

La segunda línea de defensa la han constituido las políticas de apoyo a la solidez de los *sistemas bancarios* puestas en marcha tanto en los Estados Unidos como en Europa, principalmente. A diferencia de las operaciones de apoyo individual a determinadas instituciones, las medidas contempladas afectan, en principio, a cualquier entidad y tienen como objetivo recuperar la estabilidad financiera. En general, constan de los siguientes elementos: ampliación de las garantías a los depósitos en los bancos, avales a la emisión de deuda bancaria, inyecciones de capital público en los bancos y,

en algunos casos, compra de activos bancarios por parte del Estado o extensión de garantías públicas para paliar posibles pérdidas en los mismos. Estas medidas se aprobaron mayoritariamente a partir de mediados de octubre como reacción a las gravísimas dificultades que experimentaron los bancos tras la caída de Lehman. Actualmente, sin embargo, parte de estas medidas aún no han sido efectivamente instrumentadas en numerosos países.

La tercera línea de defensa la constituyen las *políticas de estímulo fiscal* orientadas a combatir la atonía de la demanda mundial y evitar el agravamiento de la recesión, apoyando de este modo la tarea de la política monetaria en la recuperación de la estabilidad macroeconómica. Estas políticas fiscales expansivas, preconizadas en los últimos tiempos por el FMI y en vías de adopción por numerosas economías en todo el mundo, van a suponer un ensanchamiento de los déficit públicos y un incremento de los niveles de endeudamiento público, añadiéndose a los aumentos derivados de los costes de los planes de apoyo a los sistemas financieros nacionales.

Aunque aún es pronto para saber si –y, en su caso, cómo– van a articularse nuevas líneas de defensa, recientemente se están escuchando propuestas que van más allá de lo hecho hasta ahora y que, en vista de las quejas de que no parece que los planes de apoyo al sistema financiero ya instrumentados se traduzcan en un incremento del crédito al sector privado, contemplan la posibilidad de extender el crédito directamente por parte de mecanismos públicos a determinados sectores (a través de la compra de papel comercial, por ejemplo) o a garantizar parte de los créditos que concede la banca al sector privado. Además, algunos países están contemplando apoyar financieramente a sectores como el automovilístico, etcétera.

### 3. Estado y mercado

Tal y como he mencionado anteriormente, la sola descripción de estas medidas y del considerable grado de audacia que suponen da una idea suficiente de lo extraordinario de la situación actual. Parafraseando a un alto responsable de un organismo internacional, *puesto que ha ocurrido lo impensable, las autoridades han reaccionado haciendo también lo impensable* y, en consecuencia, asumiendo determinados riesgos en el medio y largo plazo como precio inevitable para conjurar los riesgos de que la crisis actual pueda dar paso, como sucedió tras la crisis del 29, a otra gran depresión.

Sin duda, la situación actual ha vuelto a situar en el primer plano determinadas ideas y remedios que no habían gozado de protagonismo en el pasado más reciente, como las políticas de demanda –monetarias y fiscales– claramente expansivas, la coordinación internacional de las políticas económicas o la ocupación de nuevos espacios por parte del sector público en áreas que previamente habrían sido coto exclusivo de los agentes privados. La gravedad de la crisis actual y los riesgos que entraña a nivel global evidentemente hacen necesario poner en práctica soluciones globales o, al menos, coordinadas a ese nivel. En este sentido, los esfuerzos de coordinación a nivel europeo y, sobre todo, global, en la cumbre de Jefes de Estado y Gobierno del G-20 del mes de noviembre pasado resultaron positivos. En todo caso, la adopción de medidas tan extraordinarias como las actuales debe tener presente que su horizonte de aplicación debe limitarse a hacer posible la salida de la crisis y que, una vez que esto suceda, habrá que acometer la delicada tarea de revertir las actuaciones que se están llevando a cabo en los ámbitos de las políticas macroeconómicas y de la intervención pública con objeto de garantizar la sostenibilidad de las finanzas públicas, la estabilidad de los precios y el funcionamiento del sistema financiero y del resto

de la economía en base a pautas de mercado. A mi juicio, sería erróneo concluir de la experiencia actual que, una vez superada la crisis, debemos ir hacia un sistema con menos mercado y más estado. Por el contrario, lo que se precisa no es menos, sino mejor mercado y no más, sino mejor estado.

De ahí que, en la revisión de la arquitectura financiera internacional que se está llevando a cabo a raíz de la mencionada cumbre del G-20, lo que se persigue es reformular el modelo de regulación y supervisión financiera para mejorar la calidad de las normas que deben regir el funcionamiento del sistema financiero internacional. Con ello, se quiere evitar repetir los excesos del pasado reciente, que tan importantes costes suponen finalmente para el conjunto de la sociedad, y lograr que el sistema financiero asigne eficazmente los recursos a nivel global y goce de un grado elevado de estabilidad.

En conclusión, muchas son las medidas que se están instrumentando en un entorno tan complicado e incierto como el actual. Estas medidas suponen actuar a una escala sin precedentes a fin de intentar arreglar los graves problemas de la economía mundial. Confiamos, por tanto, que los procesos de saneamiento financiero actualmente en marcha y los estímulos introducidos por las políticas macroeconómicas y de apoyo a la estabilidad financiera en numerosos países terminen facilitando la salida de una crisis tan severa, profunda y extendida como la que hoy padecemos sin poner en peligro los equilibrios de medio plazo que tan necesarios son para recuperar unos ritmos de crecimiento sostenido en la economía mundial.

Artículo publicado en el nº 119 (extraordinario) de la revista "Economistas": *España 2008. Un balance*. Marzo de 2009.

# En el umbral de otra época

**Emilio Ontiveros**

Analistas Financieros Internacionales y  
Universidad Autónoma de Madrid

**Resumen:** Se revisa la transformación que ha experimentado la crisis crediticia que emergió en agosto de 2007 en el sistema hipotecario estadounidense hasta conformar la más severa de las crisis desde la que dio origen a la Gran Depresión. Aspectos básicos como la confianza en las instituciones o la necesidad de cooperación internacional son objeto de atención en el artículo.

**PALABRAS CLAVE:** Crisis financiera, Contagio, G20, bancos de inversión, FMI, Supervisión financiera.

## 1. Introducción

Ya no caben las cautelas con las que hace un año, en esta misma publicación, contemplábamos la evolución de la crisis crediticia que había emergido en agosto de 2007 en el mercado hipotecario estadounidense. Eran cautelas, en principio, relativas a la propia caracterización de una crisis que se presentaba, en el mejor de los casos, rodeada de una gran complejidad. Por mucho que nos empeñáramos en buscarle encuadre en las taxonomías de las que académicos y profesionales nos servimos, lo cierto es que la singularidad ya estaba garanti-

zada por razón, fundamentalmente, de su origen, y estrechamente asociado a esto, por la envergadura de los operadores implicados (1).

Esta es una crisis genuinamente americana, no conviene olvidarlo aun cuando la realidad en estos primeros días de 2009 esté ya ampliamente dominada por la extensión del contagio, la genérica metástasis a todos los ámbitos financieros posibles y, desde luego, a la capacidad de producir bienes y servicios de todas las economías del mundo. La creciente erosión de la confianza, en modo alguno limitada a la comunidad bancaria, es quizás la manifestación genérica más relevante. También el catalizador de esa inhibición de las decisiones de gasto que mucho más abruptamente que en otras crisis ha precipitado una recesión en toda regla en la economía mundial.

La singularidad de esta crisis también se pone de manifiesto en la significación de los aspectos que ha cuestionado y que obliga a revisar. Las limitaciones en el funcionamiento de algunas instituciones son particularmente importantes. El debilitamiento de la confianza también tiene aquí una de sus razones. Es la consecuencia de actuaciones reveladoras de debilidades no sólo de instituciones privadas. Esto ocurría en una época que afianzaba el capital social como pieza esencial en el funcionamiento de las economías, en la determinación de la productividad, de su modernización, en definitiva.

A estas alturas de esa especial metamorfosis de la crisis uno tiene la impresión de que no faltan razones para enjuiciar toda una época y considerar que se iniciará una probablemente bien distinta, en la que el potencial de exportación de ideas, de normas y de pautas de comportamiento financiero, ya no provengan exclusivamente de aquellos países que casualmente han sido los originarios del problema, allí donde,

como ha señalado Paul Samuelson, ha tenido lugar el *suicidio del capitalismo de Wall Street*. Es probable que ello ampare también definitivamente la creación de un nuevo sistema financiero internacional.

## 2. La metamorfosis de la crisis

Porque, efectivamente, ha sido en esa referencia básica para la industria de servicios financieros de todo el mundo donde nació la crisis. No tanto porque fuera Wall Street, sus entidades más emblemáticas, las que protagonizaran la intensificación de la oferta de esos préstamos de alto riesgo. Atrás queda ya el origen operativo concreto, el chispazo, que la desencadenó: las hipotecas de alto riesgo. Lo más relevante hoy son los factores subyacentes, prácticas objetables, y en concreto la debilitada calidad institucional que posibilitó la muy rápida propagación de aquellos ascensos en la insolvencia hipotecaria tras el pronunciado desplome en los precios de los activos inmobiliarios en EE.UU.

Lo más inquietante de esta crisis, en efecto, es la insuficiencia de transparencia que ha desvelado en el funcionamiento del sistema financiero más avanzado del mundo. Asumida está la excesiva importancia que ha llegado a cobrar esa banca en la sombra, insuficiente o defectuosamente regulada y supervisada. Los bancos de inversión, mucho más directamente representativos del aura de Wall Street, de sus bancos y firmas de inversión, a la que se refería Samuelson, contribuyeron al diseño de los instrumentos financieros más complejos y a concederles respaldo operativo. En ese entorno se han identificado comportamientos calificados de predatorios y no pocos casos de conflictos de intereses. La coexistencia de apoyos públicos con remuneraciones excepcionales han sido episodios que tampoco han facilitado la comprensión de las conductas de quienes durante años

habían liderado la transformación financiera del mundo. En mayor medida cuando parte de los rendimientos en que se amparaban algunas de esas extraordinarias compensaciones se han revelado inexistentes.

Fueron también esos bancos de inversión los que posibilitaron las escaladas de apalancamiento en que, en gran medida, se basaba la rentabilidad de la inversión en esos nuevos diseños. Finalmente, la sofisticación de sus técnicas analíticas y métodos de gestión no permitieron esa correcta trazabilidad de los riesgos que podría haber cuando menos acotado la extensión del contagio. Ya no es exagerado admitir que buena parte del sistema financiero más importante y sofisticado del mundo estaba literalmente fuera de control.

En esa suerte de acelerada metamorfosis que a lo largo de 2008 sufrió la crisis, desaparecieron la práctica totalidad de las instituciones más activas en ese proceso: los bancos de inversión que no quebraron acabaron integrados en otros operadores bancarios o travistieron su naturaleza rápidamente. Todo ello con la tutela y el apoyo más o menos explícito de las autoridades y de los fondos públicos. La quiebra de Lehman Brothers, el 15 de septiembre, define una de las referencias esenciales en la evolución de esa crisis, en su marcado deterioro. Es a partir de entonces cuando la presunción del *demasiado grande para dejarlo caer* es abandonada por la propia fuerza de los hechos. También cuando la crisis entra en una fase en la que el riesgo de colapso del sistema financiero global deja de ser una hipótesis tremendista.

La excepcionalidad de las dificultades no tuvieron sólo que ver con los bancos de inversión. Los hasta no hace mucho principales operadores financieros del mundo, la mayor compañía de seguros, AIG, el mayor banco, Citigroup,

por ejemplo, están hoy sometidos a la tutela pública, tras recibir importantes recursos de los contribuyentes.

El temor y la desconfianza vuelven a dominar la escena financiera internacional y, en particular, las relaciones interbancarias. A pesar de que desde entonces las autoridades de todo el mundo se han preocupado en transmitir el apoyo a sus sistemas bancarios, la confianza no ha vuelto a los mercados mayoristas, con el consiguiente impacto contractivo en la canalización de crédito a las empresas y familias. Cuando el FMI actualizaba su *Global Financial Stability Report*, en enero de 2009, en su introducción anticipaba al lector que las amenazas sobre la estabilidad financiera global no eran precisamente inferiores a las existentes en octubre de 2008: los riesgos macroeconómicos y los crediticios se habían intensificado de forma significativa en ese período. De las distintas expresiones de esa desconfianza, una de las más llamativas era el aumento de los depósitos de bancos comerciales en los bancos centrales: los suministros de liquidez de los bancos centrales estaban siendo reciclados en el mercado overnight, reflejando los temores acerca de la continuidad o agravamiento de los problemas de liquidez.

Con todo, lo más inquietante de esa crisis ha sido la erosión del predicamento de las autoridades financieras, en particular de las responsables de la regulación y supervisión financiera. La Securities and Exchange Comisión (SEC) y la propia Administración estadounidense han sido lógicamente las más expuestas, pero también otras autoridades nacionales con menor grado de activismo.

La precipitación de la Secretaría del Tesoro, es hasta cierto punto comprensible, dada la singular complejidad de esta crisis. Es cierto que las

señales transmitidas no sólo por esa Administración no han contribuido precisamente a la estabilización de la mayoría de los mercados. Y eso que la mayoría de los gobiernos no han reparado precisamente en el alcance de sus intervenciones. Nunca se hicieron más transferencias de recursos públicos bajo distintas vías, incluida la adquisición de acciones por los gobiernos, las nacionalizaciones. Nunca los ciudadanos, los contribuyentes, prestaron más a los bancos; lo que hace falta ahora es que éstos vuelvan a estar en condiciones de prestar a los ciudadanos. Pero es cierto que en el tratamiento terapéutico de esta crisis ha estado muy presente no caer en los errores e indecisiones que no llegaron a impedir la Gran Depresión o la larga década perdida de Japón a principios de los noventa.

Esas actuaciones, en no pocos casos improvisadas, de la mayoría de los gobiernos pueden encontrar más justificación que el insuficiente rigor de los supervisores financieros; nuevamente hay que referirse de forma especial a EE.UU. a tenor de los antecedentes existentes y de las reclamaciones de mejora sugeridas desde hace años.

Uno de los elementos de contraste con la ahora tan frecuentemente invocada crisis que precedió a la Gran Depresión debería ser precisamente la eficacia de supervisión consecuente con el aprendizaje de la experiencia. La significación de esa función crucial para el funcionamiento de los modernos sistemas financieros; también para la extensión de su base de inversores. A diferencia de ese magro promedio del 5% de inversores individuales en mercados financieros existentes en las economías avanzadas en 1929, hoy representan algo más del 50% los que directamente o a través de instituciones como los fondos de inversión o de pensiones disponen de inversiones en activos financieros,

con un protagonismo creciente en las últimas décadas de los de renta variable. De ahí que esa misión de protección de los inversores asignada básicamente a la SEC, resulte esencial; como han de serlo las relativas a procurar que los mercados sean progresivamente más eficientes, con el fin de que resulte satisfactoria su función en la materialización de la inversión final, en el fortalecimiento del *stock* de las distintas formas de capital de la economía.

Las debilidades de la supervisión fueron particularmente explícitas al conocer los antecedentes de la estafa que protagonizó el broker neoyorquino y expresidente del mercado Nasdaq, Bernard Madoff. La ya importante inquietud generada por ese episodio se vio reforzada al conocer que el artífice del mayor esquema Ponzi de la historia había sido denunciado ante esa institución en varias ocasiones.

Otras instituciones cuestionadas han sido las agencias de calificación crediticia, objeto de futuras regulaciones más estrictas y, en todo caso, muy distantes de la autorregulación. El fortalecimiento técnico de estas entidades, la transparencia de sus métodos y, desde luego, la eliminación de cualquier atisbo de conflicto de intereses, son condiciones de todo punto necesarias para que los mercados financieros canalicen el ahorro sobre una base globalmente eficiente.

### 3. Dificiles perspectivas

Desde hacía años (al menos desde el inicio de la crisis asiática en 1997) sabíamos que las crisis financieras dejaron de ser locales. La que todavía estamos sufriendo lidera esa categoría de *Crisis sin fronteras*. Esta ha conseguido situar al conjunto del sistema financiero global al borde del colapso y al conjunto de la economía mundial en la más pronunciada recesión

desde la Segunda Guerra Mundial. La severidad de la misma es particularmente importante en las economías más avanzadas, la española entre ellas. Esos cada día más marcados perfiles recesivos no facilitan precisamente la normalización en el funcionamiento de los mercados financieros. Al contrario, alimentan el círculo vicioso y prolongan la secuencia de *desapalancamientos* que seguimos observando en los últimos meses de 2008.

Para la definitiva restauración de la funcionalidad de los sistemas financieros será conveniente que se actúe en esos tres frentes ya experimentados en algunos países, y que ahora vuelve a sugerir el FMI (2009): intensificación de la provisión de liquidez, inyecciones de capital y disposición de activos problemáticos, tóxicos. Y esa restauración, aunque comporte esfuerzos financieros públicos adicionales a los ya muy importantes que han realizado algunos gobiernos, es la condición necesaria para que las economías vuelvan a crecer. Que el sistema financiero cumpla con sus funciones y la demanda agregada de las economías no se desplome, lo que es equivalente a decir que no se hunda el empleo, son razonablemente los centros básicos de atención de las autoridades.

Que sea el FMI el que no sólo desde esa perspectiva de la estabilidad financiera internacional, sino igualmente desde la supervisora de los equilibrios macroeconómicos, aliente sin cortapisas el protagonismo de los gobiernos, hasta sugerir la utilización agresiva del gasto público, dice mucho de la severidad con que más de año y medio después sigue manifestándose esta crisis. Avala igualmente la desde hace tiempo reclamada intensificación de la cooperación internacional. Las bases que intentó sentar la reunión del G20 en Washington eran apropiadas, pero aquellos propósitos parecen haberse debilitado con la emergencia de nuevos

rasgos de la crisis, incluidos los que han dado lugar a la no menos inquietante emergencia de amenazas proteccionistas.

Esas reclamaciones del FMI señalan también hasta qué punto ha sido erosionada la confianza en que sean las fuerzas de mercado por sí solas las que corrijan la situación creada. Los mejores mercados libres, los que funcionan, son los que están bien guiados por los reguladores y con buenos supervisores. Vuelve a ser oportuna la advertencia de Paul Samuelson: los sistemas de mercado no regulados acaban destruyéndose a sí mismos. Efectivamente, esta crisis devuelve a un primerísimo lugar la calidad de las instituciones, como tratara de hacerlo también el diagnóstico de la crisis asiática, al conceder carta de naturaleza a ese *crony capitalism* (capitalismo de amiguetes) en el que se fundamentó la inmadurez de la mayoría de las economías en desarrollo. Ahora, el predicamento de las más avanzadas se ha cuestionado precisamente en ámbitos que tienen mucho que ver con la calidad del sistema.

#### Notas

(1) Las referencias bibliográficas que se reseñan al final del artículo constituyen también descripciones de los principales episodios que han jalonado la evolución de la crisis.

#### Referencias bibliográficas

- FMI (2009) FMI, Global Financial Stability Report Market Update, 28 de enero de 2009.
- *Crisis de crédito y nuevo entorno económico*, El País, domingo, 2 de septiembre de 2007.
- *Sofisticación financiera e inestabilidad. Rasgos nuevos en la crisis de las subprime*. Economistas, n° 115: Nuevas Finanzas, febrero 2008 (págs. 6 a 9).
- *Nuevo trauma financiero*, España 2007. Un Balance. Sección "Panorama General". Economistas, Colegio de Economistas de Madrid, abril 2008.
- *Lo financiero y lo real*, El País, domingo, 26 de octubre de 2008.
- *La transparencia como terapia*, El País Negocios, domingo, 16 de noviembre de 2008.
- *A las finanzas no se las puede dejar solas*. El País, domingo, 4 de enero de 2009.

Artículo publicado en el n° 119 (extraordinario) de la revista "Economistas": *España 2008. Un balance*. Marzo de 2009

# Cambio de escenario y de orientación de la política monetaria del euro

**José Luis Malo de Molina**

Director General del Servicio de Estudios del Banco de España

**Resumen:** Este artículo realiza un repaso de la evolución de la política monetaria común a lo largo del año 2008. El agravamiento de la crisis financiera después del verano puso de manifiesto la necesidad a nivel europeo de una respuesta coordinada para apoyar a los sistemas financieros nacionales y de unos nuevos criterios para la conducta de las políticas fiscales y estructurales frente a las tendencias recesivas dominantes. El Banco Central Europeo, por su parte, iniciaría en octubre un proceso de relajación del tono de la política monetaria en un escenario de menores presiones inflacionistas, al tiempo que los problemas de liquidez en el mercado interbancario justificarían un profundo cambio de su marco operativo.

**PALABRAS CLAVE:** Política monetaria, Zona del euro, Turbulencias financieras

El año 2008 ha resultado ser un año excepcional en el desarrollo de la economía mundial, que ha propulsado cambios sin precedentes en

las actuaciones de política económica en todas las áreas. También ha sido el caso de la política monetaria común de la zona del euro. El agravamiento de la crisis financiera y su extensión hasta alcanzar un carácter global han sido factores distorsionantes de primera magnitud.

El ejercicio comenzó marcado por la tensión de requerimientos contradictorios que se derivaban de los sesgos inflacionistas desencadenados por la escalada del precio del petróleo frente a las amenazas contractivas incubadas por la persistencia de las tensiones financieras esparcidas por la ola expansiva de las hipotecas de baja calidad norteamericanas, la sucesiva quiebra de instituciones sistémicamente relevantes, el secamiento de los mercados mayoristas y el vuelco generalizado en la actitud frente al riesgo. La necesidad, por un lado, de evitar un desanclaje de expectativas de inflación a medio y largo plazo —cuando los registros de la misma superaban el 4% y los analistas proyectaban una desviación persistente por encima de valores de referencia para la estabilidad de precios— y, por otro, de aliviar el endurecimiento de las condiciones financieras resultante del enorme aumento de las primas de riesgo y de la restricción en los criterios de concesión de créditos, llevó al Eurosistema a mantener constantes los tipos de interés y a acomodar por procedimientos extraordinarios las abundantes necesidades de liquidez. Éstas emergían como consecuencia de la paralización del mercado interbancario, la absorción de los vehículos de inversión que habían adquirido activos contaminados y la ausencia de flujos de financiación disponibles para hacer frente a los vencimientos de la deuda a corto plazo. Sólo en el mes de julio, cuando los peligros inflacionistas se hicieron más agudos, con riesgos de efectos de segunda vuelta más inminentes, y las tensiones financie-

ras parecían remitir algo sin que se percibieran todavía síntomas de graves efectos sobre la economía real, el BCE decidió subir los tipos un cuarto de punto hasta el 4,25%.

Pero lo peor de la crisis financiera estaba por venir. Durante el mes de agosto, que suele resultar fatídico para este tipo de episodios, no sucedió nada. De hecho, en la conferencia monetaria anual de la Reserva Federal de Jackson Hole, que reúne a los banqueros centrales de todo el mundo a finales de ese mes, se respiraba un ambiente de menor preocupación. Los servicios del BCE, por su parte, prepararon unas previsiones para la reunión de principios de septiembre del Consejo de Gobierno en las que dominaban los peligros de desviación alcista de la inflación y la desaceleración económica del área se mantenía dentro de cotas moderadas y con un carácter transitorio (1).

No obstante, muy pronto se comprobaría que los daños sobre la estabilidad del sistema finan-

ciero norteamericano eran muy superiores a lo que se había dejado entrever. Así, se acumularon en muy poco tiempo graves accidentes en instituciones de dimensión indiscutiblemente sistémica: los grandes bancos de inversión, las agencias gubernamentales de préstamos hipotecarios, la primera aseguradora mundial y la primera caja de ahorros entre otras numerosas instituciones. Con ello se materializaba un escenario que había resultado inimaginable y que representaba la posibilidad del colapso del sistema financiero norteamericano. Los indicadores de riesgo se volvieron a disparar superando todas las cotas de episodios anteriores desmintiendo rotundamente las expectativas de que lo peor de la crisis podía haber pasado ya (véase gráfico 1).

Con ello se entró en una nueva fase en la que la solución caso a caso de los sucesivos episodios de inestabilidad financiera resultaba impracticable y que requería un tratamiento global. El paso del Rubicón vino asociado a la quiebra de

**Gráfico 1: Indicadores de Riesgo  
Índices ITRAXX**



Fuente: Markit

Lehman Brothers, que reveló la dimensión de los riesgos implícitos y desencadenó un rápido contagio a algunos bancos europeos. Los accidentes en instituciones financieras europeas habían sido ya numerosos, pero localizados en algunos países y sin dimensión sistémica relevante. A partir de ese momento, algunos grandes bancos europeos se vieron afectados y necesitaron operaciones urgentes de rescate, y caló en la opinión pública el miedo al derrumbe del sistema financiero europeo. Se había llegado a una situación excepcional imprevista que suponía un cambio drástico de escenario y un grave deterioro adicional de las condiciones financieras que afectaba de manera sectorial a las posibilidades de crecimiento mundial, tanto por el predominio de las tendencias recesivas en prácticamente la totalidad de las economías avanzadas, como por la incapacidad de las economías emergentes, que se había supuesto iban a proporcionar un importante factor de resistencia, para substraerse a esta orientación global. Se alcanzaba así una tercera, y más peligrosa, fase de desarrollo de la crisis financiera, en la que los efectos sobre la economía real se revelaban como profundos y duraderos y donde existía la posibilidad de que las tendencias contractivas globales contribuyesen a realimentar la propia crisis financiera.

Circunstancias tan excepcionales habían de requerir respuestas urgentes y contundentes en el terreno de la estabilidad financiera para evitar la propagación de reacciones en cadena y de espirales de desconfianza y desvalorización que pudieran conducir a un grave colapso.

La capacidad de respuesta de las autoridades nacionales frente a un cambio tan dramático de carácter global, que requería un giro pronunciado de la orientación de las políticas económicas y acciones que desbordan el marco convencional, resultaba muy limitado si no inexistente.

La irrupción de la crisis financiera vino a hacer evidente el desequilibrio que había ido incubando entre la intensidad de los vínculos supranacionales, particularmente en el ámbito financiero, y la debilidad de los mecanismos de coordinación y supervisión a ese mismo nivel. Las autoridades nacionales necesitaban, para poder actuar con la contundencia necesaria, la percha o el paraguas de orientaciones y acciones concertadas a nivel internacional, tal y como señalaba recientemente Trichet (2).

A nivel europeo, tras algunos titubeos iniciales, la respuesta se articuló en la reunión extraordinaria del Eurogrupo del 12 de octubre, en la que se establecieron algunos criterios comunes para la coordinación de las medidas nacionales. Estas medidas iban dirigidas a extender la garantía del seguro de depósitos con el fin de detener los momentos incipientes de retirada de los mismos, abrir la puerta a planes de garantía y financiación extraordinaria de las instituciones financieras y promover la recapitalización, y se encontraban sometidas a algunas reglas que asegurasen la nivelación del terreno de juego y evitasen interferencias proteccionistas para resultar compatibles con el mantenimiento de la competencia. Más adelante se hizo necesario también adoptar nuevas medidas y establecer nuevos criterios para la conducta de las políticas fiscales y estructurales frente a las tendencias recesivas dominantes, que se plasmaron en el Plan Europeo de Reactivación (3).

Dentro de este marco, en el terreno de la política monetaria se planteaban dos tipos de necesidades relativamente diferenciadas, pero interconectadas entre sí. Por un lado, la articulación del suministro de liquidez en condiciones excepcionales y, por otro, el cambio de orientación de la política monetaria en consonancia con la drástica alteración del escenario macroeconómico. Dentro del primer orden de cosas,

se introdujo un cambio muy profundo del marco operativo. Se modificó el sistema tradicional de subastas semanales mediante tipo de interés variable por otro de tipo fijo sin límites de cantidades que abrió la puerta a una plena satisfacción de las necesidades de liquidez de las entidades. Ello suponía la renuncia a cualquier control de las cantidades y la plena sustitución del papel que un mercado interbancario paralizado había dejado de desempeñar. Paralelamente, se extendieron los plazos a los que se suministraba la liquidez hasta los seis meses y se ampliaron considerablemente las cantidades asignadas y el número de subastas a medio plazo. La ampliación se llevó al ofrecimiento de liquidez en divisas distintas de la propia moneda para satisfacer la necesidad de dólares y francos suizos de algunos bancos europeos. Y, finalmente, los requisitos para la definición del colateral elegible para obtener fondos del Eurosistema se flexibilizó de manera excepcional mientras puedan durar las tensiones financieras (4).

La parte más sustancial del cambio de orientación tuvo que ver con la drástica modificación del escenario de crecimiento y las perspectivas de inflación en el área del euro, tal y como se puso de manifiesto en la revisión de las proyecciones del Eurosistema que se publicaron con motivo de la reunión del Consejo de Gobierno del BCE del 4 de diciembre en Bruselas en la que se decidió una bajada de tipos de interés de 75 puntos básicos. Esta caída fue la más intensa desde el inicio de la Unión Monetaria y la tercera desde que el día 8 de octubre se iniciara el cambio del tono de la política monetaria con la primera bajada de tipos de interés concertada de la historia entre todos los grandes bancos centrales de los países avanzados. A este primer recorte de medio punto le siguió otro de la misma cuantía a principios de noviembre. En total se redujeron los tipos en 175 puntos básicos en el espacio de poco más de mes y medio (véase gráfico 2).

En menos de tres meses las perspectivas se habían modificado sustancialmente hasta el punto de prever un escenario de recesión en el

**Gráfico 2: Tipos de interés de la zona del euro.  
EONIA y tipos de interés del BCE**



Fuente: Banco Central Europeo

**Cuadro 1. Punto medio del intervalo de previsiones del eurosistema**

		2008	2009
PIB	Septiembre 2008	1.4	1.2
	Diciembre 2008	1.0	-0.5
	Variación	-0.4	-1.7
INFLACIÓN	Septiembre 2008	3.5	2.6
	Diciembre 2008	3.3	1.4
	Variación	-0.2	-1.2

área con una posibilidad de débil recuperación sólo a lo largo de 2010 y unas proyecciones de inflación que recogían una rápida corrección de la desviación alcista de meses anteriores y una reconducción hacia tasas compatibles con la estabilidad de los precios a lo largo de todo el horizonte de previsión (véase cuadro 1). Todo ello rodeado, además, de grandes incertidumbres, dada la enorme dificultad de los modelos disponibles de previsión para captar y proyectar fenómenos de naturaleza tan extraordinaria como los que se estaban viviendo y dada, sobre todo, la pobreza con la que dichos modelos recogen la influencia de restricciones de carácter financiero en el comportamiento de las economías. La construcción de escenarios suficientemente verosímiles en los que basar la

adopción de decisiones de política monetaria descansa de forma determinante en el juicio de los analistas con unos márgenes de error muy superiores a los habituales. Con todo, los riesgos de desviación se identificaban claramente en la dirección de menor crecimiento y menor inflación.

La necesidad de una relajación sustancial y relativamente rápida de la política monetaria se encontraba, además, avalada por la distorsión en los mecanismos de transmisión de la misma que se había producido como consecuencia de la parálisis de los mercados monetarios -que en circunstancias normales constituye el primer eslabón de la cadena-, y del aumento persistente de las primas de riesgo que repercuten sobre los costes financieros finalmente soportados por las empresas y las familias. La mejor ilustración de dicha distorsión se encuentra en el persistente diferencial entre el tipo EURIBOR a un año y el tipo EONIA al mismo plazo, que se mantenía en máximos desconocidos de 225 puntos básicos, a pesar de la relajación monetaria y de las medidas excepcionales de financiación, garantía, recapitalización y rescate adoptadas (véase gráfico 3). Un hecho que revela la

**Gráfico 3: Diferencial EURIBOR-EONIA a un año**



Fuente: Banco Central Europeo y Datastream

elevación de los riesgos de crédito percibidos y sugiere que el tono efectivo de la política monetaria era más estricto del que se derivaría del nivel del tipo básico de intervención.

Los profundos cambios de orientación e instrumentación de la política monetaria del Eurosistema reflejan un gran esfuerzo de adaptación frente a la aparición de retos de naturaleza y alcance desconocido e imprevisto. La crisis financiera, entre otras cosas, ha desdibujado la línea divisoria entre la estabilidad macroeconómica y financiera. Ambos objetivos pueden diferenciarse con claridad en circunstancias normales y permiten definir la especialización respectiva de los instrumentos de política monetaria de aquellos de supervisión prudencial, en la confianza, además, de que las acciones en ambos terrenos son convergentes a medio y largo plazo. Lo que es apropiado para la estabilidad de los precios, lo es también para la estabilidad financiera y sin estabilidad financiera no es posible alcanzar la estabilidad de precios. Pero cuando existen graves tensiones financieras no cabe hacer una distinción tan nítida, entre otras razones porque la propia transmisión de la política monetaria depende del funcionamiento fluido de los mercados. En estas circunstancias, el objetivo de la estabilidad de los precios obliga al banco central a tomar muy en consideración las implicaciones de estabilidad financiera a la hora de elaborar y modular sus decisiones, si bien su margen de influencia y maniobra puede ser limitado, pues no está en sus manos modificar la actitud frente al riesgo y las expectativas de los intermediarios financieros que subyacen al incremento de primas y al proceso de desapalancamiento generadores de dichas tensiones.

La forma en la que los distintos bancos centrales han reaccionado frente a la crisis financiera se ha diferenciado en función del marco ins-

titucional de partida y de su propia estrategia de estabilidad. El Banco Central Europeo ha podido explotar las ventajas que le proporcionaba un marco operativo particularmente flexible –aunque, como todos, ha tenido que recurrir a procedimientos excepcionales o no convencionales- y explorar nuevos terrenos para adaptar su concepto estratégico a unas circunstancias especialmente turbulentas, sin perder el capital reputacional que le suministra su preferencia por el mantenimiento de un curso estable y una firme orientación a medio plazo.

#### Notas:

- (1) Véase Banco Central Europeo, 2008.
- (2) Véase Trichet, 2008a.
- (3) Véase Comisión Europea, 2008.
- (4) Véase Trichet, 2008b.

#### Referencias:

- Banco Central Europeo (2008). *Economic and Monetary Developments*, Monthly Bulletin, septiembre de 2008. <http://www.ecb.de/pub/pdf/mobu/mb200809en.pdf>
- Comisión Europea (2008). *A European Economic Recovery Plan*, Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo, Bruselas, 26 de noviembre. [http://ec.europa.eu/commission\\_barroso/president/pdf/Comm\\_20081126.pdf](http://ec.europa.eu/commission_barroso/president/pdf/Comm_20081126.pdf)
- Trichet J.C. (2008a). Discurso en el Hearing at the Economic and Monetary Affairs Committee of the European Parliament, Bruselas, 8 de diciembre. [http://www.ecb.de/press/key/date/2008/html/sp081208\\_1.en.html](http://www.ecb.de/press/key/date/2008/html/sp081208_1.en.html)
- Trichet J.C. (2008b). *Remarks on the financial turmoil*, Discurso en la British Bankers Association's Annual Reception, Bruselas, 8 de diciembre. [http://www.ecb.de/press/key/date/2008/html/sp081208\\_2.en.html](http://www.ecb.de/press/key/date/2008/html/sp081208_2.en.html)

Artículo publicado en el nº 119 (extraordinario) de la revista "Economistas": *España 2008. Un balance*. Marzo de 2009.

# Perspectiva europea y española de la energía

**José Sierra**

Consejero de la CNE

**Abstract:** Este trabajo analiza el papel que ha jugado la energía en la construcción europea y se investigan las dificultades y obstáculos que se oponen a la existencia de una auténtica política paneuropea de la energía. En este sentido, se pasa revista a las diferentes iniciativas de trascendencia energética tomadas por la Unión Europea desde su creación, analizando las razones explicativas y los obstáculos que han impedido la puesta en marcha de una verdadera política europea de la energía. Se examina asimismo la influencia que las citadas iniciativas comunitarias han tenido en la política energética española..

**PALABRAS CLAVE:** Unión Europea, energía y regulación.

Este trabajo se centra en la dimensión europea de la energía. En particular, se analiza el papel que le ha correspondido, hasta ahora, a la energía en la construcción europea y se investigan las dificultades y obstáculos que se oponen a la existencia de una auténtica política paneuropea de la energía. Finalmente, se examina la influencia que la entrada en 1986 en la UE ha tenido en las políticas energéticas españolas.

En consecuencia, este trabajo se estructura en tres capítulos que corresponden a esas cuestiones. Se ha preferido referirse a perspectiva europea de la energía más que a política o políticas energéticas pues se puede decir que éstas no existen realmente para la UE, ni formal ni materialmente, como se pondrá de manifiesto.

Por el contrario, sí existen una serie de políticas de la UE –p.e. competencia, mercado interior, medioambiente, escasez de materias primas, entre otras– con influencia indirecta, pero decisiva, en la energía y en las políticas energéticas.

Hay que tener en cuenta las diferentes actitudes y competencias de la Comisión Europea (CE), del Parlamento Europeo (PE), y del Consejo respecto a la energía. La actitud de la CE es decididamente a favor de una política energética europea, como lo prueba el notable número de libros verdes, blancos, comunicaciones y propuestas de Directivas en este sentido, de los que sólo se mencionarán algunos. El PE con frecuencia apoya a la CE pero, vaya por delante, que la actitud del Consejo, la más decisiva, es enormemente restrictiva, particularmente en lo que se refiere en otorgar poderes a la UE y a la CE, en concreto, en temas de políticas de seguridad energética.

En definitiva, como se acostumbra a decir en la CE, “la Comisión propone y el Consejo dispone”, por lo que realmente cuenta, lo que tiene fuerza legal y representa la voluntad política de la mayoría de los Estados de la UE, son aquellas Directivas, Reglamentos, Decisiones o Programas que han sido aprobados por el Consejo, por unanimidad, o por mayoría cualificada mediante el procedimiento de codecisión con el PE. A esas normas se referirá primordialmente este trabajo.

## **I. Principales iniciativas de la UE de trascendencia energética**

### **I.1. Periodos**

En relación con el contexto energético y las iniciativas de la UE, es útil distinguir cuatro periodos:

1er periodo (1952-1973): Va de los tratados CECA (1952) y EURATOM (1958), a los que no cabe atribuir motivación energética, hasta las crisis de petróleo de los setenta. Hace medio siglo, en la segunda mitad de los años cincuenta, la mayor parte de la industria energética europea había sido nacionalizada, tras la Segunda Guerra Mundial, y el carbón representaba todavía más del 50% del aprovisionamiento energético, aunque el petróleo –dominado entonces por compañías americanas y europeas– le iba comiendo el terreno, suponiendo el aproximarse a la década de los 70 más del 60% del abastecimiento energético de la Comunidad Europea, y más del 70% del de la española.

Por otra parte, se impulsaba el desarrollo de la energía nuclear, particularmente en atención a la penuria de recursos europeos de petróleo, pues no se habían puesto en explotación todavía (1973) los yacimientos del mar del Norte. A su vez, habían comenzado las nacionalizaciones de las producciones en los países agrupados en torno a la OPEP (1960) y a la OPAEP (1968), y en 1956 Egipto había nacionalizado el Canal de Suez, gran ruta petrolera.

2º periodo (1973-1985): Las crisis de petróleo, hasta 1985.

3er periodo (1985-2003): España entra en la UE (1986). La energía es abundante y barata. Las prioridades en la UE son el mercado inte-

rior de la energía y la protección del medioambiente y del clima.

4º periodo: Desde 2003, con la vuelta de los altos precios y las preocupaciones por la seguridad además de por el mercado y el clima. De nuevo, aunque el repunte comenzó en el año 2000, nos encontramos en una situación de precios altos de la energía que –hay que destacarlo– nadie había pronosticado. Hemos heredado del periodo anterior en el que, de hecho, se habría considerado, en general, que la mejor política energética consistía en no tenerla, un estado de la seguridad estratégica –la de medio y largo plazo– que se está degradando a nivel general, al de la UE y al de España.

### **I.2. Conclusiones**

Del análisis realizado, se pueden destacar algunas conclusiones:

1. La energía nunca ha sido –salvo ocasionalmente– una auténtica prioridad política en la UE, ni para el Consejo y el PE y, ni siquiera, para la CE, a pesar del apoyo continuado de ésta a una política energética europea plasmada en los Tratados.
2. Sin embargo, cabe destacar la capacidad de decisión y la eficacia de que se hizo gala en las crisis de los setenta yéndose más allá de lo previsto en los Tratados:
  - Aprobación de Directivas sobre reservas estratégicas de petróleo (1968, 1973).
  - Formulación mediante Resoluciones unánimes del Consejo (1974, 1980, 1986) de objetivos concretos de política energética, entrándose en el papel de las diversas fuentes energéticas (“mix”), “sancta sanctorum” de las competencias de los Esta-

dos; éste fue un auténtico embrión de política energética de la UE. Se trataba de reducir la intensidad energética, de rebajar la participación del petróleo hasta un 40% del suministro de energía primaria, de promover a estos efectos el uso del carbón y de la energía nuclear para que representaran el 75% de la generación de energía eléctrica, de fomentar el uso de las energías nuevas y renovables, en fin, de diversificar las fuentes de los suministros.

- Prohibición de la utilización de los productos petrolíferos y del gas natural en la generación de energía eléctrica (1975).
- Creación en la OCDE de la Agencia Internacional de la Energía (1974). Sin duda, la creación de la AIE fue un acierto, entre otras razones porque, estando presentes en ella los EE.UU., Japón y los países de la Comunidad Europea, ponía en común, de cara a la OPEP, una formidable capacidad de compra y almacenamiento de petróleo. Sin embargo, tendría un efecto negativo en relación con el papel que podría jugar la CE en política energética, pues algunos Estados —p.e. el Reino Unido y Alemania (Francia no era miembro), para satisfacción de los EE.UU.— se escudaban, para no aceptarlo, en que los temas de seguridad y de cooperación internacional energética ya estaban cubiertos por la AIE.
- Por diversas razones, estas políticas se vieron coronadas por el éxito, de forma que a mediados de la década de los ochenta, el petróleo solamente representaba el 40% del abastecimiento, como en la actualidad, no alcanzándose el nivel de consumo de 1973, en valores absolutos, de los países de la OCDE, hasta el año 2000; por su

parte, la intensidad energética se reducía en el periodo considerado, un 2% anual.

3. Pero estas iniciativas energéticas fueron coyunturales. Múltiples causas —contracción de la demanda, derrumbe de los precios energéticos (1982, 1985), indisciplina de la OPEP, sobrecapacidad de los sistemas, ralentización de la energía nuclear, nuevas tecnologías— propiciaron la política de liberalización de los mercados y con ella la comunitarización de las medidas y costes medioambientales. Se abandonaron los objetivos de política energética y se abolieron las Directivas que limitaban el uso de los productos petrolíferos (1996) y del gas natural (1991) —basta un decenio para olvidar. Por otra parte, fue ganando terreno la preocupación por el cambio climático, de gran dimensión energética. Se entendía que un mercado interior realmente integrado en el que se compartieran las capacidades de reserva y la diversificación de los suministros, era la mejor contribución posible a la seguridad, y tanto más cuanto este modelo se pudiera exportar a otras áreas. Hasta principios de este siglo, los precios del petróleo se mantuvieron, de media, por debajo de 20\$/barril —objetivo buscado por productores y consumidores como razonable y estable— sólo alterados circunstancialmente, en mayor o menor medida, por las guerras del Golfo Pérsico o por las crisis financieras en Asia.

Las nuevas prioridades —mercado interior, medioambiente, cambio climático— quedaron integradas explícitamente en los Tratados. Durante el largo periodo 1985-2003 han sido muy numerosas las iniciativas normativas inspiradas por las políticas del mercado interior y del medio ambiente, algunas de ellas de clara dimensión energé-

tica (Directivas sobre energías renovables, cogeneración, rendimiento energético de los edificios, biocombustibles, seguridad, etc.). También fue muy notable la actividad de la UE, y de la CE en particular, en relación con las tecnologías energéticas y con la cooperación internacional en materia de energía.

4. En la actualidad, nos encontramos con problemas en los tres frentes principales: precios altos y degradación de la seguridad, difícil progreso en los temas climáticos, y liberalización e integración de los mercados escasa y más legal, teórica, que real. En este contexto adquieren particular relevancia los planteamientos del Consejo Europeo y de la CE en relación con lo que se ha denominado “Política energética y climática integrada”. Se trata de pasos positivos, pero: ¿suficientes?

En temas ambientales se fijan objetivos globales concretos, y ambiciosos, en relación con las emisiones, la eficiencia energética, las energías renovables, los biocombustibles. ¿Son viables?

Parece muy acertado el lanzamiento de un plan estratégico europeo de tecnologías energéticas, pero resulta decepcionante que el Consejo no entre en el tema nuclear, pues debería ser un asunto más europeo que nacional, ya que sus beneficios y riesgos nos afectan a todos.

Por lo que se refiere a la seguridad y a la política exterior energética, los planteamientos son algo vagos. La seguridad se ve más en clave de crisis y nacional que comunitaria, y aunque se establecen prioridades acertadas para hablar con “una voz común”, no se aclara el alcance legal y práctico de esa expresión.

En cuanto al mercado interior de la energía, las propuestas orientadas a la integración de los mercados son, sin duda, positivas. No se ha logrado imponer la separación efectiva –de la propiedad– de cara a la neutralidad de los gestores de las redes de transporte, por las presiones de Francia y Alemania; exigencias similares, y otras limitaciones, se pretenden aplicar también a las empresas no radicadas en la UE, como podría ser el caso de Gazprom y Sonatrach. Se echa, sin embargo, en falta medidas europeas que garanticen el desarrollo de las interconexiones y que corrijan la supervivencia de estructuras industriales y de mercado, no pro-competitivas, monopolistas u oligopolistas.

5. Otra conclusión general importante es la incapacidad para prever los acontecimientos que más decisivamente han afectado al sector energético: problemas geopolíticos, subidas y bajadas no pronosticadas de los precios de petróleo, Tchernobyl, efecto invernadero. Hemos asistido al esplendor, ocaso, y a veces retorno de la mayoría de las fuentes energéticas: carbón; petróleo; energía nuclear y, otra vez, carbón; después gas natural y renovables y, ahora, previsiblemente, de nuevo, energía nuclear además. Ambas consideraciones deben llevar a concluir que hay que estar preparados para convivir con lo inesperado y practicar políticas prudentes y flexibles, manteniendo vivas todas las opciones energéticas y estructuras de aprovisionamiento diversificadas y equilibradas.

## **II. Obstáculos a una política común europea de la energía**

El primer obstáculo es formal, pero refleja la voluntad de los Estados: la energía como tal no era objeto de los Tratados. Aquéllos mantienen

la competencia exclusiva sobre la selección y estructura de las fuentes/tecnologías energéticas, sobre el mix de energía primaria y eléctrica. ¿Es posible diseñar una política energética de la UE sin pronunciarse sobre el papel de las fuentes energéticas (hidrocarburos, carbón, nuclear, renovables)?

Por otra parte, la UE tiene competencias sobre políticas que afectan, indirecta, pero decisivamente, a la energía: entre otras, medioambiente, escasez de materias primas, mercado interior, competencia y libre circulación de capitales. No deja de ser sorprendente que para legislar sobre eficiencia energética y energías renovables —por unanimidad, con permiso de los Estados— haya que recurrir a las bases jurídicas del medioambiente, o para hacerlo sobre seguridad de abastecimiento se tenga que utilizar la armonización de legislaciones nacionales en relación con el mercado interior.

El nuevo Tratado de Lisboa dará un paso positivo importante al incluir la energía entre los temas en los que hay competencia compartida entre la UE y los Estados, pero subsiste la exclusividad nacional en relación con el mix.

El problema de fondo que parece imposibilitar que exista una política energética y de seguridad común es la coexistencia, en conflicto, de dos modelos energéticos para las energías de redes. El “nacionalista”, clásico, basado en la seguridad nacional y, en consecuencia, en cierto aislamiento, en campeones nacionales y en relaciones bilaterales internacionales privilegiadas. El otro, es el “liberal”, que se apoya en la seguridad colectiva, mediante la competencia e integración de los mercados y las relaciones internacionales multilaterales.

Nos encontramos en un círculo vicioso: difícilmente puede haber un mercado interior y una

política energética común sin una seguridad común, pero, por otra parte ¿está madura la UE para esa seguridad común que implica la gestión conjunta de los sistemas energéticos y una política exterior energética común?

Este conflicto latente pone de manifiesto otras debilidades: en primer lugar, sin interconexiones físicas suficientes no puede haber ni mercado interior, ni política energética común; además la práctica del derecho de la competencia permite, de hecho, la persistencia o reforzamiento de los cuasi-monopolios heredados del pasado; y la libre circulación de capitales, aunque no circule la energía, conlleva la libre circulación de campeones nacionales, algunos de ellos con obligadas servidumbres de aprovisionamiento en sus países de origen que difícilmente se compadecen con un mercado interior. Los Tratados permiten hacer excepciones a la libre circulación por seguridad pública, pero éstas no están reguladas ni se aceptan por la CE, conduciendo a conflictos ante el Tribunal de Justicia de Luxemburgo.

Parece que, por la vía de los hechos consumados, nos dirigimos a un sistema energético europeo dominado por un oligopolio de campeones nacionales/europeos, en detrimento de la competencia y cierta prevalencia de los intereses nacionales sobre los europeos.

### **III. La UE y las políticas energéticas españolas**

Antes de su entrada en la AIE (1974), y en particular a partir de ella, España siguió políticas similares a las de los países de las Comunidades. Cuando se produce la adhesión a éstas, por una parte, los sectores más afectados fueron los ya liberalizados, petróleo y carbón, y, por otra, todos tuvieron que adaptarse a normas muy estrictas de protección medioambiental.

### III.1. La seguridad de los abastecimientos

La pertenencia a la UE no ha contribuido a mejorar significativamente la seguridad de abastecimiento, ya que, por lo que se refiere al petróleo, los mecanismos de seguridad de la UE son similares a los de la AIE, y en cuanto a la electricidad y al gas natural –cuya participación creciente incrementa la vulnerabilidad– España no se puede beneficiar de la solidaridad europea y del gran mercado, al estar prácticamente aislada físicamente por insuficiencia de interconexiones. El desarrollo de éstas con Francia y Portugal sigue siendo una de las prioridades estratégicas de España en la UE.

En consecuencia, hoy por hoy, hay que concluir que los planteamientos de seguridad han de ser básicamente nacionales y que, en este sentido, la política española se está preocupando eficazmente de la seguridad (planificación de redes, gestores independientes de los sistemas, pagos de garantía de potencia, diversificación de suministros y obligación de reservas estratégicas de gas natural). El mayor reto pendiente, además de las interconexiones, es incrementar los almacenamientos que alberguen las existencias de seguridad de gas natural.

La libre circulación de capitales no puramente mercantiles y las concentraciones están creando amenazas a la seguridad y al mercado. Se trata de un tema muy difícil en el que la actitud española ha sido titubeante entre favorecer campeones nacionales o limitarlos por criterios de competencia y/o aplicar una regulación específica. En el futuro, las concentraciones potenciales importantes en España escapan a las autoridades de competencia españolas, y el único camino viable será, en paralelo con la negociación política al más alto nivel, probablemente el de la regulación general, y rigurosa, de condiciones ex-ante y ex-post, tratando

de consensuar un planteamiento práctico con la CE y otros Estados con problemas similares y, en su caso, recurriendo al Tribunal de Justicia de Luxemburgo.

Ciertamente, por otra parte, en la medida que se es miembro de la UE se contribuye positivamente a la seguridad a través de las relaciones internacionales de ésta. Como se ha señalado en otras ponencias, mayor atención al Mediterráneo, Oriente Medio y África Occidental son políticas obligadas.

En conclusión, y entre otras razones, por su aislamiento energético en electricidad y gas natural, España precisa de una política de seguridad explícita dentro de una política global energética definida y pública, en la que las interconexiones deben seguir siendo un objetivo prioritario. En ella se debe abordar, a la vista del contexto europeo en relación con el mercado interior y el cambio climático, el futuro a plazo de las diversas fuentes energéticas. Parece que este debe pasar, desde la perspectiva de seguridad, por disponer de una cuota de energía nuclear similar a la media europea, por desarrollar, al máximo razonable, las energías renovables, controlar la dependencia del gas natural y facilitar la supervivencia del uso del carbón en condiciones climáticas aceptables

### III.2. La protección del medioambiente y el cambio climático

En esta área las políticas comunitarias están teniendo un gran impacto en el sector energético español. Se están teniendo dificultades para cumplir el compromiso nacional con el Protocolo de Kyoto, quizás por cierto voluntarismo en la negociación y, con seguridad, por qué el consumo de energía, y las emisiones de CO<sub>2</sub>, han crecido a tasas más elevadas que las previstas.

En todo caso, los criterios seguidos para el reparto de la carga fueron muy discutibles. La experiencia adquirida se está aprovechando de cara a la próxima revisión del comercio de emisiones y a la negociación de los repartos de carga en relación con los objetivos de reducción de emisiones, de participación de energías renovables y de mejora de la eficiencia energética.

Siguiendo el marco comunitario, el desarrollo de las energías renovables está siendo espectacular en España. La eficiencia energética es todavía una asignatura pendiente, aunque hay signos alentadores en el sentido de decrecimiento de cambio de la tendencia. En definitiva, hay que destacar la importancia de diseñar una estrategia adecuada del mix energético que tenga en cuenta los aspectos del coste y seguridad y sea eficaz en relación con las emisiones; como se ha puesto de manifiesto en el epígrafe anterior, al lado de las energías renovables, resulta crucial la estrategia positiva a seguir con la energía nuclear y con el carbón, desde esta perspectiva.

### **III.3. El mercado europeo interior de la energía**

En primer lugar, hay que destacar que la adaptación del monopolio de petróleos al mercado, 1985-1992, se hizo de manera eficiente. También han sido importantes las reestructuraciones de las producciones domésticas de carbón.

Por lo que se refiere a los sectores de electricidad y de gas natural, solamente cabe referirse a la introducción de competencia, a la liberalización de los mismos, en ausencia de interconexiones que permitan la integración en el mercado interior europeo.

Son múltiples los pasos positivos que se han dado en el sector eléctrico español, en general yendo más allá de lo previsto en las Directivas. Sin embargo se ha mantenido un sistema de tarifa regulada que no reconocía, a corto plazo, los precios reales del mercado, dificultando el desarrollo del mercado liberalizado, dando señales de precios erróneas al consumidor, y creando inseguridad en el sistema; este problema está en vías de solución. Quizás, además de la imposición de criterios políticos y macroeconómicos, haya que buscar la causa en una posible desconfianza latente en el funcionamiento en competencia real del sector, por la estructura empresarial del mismo; es importante salir de este círculo pernicioso, objetivando y corrigiendo las disfunciones si existieran, pero restableciendo el clima de confianza. De nuevo hay que resaltar la importancia de las interconexiones para introducir más competencia: la creación del MIBEL es también un paso positivo.

En cuanto al gas natural, también se fue más allá de las Directivas en su transposición. La situación de partida era difícil, pues había un operador dominante cuya participación ha quedado reducida a la mitad; se ha logrado, además, una liberalización casi total del sector. El desarrollo de la competencia se ha visto favorecido, entre otras razones por: la duplicación de la demanda en 6 años; la progresiva independencia del gestor del sistema; la diversificación de los suministros entre 7 aprovisionadores significativos gracias a 5 plantas de GNL (2 más en construcción); implantación de un sistema aditivo de tarifas que refleja los costes reales; y la participación de las empresas eléctricas como competidoras de entidad.

Hacia el futuro, cabe señalar algunas prioridades: ampliación de las interconexiones con Francia y posible funcionamiento, en parte,

como país de tránsito; aumento de los almacenamientos de seguridad y operativos; creación del mercado ibérico MIBGAS; y creación de mercados secundarios de gas y de capacidad y con ellos de un centro de comercio (hub) que facilite señales de precios al sistema.

#### **IV. Conclusión general**

A la vista de lo expuesto, cabe concluir que no es probable que exista una auténtica política energética europea en un futuro próximo. Sin embargo, las iniciativas energéticas europeas afectan decisivamente al diseño de la política energética española, con oportunidades y con riesgos.

Si bien la materialización de una política europea que abordara en común no solamente los temas medioambientales y de mercado interior, sino también los de seguridad, sería altamente beneficiosa, hoy por hoy, y en su perspectiva,

no se pueden descuidar algunos frentes. En particular, deben merecer especial atención, en la actualidad, la política de seguridad, predominantemente nacional, y las asimetrías existentes en relación con la libre circulación de capitales y las concentraciones empresariales.

España, mientras tanto, precisa de una política energética explícita, en la que, entre otros aspectos, se contemplen, a diversos plazos, los objetivos del “mix” energético, en el que deberían potenciarse, además de las energía renovables, la energía nuclear y el carbón, en condiciones climáticas aceptables, y controla la utilización del gas natural. Esta política debe incluir la estrategia general y de detalle de España en la UE.

Artículo publicado en el nº 57 de la “Revista Económica de Catalunya”.

# El sector eléctrico en España

**Pedro Rivero Torre\***

Presidente de UNESA

**Abstract:** La situación actual del sector eléctrico no se puede entender sin tener en cuenta los avatares históricos que han condicionado el devenir del sector eléctrico a España. En este sentido, el presente trabajo toma como punto de partida la década de los años ochenta, momento clave para la industria eléctrica española, dados los graves problemas económicos por los cuales pasó el sector y que requirieron de drásticas decisiones gubernamentales y de acuerdos entre las empresas eléctricas y la Administración Pública para llevarlas a cabo. No es posible tampoco entender la situación actual del sector eléctrico sin tener en cuenta el proceso de liberalización iniciado en la década de los años noventa y que culminó con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Los contenidos e impactos de este proceso liberalizador así como los principios rectores del nuevo modelo regulatorio son abordados en el presente artículo, sin olvidar los retos derivados del actual proceso de creación de un mercado único de la energía a nivel europeo.

**PALABRAS CLAVE:** sector eléctrico, liberalización y mercado único.

## 1. Antecedentes: los efectos de las crisis de los 80'

Como a lo largo de muchas décadas, la industria eléctrica española sigue siendo el comodín de la política energética de nuestro país, la pieza que, en general, a costa de grandes esfuerzos inversores, permite modificar, en las proporciones en que esto es posible, la estructura del abastecimiento de energía primaria a tenor de factores de orden económico o medioambiental. Y lo es por la posibilidad de que este vector energético final que constituye la energía eléctrica, sea producido a partir de prácticamente cualquier energía primaria.

La trascendencia de este aspecto determina en gran medida la evolución histórica de la industria eléctrica e nos ilustra elocuentemente sobre las causas de sus avatares regulatorios y financieros. Ese papel instrumental en la política energética nacional es bien patente en cada momento y sobre todo en épocas muy concretas de elevación de los precios de algunos combustibles importados, en las que hay que hacer frente a desafíos de gran envergadura que trascienden el ámbito del sector eléctrico y afectan al conjunto de la economía nacional.

Este aspecto estratégico de la industria eléctrica no es, en general, suficientemente reconocido y por no remontarnos a épocas muy lejanas, podemos identificar determinados períodos que han condicionado muy decisivamente la evolución de la industria eléctrica española, desde las primeras crisis petrolíferas hasta nuestros días.

\* Con la colaboración de Antonio López de Sebastián

En tal sentido, un punto de partida muy significativo que explica gran parte de la evolución posterior de nuestra industria eléctrica, lo constituyen los graves problemas a los que tuvo que hacer frente el Sector Eléctrico Español cuando, en los años 80, la crisis petrolífera y la consiguiente crisis económica internacional, determinaron drásticas decisiones gubernamentales de política energética que requirieron acuerdos entre las Empresas eléctricas y la Administración para ser llevadas a cabo.

El objetivo central en aquel momento era la sustitución del petróleo de los balances energéticos. Es decir, la modificación de la estructura del parque generador, a costa de fuertes inversiones, que hicieran posible el uso masivo de otros combustibles alternativos y en particular, en aquel momento, del carbón, tanto nacional como importado.

Inversiones que la industria eléctrica española hubo de realizar en un contexto poco favorable, con altas tasas de inflación, superiores a dos dígitos, un mercado interior de capitales muy débil y la consiguiente necesidad de endeudarse en monedas extranjeras más fuertes y sometidas las Empresas a pérdidas por diferencias de cambio debidas a sucesivas devaluaciones.

Las actuaciones llevadas a cabo se contemplaban en un primer Protocolo suscrito por las empresas eléctricas y el Gobierno en 1983 que hizo posible que el consumo de fuel-oil en la generación eléctrica pasase del 27% en 1982, al 6% en 1986, mediante la ejecución del Plan Acelerado del Carbón con 5.000 MW nuevos, en gran medida con carbón nacional y por tanto, con importantes efectos sobre el sector de la minería, la incorporación del gas natural a las centrales de fuel oil y la finalización de la construcción de las centrales nucleares ya iniciadas y no sujetas a moratoria.

La magnitud del esfuerzo financiero, con inversiones en obra en curso que para algunas empresas era del orden del 100% de su cifra de negocios, fue el origen de notables desequilibrios económicos y financieros en el Sector Eléctrico que condicionaron la evolución futura de éste.

A esta luz hay que ver algunos hechos y actuaciones administrativas y regulatorias de gran importancia, demostrativas algunas de ellas de ese esfuerzo que rozó aquellos años lo insostenible –por ejemplo, la modificación del Plan Contable del Sector Eléctrico que pasó a permitir la activación de los intereses de la obra en curso, y evitó así, al menos en sus efectos contables, elevar las tarifas para recuperar en cada ejercicio dichos costes. En otros casos se hicieron importantes cesiones de hecho por parte de la Industria Eléctrica que permitieran aligerar la carga financiera e ingresos o ceses de obligaciones económicas. Otro hecho importante fue la moratoria nuclear que establecida como objetivo político, afectó a inversiones en curso por valor de 3.300 millones de euros, a la nacionalización de la Red de Transporte mediante la creación de Red Eléctrica de España (REE) que adquirió la mayoría de las instalaciones de transporte propiedad de las Empresas, la cancelación del Contrato ENDESA-Grupo de Empresas lo que hizo posible la entrada de ENDESA, por primera vez, en el negocio de la Distribución y la Comercialización, el intercambio de activos entre Empresas pactado entre ellas, bajo el visto bueno de la Administración y el arbitraje de UNESA, que implicó intercambios por más de 5000 millones de euros y finalmente, la adquisición por ENDESA de las empresas que se encontraban en situación financiera más desequilibrada: Sevillana, FECSA, ENHER y Viesgo.

La culminación del proceso lo constituye la entrada en vigor del Marco Legal Estable en el Real Decreto 1538/1987, cuyo objetivo era “proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica”.

El Marco Legal Estable constituyó la pieza central que definió la regulación del sector eléctrico entre 1988 y 1997, año en el que se promulga el nuevo modelo industrial liberalizado vigente en la actualidad. A esta fecha se llega con una estructura de la industria eléctrica resultante de las medidas de ajuste financiero y cesión de activos y derechos por las empresas eléctricas que hemos descrito anteriormente a lo que cabe añadir, como actuación posterior más importante, la privatización de ENDESA, el grupo surgido del proceso de ajuste financiero que fué necesario llevar a cabo para paliar las consecuencias financieras del enorme esfuerzo inversor llevado a cabo por la industria eléctrica española en las décadas de los 80 y mitad de los 90, bajo el imperativo de necesidades económicas nacionales.

## **2. El Proceso de Liberalización de la Industria Eléctrica**

Ya a comienzos de la década de los 90 del pasado siglo, tras la primera fase de privatización de la industria eléctrica del Reino Unido y tras el arranque de los primeros mercados organizados de electricidad, surge imparable un fenómeno de vastas consecuencias en el que el viejo modelo industrial de la industria eléctrica, que databa en muchos países de comienzos del siglo pasado, es sustituido por otro de opuestos fundamentos conceptuales. De las antiguas franquicias territoriales de suministro exclusivo, servidas por empresas eléctricas verticalmente integradas, se pasa a un modelo de industria eléctrica liberalizada en la que se

abren los mercados a la competencia entre los distintos agentes ofertantes y se promueven mecanismos de mercado como medio más directo de mejorar la eficiencia de la industria y reducir los precios de la electricidad.

Naturalmente, este hecho, dada su envergadura, ha reclamado explicaciones sobre su origen y desarrollo y como siempre el lenguaje aporta un inventario de propuestas, tanto más copioso cuanto aparentemente más complejo es el origen del cambio. Se habla de “cambio de paradigma”, lo cual equivale a no explicar nada, así que como punto de arranque y eludiendo los eufemismos al uso, nos acogeremos, en primer lugar, a una hipótesis bastante extrema sostenida por no pocos observadores: la sospecha que se tenía ya a finales de los setenta, en algunos medios al otro lado del Atlántico de que las “power utilities” verticalmente integradas, se habían convertido en unas estructuras rígidas y pesadas que sí bien habían prestado a plena satisfacción el servicio de suministro eléctrico durante más de ochenta años, no eran ya necesarias para dar inercia y solidez financiera a los programas nucleares, entonces sujetos ya a moratoria en muchos países, ni lo suficientemente libres de las cargas financieras que pesaban sobre tecnologías de generación tradicionales, ya obsoletas, como para liderar la incorporación al sistema de la nueva tecnología emergente, que entonces era ya la de los ciclos combinados a gas.

Sea como fuere, el éxito del viejo modelo industrial que llegaba a su fin con el arranque del proceso de liberalización, había sido evidente y algunos conceptos que acompañaron a este éxito fulminante desde épocas iniciales, lo han seguido acompañado hasta nuestros días: desde que el suministro empezó a penetrar en la vida cotidiana en aquellos principios y la energía eléctrica empezó a ser ese “fluido” que pro-

porcionaba nada menos que “la luz”, su consideración como servicio público irrenunciable, y por tanto universal, no ha cesado. Un concepto que ha lastrado históricamente su evolución empresarial y dificulta –hasta en nuestros días– su tratamiento como mercancía. Un tributo que, como su servidumbre a servir de soporte a políticas nacionales, le otorga su versatilidad y carácter imprescindible, en este caso en cuanto a usos finales.

### **El proceso en los Estados Unidos: un caso ilustrativo**

La evolución de ese modelo industrial primitivo, ajeno a la competencia competitiva, adquiere pronto sus características más peculiares en los Estados Unidos y si las originarias franquicias municipales se propagaron con gran rapidez, el ámbito territorial aumentó paralelamente y ya en 1905, la mayoría de los Estados habían empezado a constituir Comisiones Regulatoras que heredaron esta función de los municipios.

En 1935, en plena eclosión del “new deal” del Presidente Roosevelt, se publica la Ley Federal de la Energía, que regulaba las transacciones de Energía entre Estados y asimismo, se publicó la Ley que regulaba las compañías de servicios públicos (Public Utility Holding Company Act, PUHCA). Quedaba así establecido un marco regulatorio que consagraba a nivel federal, el modelo de empresa eléctrica detentadora de una franquicia exclusiva de venta de energía eléctrica a consumidores finales, en un área geográfica bien delimitada y supeditada, bajo un complejo entramado regulatorio, a la obligación legal de suministrar a todos los clientes de su área de un modo fiable y a precios “razonablemente” económicos.

Pero desde el final de la segunda guerra mundial y conviviendo con el modelo anterior, se produce un hecho decisivo para la evolución posterior de la industria eléctrica. Se trata de la consolidación y evolución acelerada de los mercados de energía al por mayor. Entre estos, los llamados mercados de clientes, tenían como compradores a compañías exclusivamente distribuidoras, que adquirían la energía a una única compañía eléctrica tradicional, cuyas redes de transporte eran contiguas a su área de distribución. Muy posteriormente –tras la publicación de la Ley sobre Políticas Regulatoras de Empresas de Servicios Públicos, PURPA, en 1978– estos clientes pasaron a tener acceso a varias empresas generadoras, incorporando un grado de competencia entre ellas de muy importantes consecuencias.

El segundo mercado mayorista es el llamado mercado de coordinación que incluía las compraventas entre empresas eléctricas verticalmente integradas vecinas, para sacar ventajas de las oportunidades a corto plazo, a través de contratos libremente pactados.

La importancia de esta irrupción es que por primera vez el acceso a mercados de producción se desvinculaba del modelo vertical de franquicia exclusiva y, en consecuencia, contemplaba la producción en sí misma, como una actividad no supeditada a una clientela predeterminada. La producción, el transporte, la distribución y el suministro pasaron a verse como negocios independientes con posibles mercados escalonados.

La Ley Federal PURPA de 1978, antes mencionada, introdujo además otros cambios sustanciales en los mercados al por mayor, abriéndolos a la presencia de productores independientes, reforzando la competencia en dichos mercados bajo el propósito manifiesto de fomentar

la construcción de centrales de ciclo combinado y mejorar con ello la eficiencia en la generación.

Bajo todas estas circunstancias, a finales de los 80, la visión tradicional de la industria eléctrica, con empresas verticalmente integradas, funcionando en un entorno fuertemente regulado, se encontraba ya en franca crisis.

La Ley de Política Energética (EPA), publicada en 1992, prepara el terreno para la disolución de un status que ha ido retrocediendo ante el empuje creciente de la competencia en los mercados mayoristas. Básicamente, la EPA desvinculó a las empresas tradicionales de su área de franquicia y disolvió la separación entre estas y los productores independientes, permitiendo a aquellas tener vínculos de propiedad en éstos productores.

Además, la EPA aumentó la autoridad de la Comisión Reguladora Federal para favorecer el transporte de energía y convertir la red en el verdadero soporte físico de los nacientes mercados –hacho esencial-, así como las transacciones al por mayor, abriendo así más aún los mercados en todo el país.

La EPA apunta por tanto hacia el final de una época y define un entorno regulatorio, en el que la generación quede abierta a la introducción de competencia y a la constitución de mercados organizados, manteniendo la estructura tradicional en el negocio de la distribución, que sigue sometido a derechos exclusivos de suministro sobre los clientes finales, en sus áreas de franquicia.

A principios del año 2000, la adopción de mecanismos de competencia competitiva en la producción, era ya una realidad en veinticuatro Estados, entre ellos California y los Estados del

sudoeste, los Estados más industrializados del norte y la práctica totalidad de la región de Nueva Inglaterra.

### **El Objetivo europeo: El Mercado Interior de Electricidad.**

La implantación del Mercado Interior de la Electricidad es el objetivo primordial y urgente establecido por la Unión Europea. Tal implantación partió de la progresiva apertura de los mercados nacionales en toda la Unión.

Este Mercado Interior convive con los mercados nacionales, sujetos a regulaciones muy variadas. Como no podía ser de otro modo, teniendo en cuenta los distintos antecedentes históricos, la situación regulatoria y organizativa de la industria eléctrica en Europa responde a un mosaico variado y heterogéneo en el que tienen cabida las más notables diferencias.

La implantación en el ámbito de la Unión Europea de un auténtico mercado liberalizado de la energía eléctrica, responde al objetivo primordial del Tratado de Roma en 1957 y de la Comunidad Económica Europea surgida de su firma: el establecimiento de una zona única de libre comercio y la eliminación de barreras que obstaculizasen la libre circulación de mercancías en el territorio de la Comunidad.

Pero no es hasta 1990 con la publicación de la Directiva 90/547/CEE, relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes y sobre todo, hasta 1996, con la Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, cuando se produce una equiparación en el tratamiento de la energía eléctrica con otras mercancías o servicios en la línea de ese objetivo fundacional de la Comunidad Europea.

Razones derivadas del propio carácter del suministro eléctrico como soporte estratégico básico para el desarrollo económico y para la elevación del nivel de vida dentro de cada país, mantuvieron a la industria eléctrica europea postergada durante décadas de ese proceso liberalizador y de simultánea integración de mercados. Tales razones contribuyeron, además, a la creación y consolidación, desde los años de la postguerra europea, de estructuras empresariales de carácter estatal en algunos países, y a la práctica de políticas de planificación centralizada en el desarrollo y operación de la industria eléctrica y abiertamente intervencionista en el establecimiento de precios de la electricidad. Estructuras que sólo empezaron a relajarse y a acusar síntomas irreversibles de crisis a principios de la década de los 90, en sintonía con avisos similares ya comentados, en las latitudes más diversas.

La consagración en la Directiva de tránsito por las Grandes Redes (1990) del principio de acceso y utilización de las redes europeas por agentes compradores y vendedores de energía eléctrica ajenos a la propiedad de estas, significó el final de un derecho exclusivo para sus titulares y la consideración de la red como soporte físico de transacciones comerciales, cualquiera que sea el origen y destino de la energía implicada. La Directiva de Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad (1996) profundizó en estos aspectos, precisando el papel de los operadores o gestores de las redes de transporte de cada sistema e introduciendo conceptos decisivos, como el acceso no discriminatorio a las redes, la separación de negocios y la exigencia a los Estados Miembros de que garantizaran la apertura de sus mercados de electricidad”, en plazos que definía la propia Directiva.

### **3. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico**

En este contexto general en el que confluyen las iniciativas de la Unión Europea, con las tendencias desreguladoras en ascenso en todo el mundo, se acomete en 1997 la reforma del sector eléctrico español con la publicación de la Ley 54/1997 de 27 de Noviembre que entró en vigor el 1 de enero de 1998.

Esta Ley supuso una radical transformación del Sector Eléctrico español, introduciendo la competencia en las actividades de generación y dando lugar a un vuelco conceptual respecto a períodos precedentes. La Ley no sólo obedecía a las tendencias liberalizadoras predominantes, sino que respondía a la necesidad de incorporar, transponiéndola en su mayor amplitud, la antes comentada Directiva 96/92/CE de Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad.

La exposición de motivos de la nueva pieza jurídica ya dejaba claros sus propósitos de fondo y si su fin básico respondía a objetivos tradicionales –garantía de suministro eléctrico y calidad de este al menor coste posible-, la Ley se asentaba en el convencimiento de que el logro de tales objetivos “no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone”, sin considerar necesario que el Estado se reservase para sí el ejercicio de riesgo de ninguna de las actividades que desarrolla el sector eléctrico.

#### **Líneas maestras del nuevo marco regulatorio**

Pueden resumirse del modo siguiente:

- **Abandono del principio de intervención estatal**, que se tradujo en la sustitución del concepto de servicio público por la expresa

garantía de suministro eléctrico a todos los consumidores dentro del territorio español.

Asimismo, la **explotación unificada** del sistema eléctrico nacional dejaba de ser un servicio de titularidad estatal, siendo ejercido por una empresa –Red Eléctrica de España– que debería perder la mayoría pública en su accionariado en un plazo determinado.

La tradicional planificación estatal de los medios de producción desaparecía, siendo sustituida por la **libertad de instalación** sometida a autorizaciones administrativas derivadas de las regulaciones específicas.

Tan solo el **desarrollo y refuerzo de la red de transporte** quedaba sujeta a la planificación del Estado, condicionada por las exigencias de la planificación urbanística y de la ordenación del territorio.

- Se establecía el principio de la **separación jurídica** entre “actividades reguladas” –transporte y distribución– y “no reguladas” –generación, comercialización–.
- El **funcionamiento de las centrales generadoras** dejaba de estar sometido a una gestión económica del conjunto del sistema bajo el principio de su optimización teórica.

En su lugar, la utilización de tales centrales pasó a basarse en los resultados del mercado mayorista organizado de producción eléctrica.

Consecuentemente con ello, la **retribución de las actividades de generación** dejaba de hacerse en función de los valores estándares de los costes reconocidos de dichas actividades y a hacerse con arreglo a precios de mercado.

- Se estableció el principio del derecho de acceso de terceros a las **redes de transporte y distribución**, por considerarse monopolios naturales.

La retribución económica de estas actividades seguiría siendo fijada administrativamente.

- La **comercialización** se identificó plenamente como actividad singularizada en la nueva Ley, con arreglo a los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador por el cliente, pero sometidos tales principios a criterios de gradualidad en su implantación.

### El Mercado Mayorista de Producción Eléctrica

El mercado de producción fue una pieza básica del nuevo esquema regulador español y los principios de su funcionamiento se desarrollaron en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre por el que se organiza y regula dicho mercado.

El mercado organizado incluía tres tramos diferenciados –mercado diario, mercado intradiario y mercado de servicios complementarios– complementado por un sistema de contrataciones bilaterales que se formalizan libremente entre clientes cualificados, agentes productores y comercializadores.

El **Mercado Diario** recoge las transacciones de compraventa de energía correspondientes a la producción y suministro del día siguiente de cada sesión de contratación. Tenía, hasta fecha reciente, el carácter de un ‘pool’ que hoy en día ha perdido, en el que se negociaba la práctica totalidad de la demanda. Se trata de un merca-

do al contado “de día antes”, con ofertas diarias para cada una de las 24 horas del día.

Las ofertas casadas determinan la **programación de la generación** del día siguiente, aspecto este de gran importancia porque define un aspecto crucial del modelo liberalizado: la sustitución de la programación centralizada de la producción por los resultados del Mercado, en cuanto a las producciones horarias de cada unidad, contempladas en el Programa Diario resultante de estas casaciones.

El **Mercado Intradía** es un mercado de ajustes cuyo proceso de casación es el mismo que en el mercado diario.

La gestión del Mercado Diario –así como del Intradía– es realizada por el Operador del Mercado, empresa privada –Compañía Operadora del Mercado de Electricidad Español (OMEL.)

El **Mercado de Servicios Complementarios** asigna la prestación de estos servicios entre los agentes ofertantes de estos, con arreglo a mecanismos de mercado. Los servicios complementarios constituyen otras tantas herramientas operativas utilizadas por el Operador del Sistema, para que el suministro eléctrico tenga lugar en las condiciones de seguridad, continuidad y calidad requeridas.

El Operador del Sistema –además de la facultad de operar la Red de Transporte–, es el responsable del funcionamiento correcto del Sistema y su función esta encomendada a la empresa Red Eléctrica de España, S.A. (REE.).

Con posterioridad, se incorporaron al mercado los siguientes instrumentos:

- **Mercado a plazo OMIP.** Creado en el ámbito del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), está gestionado por el polo portugués de este.

El mercado a plazo gestionado por OMIP debería cubrir un vacío existente en nuestros mercados organizados: el de aportar instrumentos para la gestión de riesgos (que han venido gestionándose en los mercados OTC, mercados no organizados), aportar referencias para los precios futuros y facilitar y promover las actuaciones de los comercializadores.

- **Subastas de Capacidad.** R.D. 1634/2006. Denominadas “emisiones primarias de energía”, se corresponden con las subastas de “centrales virtuales” (VPP), practicadas en otros países. Se realizan, a expensas de capacidades de generación de ENDESA e IBERDROLA (como agentes dominantes), subastas trimestrales de capacidad con dos tramos (capacidad base y capacidad punta) y con unos precios de ejercicio o uso de sendas potencias, que son fijados por la D.G. de Política Energética y Minas. Se trata por tanto de subastas de opciones de uso de unas capacidades de generación, a diferentes plazos.

Su objetivo es aumentar la proporción de electricidad comprada a precios conocidos con antelación y estimular la liquidez de los mercados a plazo.

Sobre la legitimidad de estas transacciones, desde el punto de vista de una estricta ortodoxia mercantil, cabe objetar su carácter obligatorio para los cedentes del uso de unas instalaciones de las que son propietarios. Una vez más recaen sobre agentes tradicionales de la industria eléctrica, las obligaciones de un nuevo instrumento del mercado, sin compen-

sación equitativa por lucros cesantes y otros posibles perjuicios económicos.

- **Subastas de Contratos Bilaterales** de entrega de energía a los distribuidores para su suministro a Tarifa, aplicables en el futuro a la Tarifa de Ultimo Recurso. Gestionadas por NERA Economic Consulting en el periodo abril 2007-marzo 2008. Las cantidades a subastar y periodos de entrega son establecidos por la Administración.

### El Protocolo de 1996

El Protocolo de 1983 nació de la necesidad nacional de hacer frente a las causas que motivaron las crisis económicas de los 80, es decir, a la necesidad de sustituir, en la medida de lo posible, al petróleo de los balances energéticos del vector final en el que esto era posible: la producción de electricidad. La situación de desequilibrio económico-financiero que produjo en las empresas eléctricas el enorme esfuerzo inversor que se necesitó para alcanzar este objetivo, ya ha sido glosado anteriormente.

El Protocolo de 1996 también responde a exigencias de la política energética nacional y contempla las consecuencias económicas para el sector, del paso de un modelo regulatorio fuertemente intervenido, en el que existían garantías de recuperación de inversiones como contrapartida del control público, a otro en el que la competencia competitiva daba lugar a riesgos para tal recuperación.

La confianza existente, tanto por la Administración como por la Industria Eléctrica, en que esa transición conducía al modelo más eficiente para alcanzar el permanente objetivo de lograr la requerida garantía y calidad del suministro eléctrico al menor precio posible, con el debido respeto al medio ambiente, contribuye-

ron a facilitar la enorme tarea de adaptación operativa y mental que requirió esa transición. Naturalmente, la posición de la Unión Europea en cuanto a considerar el suministro eléctrico como un servicio-mercancía “no excluido” de la competencia y su firme propósito de crear un Mercado Interior de la Electricidad, convertía ese convencimiento en una exigencia ineludible de la política energética nacional.

Sobre estas bases, el Protocolo de 1996 abordó la radical modificación del marco regulatorio del sector eléctrico español, tomando en consideración las nuevas circunstancias tecnológicas, económicas y financieras presentes en aquel momento y atendiendo a requerimientos largamente formulados:

- Necesidad de establecer un marco de remuneración adecuado y consistente.
- Nuevas tecnologías más eficientes, como los ciclos combinados a gas.
- Precios bajos de las materias primas: carbón, gas y petróleo.
- Elevada reserva de capacidad de generación existente, como consecuencia del acelerado proceso de nuevas inversiones exigido por la sustitución del petróleo (capacidad en parte ociosa y de difícil recuperación en el mercado).
- Consecuentemente, expectativas de menores necesidades de nuevas inversiones.
- Mejores expectativas de liquidez en los mercados financieros y tipos de interés mucho más bajos que en los ochenta.
- Mejores expectativas de estabilidad y liquidez económica y financiera mundial, con tasas de inflación mucho más bajas.
- Mejores expectativas de reequilibrio financiero de la industria eléctrica, por disminución del gran endeudamiento que se había llegado a alcanzar diez años atrás, al recuperar-

se los niveles de 'cash-flow' libre de las empresas a lo largo del período precedente.

#### **4. Los retos actuales de la Industria Eléctrica en España**

Han transcurrido más de diez años desde la profunda reforma regulatoria que supuso la publicación de la Ley 54/1997 y las circunstancias han sufrido cambios profundos y los retos a los que se enfrenta la industria eléctrica, adquieren hoy un carácter global de una envergadura que no tiene precedentes en épocas anteriores y que han sido asumidos plenamente por el conjunto de la Unión Europea.

#### **Los retos de la estrategia energética europea**

Para definir ese marco general, debemos referirnos al documento, "Una política energética para Europa", publicado por la Comisión Europea a principios de 2007, y en el que se define la **estrategia energética europea** para las próximas décadas, partiendo de un diagnóstico general de la situación y continuando con la identificación de objetivos y la definición de instrumentos, con un horizonte temporal que se sitúa en el 2020.

Resumamos esos objetivos de un modo simplificado:

- La **seguridad de suministro**, que se concreta en frenar la creciente **dependencia europea de las importaciones de energías primarias**. Esta pasará del 50% al 65% en 2030, si no se toman medidas; en España ya es superior al 75% en la actualidad y este aspecto debería ser considerado en toda su gravedad a la hora de adoptar o descartar soluciones energéticas en nuestro país.

La realidad de esa dependencia no implica tan solo la necesidad de frenar el consumo y fomentar el uso de recursos autóctonos, sino la de desarrollar políticas activas que aseguren los abastecimientos del exterior, asumiendo que una alta cuota de dependencia es prácticamente inevitable.

- La **sostenibilidad medioambiental**, que se concreta fundamentalmente en contribuir a la lucha contra el cambio climático mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero –en particular CO<sub>2</sub>–, con arreglo al compromiso adquirido en la Cumbre de Kioto y posteriores. Este compromiso, para el conjunto de la UE, consiste en alcanzar, en el periodo 2008-2012, que las emisiones de dichos gases sean un 8% inferiores a las de 1990 (para España deben ser como máximo un 15% superiores a las de 1990). El objetivo para 2020, ya acordado y comprometido para el conjunto de la UE, es que esas emisiones sean un 20% inferiores a las de 1990, con la posibilidad de ampliar esta reducción al 30% si se alcanza un acuerdo mundial al respecto.
- El objetivo de **competitividad de la UE**, se resume en que estos objetivos deben conseguirse sin afectar a la competitividad económica de la UE. Es decir, con unos precios finales de la energía y una seguridad de suministro, compatibles con ese objetivo.

Una vez más, como tras las crisis del petróleo de los ochenta, la modificación de la estructura del parque generador eléctrico para reducir la dependencia exterior y reducir la presencia de carbono –y la consiguiente reducción de emisiones de gases de invernadero– de los balances eléctricos, se convierte en el instrumento central de la política energética nacional.

El enorme esfuerzo inversor que ello requiere, constituye, a nivel mundial, un rasgo esencial de la situación. En España el volumen y evolución de las inversiones realizadas en Activos materiales (que pasan de 4896 millones de euros en 2005, de los cuales 2636 corresponden a generación, a 6570 millones de euros en 2007, de los cuales 4060 corresponden a generación) son suficientemente representativas de una situación que se prolongará en el futuro.

Los llamados, “Tercer paquete de medidas de liberalización” y “Paquete verde sobre sostenibilidad medioambiental”, han desarrollado y actualizado esta estrategia que es asumida por todos los Estados Miembros de la Unión Europea.

El **Tercer paquete de medidas de liberalización** del sector eléctrico debe procurar la mejora del funcionamiento de los mercados, sin menoscabo de la seguridad de suministro. Su concreción fue definida por el Consejo Europeo, ya en la primavera de 2007, e invitó a la Comisión a proponer nuevas medidas sobre asuntos tales como: la separación efectiva de la Generación y el Suministro respecto al agente responsable de la operación y explotación de la red de transporte, el reforzamiento de los poderes e independencia de los reguladores nacionales, la coordinación de reguladores nacionales y de operadores de las redes y por último, la mejora de la transparencia de las transacciones en el mercado.

El objetivo central alrededor del cual giran las medidas que se proponen en ese tercer paquete de medidas no es otro que el refuerzo de los mercados europeos y de sus mecanismos de concurrencia competitiva como instrumento básico para la consecución de los objetivos de seguridad de suministro (inversiones en cuantía y plazos adecuados), sostenibilidad medioam-

biental (implantación del mercado de derechos de emisión) y mantenimiento de la competitividad de las economías europeas (precios finales asumibles.) La implantación de **mercados sólidos y eficientes** que cumplan esas funciones, no es solamente un aspecto teórico o meramente tentativo en la estrategia energética europea, sino la clave que sostiene la parte central de las actuaciones propuestas en esa estrategia.

El “**Paquete Verde de medidas medioambientales**”, publicado el pasado 23 de enero define los llamados objetivos 20-20-20 (20% de **reducción de emisiones** de gases de efecto invernadero respecto a 1990, 20% de energías finales de **origen renovable**, 20% de **ahorro energético**, a alcanzar en el año 2020).

Debe subrayarse la trascendencia de la continuidad en la política comunitaria de la política de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que se consagra en este Paquete de Medidas y se habla ya de cifras de reducción para **2050** (50% de las emisiones de 1990.) La transición a una economía energética baja en carbono adquiere ya perfiles irreversibles y las decisiones que se adopten al respecto, para adecuar el parque de generación eléctrica, no pueden demorarse.

Hasta el momento, la estrategia de reducción del carbono en la producción eléctrica, se ha basado en España, en los ciclos combinados a gas natural y en las energías renovables. En el momento actual y ante la magnitud de los objetivos que impone la lucha contra el cambio climático, se están replanteando en Europa opciones complementarias basadas en el principio de que la magnitud del desafío exige recurrir a todas las tecnologías disponibles. Bajo esta perspectiva se sitúa la reapertura del debate nuclear, que pueda conducir al retorno de los programas nucleares por aportar claras ventajas

en cuanto a reducción de la dependencia exterior en el abastecimiento energético y por su contribución a la eliminación de emisiones de gases de efecto invernadero.

### Los cambios en la Regulación Eléctrica en España.

En el ámbito español, es el fracaso de la convivencia de un mercado mayorista de generación organizado, que absorbía en el pasado la práctica totalidad de las transacciones de electricidad, y de un sistema retributivo basado casi íntegramente en tarifas integrales reguladas, lo que dio lugar al grave problema que supone la aparición de crecientes **déficits tarifarios** y, en otra dimensión, pero estrechamente vinculada al anterior problema, el absentismo del Mercado Mayorista por parte de los **grandes consumidores**, dada la imposibilidad de que los precios de dicho Mercado pudieran competir con la Tarifa Integral Regulada, al no ser aditiva.

La Ley 17/2007 que modifica algunos aspectos de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, así como con las Disposiciones que la desarrollan, tienen como objetivo inicial trasponer a nuestro ordenamiento jurídico las últimas Directivas y en particular la nueva Directiva 2003/54/CE de Normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad.

Simultáneamente, la intención básica de esta reforma es hacer frente a los problemas que generaban y generan las inconsistencias antes mencionadas de nuestro régimen retributivo. El R.D. 1634/2006 en el que se establecían las Tarifas para 2007, reconoce por primera vez un déficit “ex ante” de ingresos por Tarifa, si bien solo aplicable a las actividades reguladas.

Ese R.D. establecía, como procedimiento de financiación del déficit, la realización de unas

subastas de los derechos de cobro de dicho déficit que serían satisfechos mediante detracciones de las tarifas en un plazo máximo de 15 años. Solución que no dio los resultados esperados: la primera subasta fue declarada desierta por la CNE.

### La extinción de la Tarifa Integral Regulada y la Tarifa de Ultimo Recurso.

La aparición en nuestro marco regulatorio de la Tarifa de Ultimo Recurso –contemplada en la Directiva 2005/54/CE y cuya referencia jurídica es el Real Decreto-Ley 6/2009 de 30 de abril–, se regula mediante el R.D. 485/2009.

Esta nueva Tarifa implica por su común origen, la introducción de una modificación del máximo calado y de consecuencias trascendentales: la desaparición completa de la Tarifa Integral Regulada a partir del 1 de julio de 2009, fecha en la que entra en vigor la Tarifa de Ultimo Recurso.

La Tarifa de Ultimo Recurso se concibe en la Directiva 2003/54/CE como la *garantía en el territorio de la UE, de un derecho de suministro eléctrico universal*. Dicha tarifa se debe aplicar, por tanto, a aquellos consumidores de menor tamaño y por tanto sujetos a una mayor vulnerabilidad, en cuanto al disfrute de tal derecho, en el entorno de suministro completamente liberalizado que tal Directiva establece. El límite de aplicación de la Tarifa de Último Recurso se fija en 10 MW y la metodología para su determinación apunta en la buena dirección por respetar el principio de aditividad y calcularse en base a costes, con precios de mercados a plazo para los costes de Generación.

A expensas de las empresas eléctricas, se crea, además, una tarifa bonificada para consumidores de menos de 3 KW.

Destaquemos, en relación con el asunto de las **deficiencias casi crónicas que padecía nuestro sistema retributivo** y que ha venido constituyendo en los últimos años el principal factor desestabilizador financiera del sector eléctrico español, la importancia capital de la extinción de las Tarifas Integrales Reguladas y la definición en el mencionado Real Decreto-Ley 6/2009 de unas medidas tendentes a la recuperación del déficit tarifario por las empresas eléctricas acreedoras. Dicha disposición ampara la creación de un Fondo de Titulización de dicho déficit, al que se cederán los derechos de

cobro con garantía del Estado para su emisión en el mercado financiero bajo un mecanismo competitivo.

Esa recuperación del déficit debe permitir a las empresas estabilizar su situación financiera y acometer con garantías el enorme esfuerzo inversor que exigen los retos a los que se enfrenta la industria eléctrica española.

Artículo publicado en el nº 57 de la “Revista Económica de Catalunya”.

# El papel del gas natural en el proceso de liberalización del sector eléctrico

**Antoni Peris**

Presidente de la Asociación Española del Gas, Sedigas

**Abstract:** El 1 de julio del 2008, culminó un periodo de casi siete años de progresiva liberalización del sistema gasista español. Durante estos años, las industrias energéticas han realizado un importante esfuerzo con el fin de asegurar una transición suave y con las máximas garantías para el consumidor que se puede considerar como un éxito. Asimismo el gas natural ha sido un dinamizador de la liberalización de la generación en el sector eléctrico. Gracias a la tecnología de ciclos combinados a gas, se ha producido una entrada de nuevos operadores en el mercado de la generación que no estaban presentes en el mercado

español. A lo largo del presente artículo, se analiza el proceso de liberalización del gas natural sin olvidar los efectos que ha tenido este proceso en el sector eléctrico.

**PALABRAS CLAVE:** gas, mercado y liberalización.

El 1 de julio de 2008, culminó un periodo de casi diez años de progresiva liberalización del sistema gasista español. Esta situación se produjo en un momento en que ya se comercializaba, a través del libre mercado, el 89% del gas natural consumido. Durante estos años, las industrias energéticas y la Administración han realizado un importante esfuerzo con el fin de garantizar una transición suave y con las máximas garantías para el consumidor.

Este periodo de liberalización ha coincidido con una progresiva evolución del destino del gas natural para la generación de electricidad. Mientras, en el año 2000, sólo un 5,3% se destinaba a las centrales eléctricas, al finalizar el ejercicio pasado, esta cifra suponía el 41,8%.

## Demanda de gas natural

España ocupa la quinta posición entre los 25 países de la Unión por lo que respecta a la

### DISTRIBUCIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL (%)

	1985	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
<b>MERCADOS</b>									
DOMÉSTICO-COMERCIAL	16,1	16,6	18,9	17,5	16,1	14,9	13,2	13,8	13,2
INDUSTRIAL	57,6	71,9	73,6	74,1	61,4	53,8	50,9	49,9	43,9
CENTRALES ELÉCTRICAS (1)	25,6	3,7	0,9	5,3	20,7	29,6	34,4	34,8	41,8
USOS NO ENERGÉTICOS	0,6	7,9	6,6	3,1	1,8	1,7	1,5	1,5	1,1
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>								

demanda de gas natural, por detrás del Reino Unido, Alemania, Italia, Francia y al mismo nivel de los Países Bajos.

En 2008, las ventas de gas natural en nuestro país crecieron en un 10%, hasta alcanzar los 38,6 bcm. Se trata del crecimiento más importante de Europa, donde el consumo de gas natural incrementó en un 1,9%.

Esta tendencia del consumo a la alza se centró en los 9 primeros meses del año, produciéndose una desaceleración al finalizar el ejercicio y también durante los primeros meses de 2009. En este sentido, al finalizar el primer trimestre de este año, el descenso alcanzó el 17% respecto al mismo periodo del año anterior. Cabrá esperar al cierre de la actual temporada, que vendrá marcada, sin duda, por la evolución de la economía y el funcionamiento de las renovables.

El incremento de la demanda por parte de las centrales de ciclo combinado fue el factor determinante del progreso de las ventas de gas en 2008, con un aumento del 31,5% respecto a la cifra de 2007. Este avance se produjo en un contexto donde el crecimiento de la demanda

de electricidad en España es del 0,88%, según cifras provisionales de REE.

En el conjunto de 2008, la industria continuó siendo el sector más potente en cuanto a demanda, con un 43,9% sobre el total, seguido de las centrales eléctricas (41,8%) y del mercado doméstico-comercial.

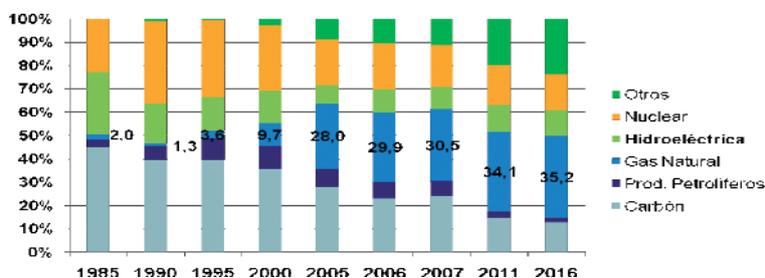
Como hemos visto hasta ahora, uno de los elementos que más ha caracterizado la demanda de gas natural durante los últimos años, es la creciente importancia de este combustible para la generación de electricidad.

### Primer puesto en generación eléctrica

Según datos de 2008, el gas natural ocupa el primer puesto en generación eléctrica en centrales de ciclo combinado, con aproximadamente un tercio (33%) de participación, seguido de la energía nuclear (19%), el carbón (16%), y la eólica (10%), principalmente. Si tenemos en cuenta la cogeneración, la producción eléctrica con gas natural alcanza el 40%.

Según el siguiente gráfico, se prevé que esta cifra vaya en aumento en los próximos años.

### Evolución y previsión del mix de energía en generación eléctrica en España



Fuente: Secretaría General de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

## La Cogeneración

Según datos de la CNE, en el conjunto de 2008 las ventas de electricidad generada por cogeneración usando el gas natural como energía primaria, se acercaron a los 18 TWh (17.986 GWh), cifra que supone un aumento del 24% en relación con el dato de 2007 (14.500 GWh).

La cogeneración consiste en una técnica aplicada mayoritariamente en las industrias que utilizan vapor y/o agua caliente, o en las que se requieren procesos de secado. Se trata de un sistema de producción eléctrica alternativo a las centrales eléctricas, que se caracteriza por sus altos niveles de eficiencia y rapidez de puesta en marcha.

Entre las principales ventajas de la cogeneración se encuentran su eficiencia energética, con aprovechamientos energéticos próximos al 80% y ahorros de energía primaria superiores

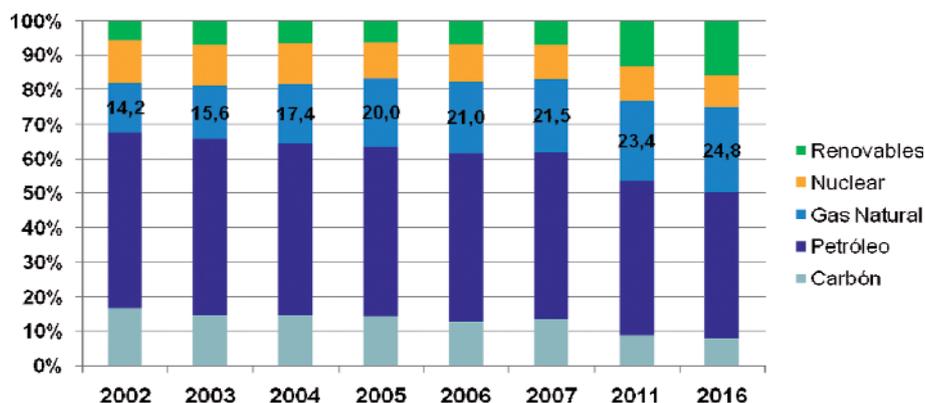
al 40%, y destacables reducciones de pérdidas en el transporte. También es importante remarcar su eficiencia económica y medioambiental.

## Trayectoria ascendente como energía primaria

Unos de los logros del sector gasista español, es la cada vez más importante participación del gas natural como energía primaria. El peso del gas natural como energía primaria en 2008 se situó en un 24%, alcanzando, por primera vez, el peso medio del conjunto de la Unión Europea.

En los últimos 6 años, la participación del gas natural como energía primaria se ha multiplicado por 1,7, al pasar del 14% en 2002, al 24% actual. Y se prevé que en un futuro la tendencia siga ascendente, dadas las barreras tecnológicas que provocan que otras energías no puedan ampliar su participación en el mix.

### Evolución y previsión del mix de energía primaria en España



Fuente: Secretaría General de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Según el Consejo Mundial de la Energía, el mix energético del futuro debe ser equilibrado: “Se deben mantener abiertas todas las opciones energéticas y no se debe idolatrar ni demonizar ninguna tecnología”. En este sentido, la búsqueda

de un mix energético óptimo deberá tener como objetivo garantizar la seguridad de suministro, la competitividad y la sostenibilidad.

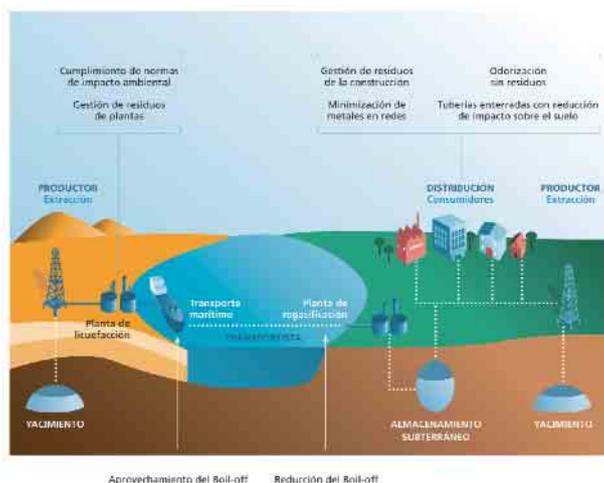
## El gas natural en un entorno sostenible

En base a estas razones hasta ahora expuestas; ya sea la importancia del gas natural para la generación de electricidad, como el hecho de ocupar el segundo lugar como energía primaria, el sector gasista español elaboró un Documento de posicionamiento del gas como combustible eficiente de futuro en un entorno sostenible. Su alta flexibilidad y eficiencia lo convierten en el complemento ideal de las energías renovables y, a su vez, el garante de las necesidades energéticas de futuro de la sociedad española.

En 2008, la Asociación Española del Gas (Sedigas) también puso en marcha un Grupo de Trabajo de Sostenibilidad, con el objetivo de continuar en la labor de posicionar el gas como combustible eficiente y de futuro.

Sedigas, como representante del sector, además valora como elemento esencial el esfuerzo en I+D+i desarrollado por toda la cadena de aprovisionamiento y de distribución del gas, encaminado a la reducción de emisiones a la atmósfera y la mejora de la eficiencia de este combustible.

## Cadena de aprovisionamiento del gas natural



Como ejemplo ilustrativo, en lo que a la red de distribución del gas natural se refiere, la energía que se pierde al transportar el combustible de un lugar a otro es casi insignificante, del orden del 0,1%. Todo ello favorecido por el esfuerzo en I+D+i desarrollado por el sector.

Sedigas considera que las centrales de ciclo combinado con gas natural son una de las tecnologías para la generación eléctrica más eficientes y respetuosas con el entorno. A causa de su rápido arranque y conexión, permiten compensar los momentos de baja producción de

energía eléctrica de las fuentes de energía renovables.

## El gas natural y la liberalización eléctrica

Al hilo de lo expuesto, recientemente hemos asistido a la liberalización total del sector gasista español y, próximamente, esta situación se repetirá en el mercado eléctrico.

El gas natural ha sido un dinamizador de la liberalización de la generación en el sector eléctrico.

Gracias a la tecnología de ciclos combinados a gas, se ha producido una entrada de nuevos operadores en el mercado de la generación. Estos nuevos entrantes han permitido pasar de un mercado de generación en el que sólo estaban presentes los generadores integrados (con activos de distribución y comercialización), a un mercado con múltiples agentes.

Así, en el mercado español existen generadores que venden la energía a comercializadores independientes, en lugar de cómo ocurría en la situación anterior donde unos pocos grupos eléctricos generaban lo que vendían.

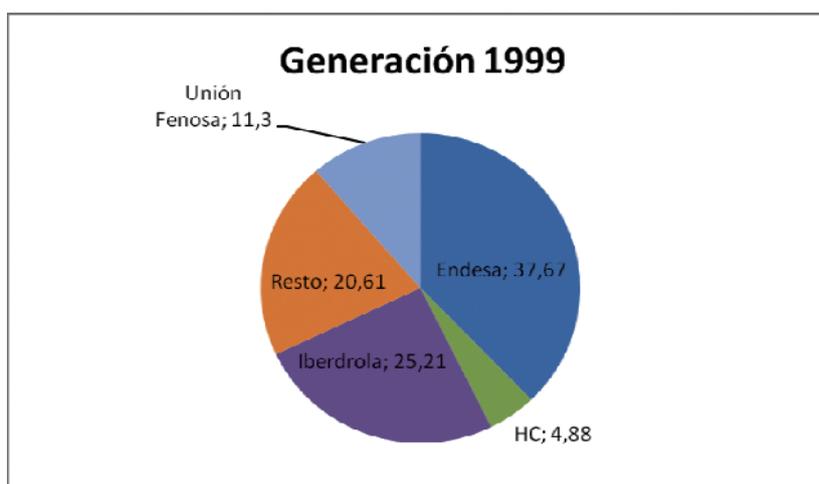
El motivo fundamental por el que los ciclos combinados a gas han podido favorecer la liberalización es doble:

1. La tecnología de ciclos combinados a gas presenta unas características que simplifican

y agilizan la instalación y, en un plazo muy reducido de tiempo, una capacidad de generación en condiciones competitivas.

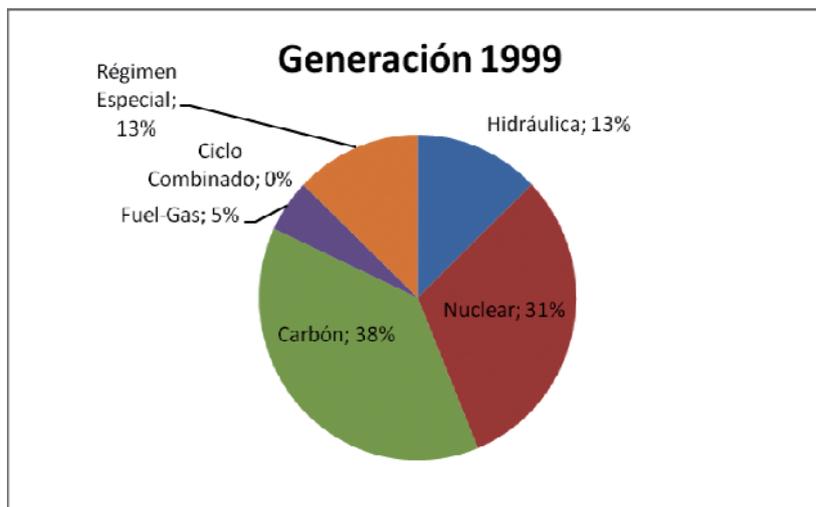
2. La explotación de los ciclos combinados a gas permite una flexibilidad operativa en términos de tiempo de activación y desactivación, que permite el fomento de otras nuevas energías renovables, que de otra manera no podrían operar adecuadamente. Esto, de forma indirecta, ha fomentado la entrada de otros nuevos generadores con nuevas tecnologías que se han podido desarrollar y expandir.

En definitiva, los ciclos combinados a gas han sido decisivos en la apertura del sistema a nuevos operadores, la mayor competitividad en el mercado de generación, y la proliferación de energías medioambientalmente limpias.

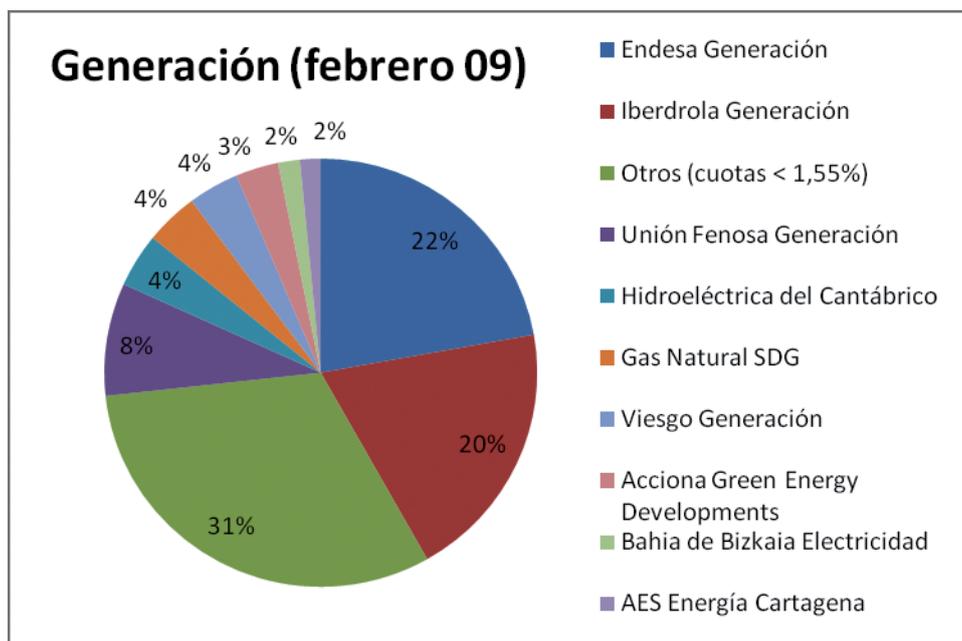


Fuente: OMEL

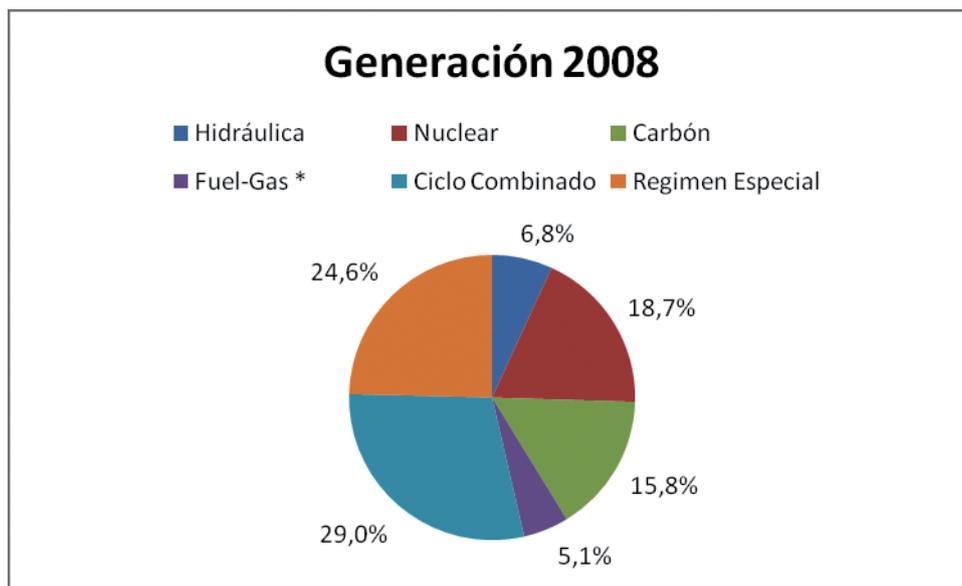
Antoni Peris



Fuente: REE



Fuente: OMEL



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

\* También comprende las térmicas clásicas de gas natural

### Centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado son instalaciones capaces de generar energía eléctrica mediante la combustión de gas natural. La gran diferencia respecto a las centrales térmicas convencionales se basa en el elevado rendimiento energético. El rendimiento de una central de ciclo combinado es del 54%, en relación con el 36% de una central convencional.

El ciclo combinado se compone de una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor, como elementos principales. El elevado rendimiento se basa en el aprovechamiento de la energía térmica residual disponible en los gases de escape de la turbina de gas, para obtener vapor de agua en la caldera de recuperación para su posterior aprovechamiento mecánico en la turbina de vapor.

En definitiva, el empleo del gas natural en tecnologías de ciclo combinado constituye la solución socialmente más aceptable para la producción de energía eléctrica y la más conveniente

medioambientalmente, en relación con la utilización de otros combustibles fósiles.

Pero existen otros elementos que hacen de esta tecnología la más eficiente:

- Inversiones muy competitivas en relación con el uso de otras tecnologías.
- Proceso de construcción rápido. Desde el momento de la contratación a la puesta en marcha, el periodo de tiempo transcurrido puede ser de dos años aproximadamente.
- Bajo impacto ambiental. La utilización del gas natural reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta un 60% y las de óxidos de nitrógeno en un 70%.

Según un estudio de la *Energy Information Administration* (EIA), con referencia al 2030, debido a que la combustión del gas natural produce menos dióxidos de carbono que otros combustibles como el carbón o el petróleo, los gobiernos deberán fomentar su consumo para desplazar a otros combustibles fósiles, a medida que empiecen a aplicarse los planes

nacionales o regionales dirigidos a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido, se espera que el gas natural continúe siendo una fuente energética crucial del sector industrial y de la generación eléctrica en todo el periodo 2005-2030.

El transporte del gas natural, a través de gasoductos enterrados, es otro elemento a tener en cuenta a la hora de valorar el bajo impacto ambiental de este combustible.

- Flexibilidad de operación. La red de gestión y transporte del gas es lo suficientemente amplia y rápida para dar respuesta a demandas con mucha volatilidad a lo largo de periodos relativamente cortos de tiempo.
- Socio ideal de las energías renovables. La generación eléctrica con gas natural, se convierte en el socio ideal de las energías renovables. La flexibilidad en el funcionamiento de los ciclos combinados es capaz de cubrir con gran fiabilidad cualquier cambio en el mercado, como un incremento brusco de la demanda eléctrica, o la interrupción de otros medios de producción como la energía eólica, la hidráulica o la fotovoltaica.
- Aceptación social. Este punto viene confirmado por el reciente estudio “Energía y sociedad. Actitudes de los españoles antes los problemas de la energía y del medio ambiente”, publicado por el Club Español de la Energía, donde se confirma el perfil medioambiental positivo del gas natural, en relación con otros combustibles fósiles.
- Proximidad a los puntos de consumo. Las centrales de ciclo combinado constituyen una tecnología que permite tener una ubicación muy próxima a los puntos de consumo, elemento que favorece la disminución de pérdidas en el transporte y distribución de la electricidad.
- Menor consumo de agua. El consumo de agua es más importante en una central convencio-

nal que en una central de ciclo combinado, donde disminuye en un tercio la cantidad de agua destinada a refrigeración.

- Menor uso del suelo.

Las nuevas centrales construidas se han ubicado, principalmente, en las costas mediterránea y atlántica, en las proximidades de los puntos de entrada de gas y cerca de las plantas de regasificación o del propio gasoducto que conecta Argelia con España a través del Magreb. En este sentido, es fundamental el papel que desempeña el gas natural licuado (GNL) para la generación de electricidad.

### El GNL

En 2008, el 72,6% del gas natural llegó al sistema nacional transportado en buques metaneros y el 27,4% restante, vía gasoducto. Con estas cifras, España se sitúa como tercer país importador de GNL del mundo, después de Japón y Corea.

La capacidad del sistema español en cuanto a terminales de regasificación operativas es el más alto de Europa. Actualmente, España cuenta con 6 centrales de regasificación (7 si contamos la península) y éstas reciben más del 50% del volumen de GNL que llega a la Unión Europea. Se trata de las plantas de Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva, Mugaros (Galicia) y Sagunto (Valencia).

La amplitud de fuentes de aprovisionamiento es una de las principales características del sistema gasista español, que se caracteriza por ser uno de los mercados europeos con mayor grado de diversificación, elemento que le proporciona un amplio margen de seguridad.

El pasado año, el gas natural llegó a nuestro país procedente de 10 mercados, entre los que

destacan Argelia, con una cuota del 35%, Nigeria (19%), los Países del Golfo (13%), Egipto (12%), Trinidad y Tobago (11%), y Noruega (3%).

En España, el primer gas natural que se consumió había sido trasladado desde Libia en forma de GNL. Por tanto, la experiencia en el comercio internacional es amplia. La liberalización ha dotado a los consumidores de un abanico de opciones de compra y a los comercializadores de facilidad creciente en el aprovisionamiento.

El notable incremento de la penetración del gas natural en la generación de electricidad, hace posible contar con una energía cuya adquisición en el mercado mundial –gran parte de ella a través de GNL–, goza casi siempre de buenas

opciones de flexibilidad, en precios y cantidades. Se trata de otro de los impulsos que está dando el gas natural a la liberalización del mercado eléctrico.

La demanda de gas está muy relacionada con el funcionamiento de las energías renovables, elemento que marca de una manera muy directa el mayor o menor consumo de este combustible. Esta situación –que posiciona el gas natural como complemento ideal de las energías renovable– y la todavía existencia de mercado para continuar creciendo, posicionan el gas como fuente de energía de futuro.

Artículo publicado en el nº 58 de la “Revista Económica de Catalunya”.

# El suministro de último recurso en los mercados energéticos liberalizados

M.<sup>a</sup> Teresa Costa Campi

Presidenta

de la Comisión Nacional de Energía

**RESUMEN:** Como en otros países europeos, la implementación en España de la figura del suministrador de último recurso en los sectores energéticos se encuentra en una fase inicial (en el gas, desde el 1 de julio de 2008) o aún en fase de definición (en la electricidad, a partir del 1 de julio de 2009). El diseño de este suministro de último recurso y de la correspondiente tarifa (TUR) constituye un reto complejo y de gran trascendencia para unos sistemas que deben evolucionar desde mercados minoristas históricamente dominados por tarifas integrales a otros competitivos. Este artículo, además de describir lo que se está haciendo en Europa y en España, presenta algunas reflexiones generales sobre las principales cuestiones asociadas a la conciliación de la competencia y el suministro de último recurso.

**PALABRAS CLAVE:** Tarifa de último recurso (TUR), Suministrador de último recurso, Directivas europeas de gas y de electricidad, Competencia, Protección de los consumidores.

## 1. Introducción \*

En los mercados liberalizados el mecanismo fundamental de defensa de los consumidores reside en la competencia efectiva entre suministradores y en la libertad real de elección del consumidor, más allá de cualquier intervención regulatoria específica. No obstante, la naturaleza de la electricidad y del gas, como servicios de interés general, y la existencia de imperfecciones en el funcionamiento de los mercados, requieren el establecimiento de medidas de protección adicional. Entre ellas se encuentra la figura del suministrador de último recurso, que se recoge explícitamente en las Directivas Europeas de gas y electricidad entre las posibles obligaciones de servicio público a las cuales los Estados miembros pueden optar<sup>1</sup>.

El término “suministrador de último recurso” es una traducción literal de la expresión anglosajona “*supplier of last resort*”, que indica en principio el suministrador al cual un consumidor puede acudir en “último extremo”, en ausencia de otras alternativas de suministro. Sin embargo, el alcance del suministro de último recurso que se ha ido introduciendo en los Ordenamientos de los distintos Estados miembros, en aplicación de las citadas Directivas, tiende a ser generalmente más extenso que un servicio de carácter excepcional.

\* Agradezco la colaboración de la Dra. D<sup>a</sup> Mónica Gandolfi, Subdirectora de Análisis Económico de los Sectores de la CNE.

1. 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 Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

La justificación de esta modalidad de suministro suele responder a un conjunto amplio de razones, que abarcan desde la presencia de posibles dificultades para encontrar un suministrador en determinadas situaciones, hasta la consideración de que los consumidores de menor tamaño podrían no tener acceso a ofertas competitivas, debido en parte a sus menores medios e incentivos para el cambio de suministrador.

El diseño del suministro de último recurso constituye un reto complejo y de gran trascendencia para todo regulador que se enfrente al proceso de transición desde mercados minoristas históricamente dominados por tarifas integrales a mercados minoristas competitivos. Mediante un diseño cuidadoso de sus características, el suministro de último recurso puede configurarse como un elemento complementario a la dinámica competitiva del mercado, sin interferir en ella. Sin embargo, un diseño inadecuado, que ignore el estado de la liberalización y la estructura del mercado específico en el cual se introduce, puede convertir el suministro de último recurso en un obstáculo para el desarrollo de la competencia.

Este artículo presenta unas reflexiones de carácter general sobre las principales cuestiones asociadas a la conciliación de competencia y suministro de último recurso, partiendo de algunos aspectos clave en el diseño de éste (epígrafe 2) y del análisis de la figura del suministrador de último recurso en las Directivas Europeas de electricidad y gas (epígrafe 3), antes de centrarse en la normativa vigente en España (epígrafe 4). Un breve apartado de conclusiones cierra estas páginas.

## 2. Aspectos clave del diseño del suministro de último recurso

El suministro de último recurso se está introduciendo de forma heterogénea en los distintos Estados miembros<sup>2</sup>. Esto se debe, en primer lugar, y como se explica más adelante, a que las citadas Directivas contemplan esta medida como voluntaria y no especifican los detalles de su diseño. Además, el formato elegido en cada Estado refleja, en última instancia, su tradición regulatoria, así como la estructura específica y el grado de apertura de sus mercados.

En todo caso, es posible identificar al menos tres aspectos claves del diseño del suministro de último recurso, que están estrechamente interrelacionados y condicionan su compatibilidad con el desarrollo de la competencia:

- La definición del ámbito de aplicación, es decir, qué consumidores tienen derecho a acudir al servicio del suministro de último recurso.
- La metodología de determinación del precio al cual debe realizarse el suministro de último recurso.
- El mecanismo de designación de los suministradores de último recurso encargados de ofrecer el servicio a los consumidores.

En lo que concierne, en primer lugar, al ámbito de aplicación, parece existir un consenso generalizado sobre la necesidad de algún mecanismo para garantizar la continuidad del suministro en el caso de que el consumidor se encuentre temporalmente sin el suministro contratado,

2. Para una descripción detallada de cómo los distintos Estados miembros están incorporando el suministro de último recurso en sus Ordenamientos, véase J. M. Sala Arquer (2009), "El suministro de último recurso", en *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico, Tomo I, Aspectos Jurídicos*, Thomson Aranzadi, Madrid.

debido a causas ajenas a su voluntad, como, por ejemplo la quiebra del comercializador, la rescisión unilateral del contrato sin un preaviso adecuado por parte del comercializador o el vencimiento de un contrato sin que se consiga uno nuevo o su renegociación a tiempo. Para estos casos, y especialmente si se trata de una protección universal, suele plantearse un suministro de último recurso disponible tan sólo para un periodo de tiempo limitado (días o meses).

Asimismo, existe un amplio consenso sobre la necesidad de proporcionar protección a los consumidores de baja renta, para los cuales puede preverse una tarifa social subvencionada, o algún tipo de compensación económica directa, solución ésta última preferible en cuanto que no distorsiona los precios de mercado y, por tanto, no altera la eficiencia asignativa.

Al margen de estas dos situaciones, la definición de qué consumidores puedan tener derecho al suministro de último recurso queda abierta a múltiples interpretaciones, generalmente asociadas a las condiciones específicas de cada mercado y de su grado de liberalización. Así, existen países, como Irlanda, donde el suministro de último recurso se reserva a determinados consumidores con necesidades especiales, mientras en otros se establece una tarifa de último recurso como precio máximo de referencia para un colectivo de consumidores, generalmente domésticos. Asimismo, en algunos países se establecen distintas tipologías de suministro y tarifas de último recurso. Por ejemplo, en Italia existe una tarifa para aquellos consumidores que se encuentran sin comercializadora (“servicio de salvaguarda”) y de una tarifa diferenciada que se constituye como un precio máximo de referencia para los consumidores domésticos (“servicio de gran tutela”).

En última instancia, un ámbito de aplicación del suministro de último recurso excesivamente amplio y general puede representar un impedimento al desarrollo de la competencia. Esto puede suceder si, por ejemplo, el suministro de último recurso se aplica de forma automática a un número importante de consumidores que, bajo el anterior sistema tarifario, no habían elegido un comercializador en el mercado libre, ya sea porque las tarifas eran artificialmente bajas, o por la falta de ofertas competitivas. En este contexto, si el suministro de último recurso se extiende de forma indefinida en el tiempo y su precio no refleja todos los costes subyacentes, estos consumidores pueden seguir sin tener ningún incentivo a elegir un comercializador.

El segundo aspecto mencionado, la metodología de fijación del *precio del suministro de último recurso*, está íntimamente relacionada con la definición del colectivo de consumidores que tienen derecho a esta modalidad de suministro. Si éste se concibe esencialmente como un servicio de sustitución, dirigido a los consumidores que transitoriamente no dispongan de contrato con un comercializador, la tarifa de último recurso deberá reflejar el precio de mercado, sin incluir ningún tipo de penalización, aunque podría ser necesario establecer algunas condiciones dirigidas a evitar posibles comportamientos oportunistas del cliente.

Por otra parte, si el suministro de último recurso se orienta principalmente a un grupo amplio de consumidores, destinado a permanecer en el tiempo, que coincide, por ejemplo, con los domésticos y las pequeñas empresas que no hayan elegido un comercializador en el mercado libre, tiende a surgir un dilema. El que se plantea entre la necesidad de proporcionar protección a los consumidores que menos capacidad e incentivos tienen para obtener ofertas competitivas, cuestión que implica la fijación

de una tarifa acorde con el coste de prestación del suministro, y el objetivo de evitar la interferencia con el funcionamiento del mercado<sup>3</sup>, problema que llevaría a establecer un precio disuasorio, con un margen adicional respecto al coste de prestación del servicio en el mercado, incentivando así los consumidores a ejercer su derecho de elección. Este dilema no tiene fácil solución, aun cuando, en general, puede ser conveniente fijar precios disuasorios a la vez que se introducen medidas de transparencia y publicidad de ofertas que refuercen la competencia en los segmentos de los consumidores de menor tamaño.

Otra cuestión fundamental que surge en relación al precio del servicio de último recurso concierne al coste subyacente de la energía que debe tomarse como referencia para determinar dicho precio<sup>4</sup>. Considerando que es preferible que éste se determine *ex ante*<sup>5</sup>, caben esencialmente dos grandes alternativas: (1) que el coste de la energía resulte de las condiciones económicas de adjudicación de un concurso donde varios candidatos compiten por ofrecer el servicio de último recurso; y (2) que dicho coste de la energía se fije mediante un mecanismo o fórmula establecido por el regulador, éste es el caso de la adquisición de energía a plazo mediante una subasta, que tiene la ventaja de proveer precios transparentes. A este respecto no se puede afirmar que un esquema sea superior a otros, dependiendo su bondad del contexto específico de organización del mercado y, en

particular, del grado de liquidez del mercado mayorista y de la existencia de precios de referencia fiables.

Finalmente, cabe referirse a la *designación de los suministradores de último recurso* encargados de ofrecer el servicio a los consumidores. En principio, la posibilidad de que dichos suministradores se elijan mediante un concurso parece ser la opción más transparente y que presenta menos interferencias con el desarrollo de la competencia en el mercado. Este es el sistema que se ha adoptado, por ejemplo, en el Reino Unido.

Por otra parte, en otros países donde el número de consumidores con derecho al suministro de último recurso es significativo, como en Portugal e Italia, se ha optado, por razones prácticas relacionadas con la gestión del proceso de traspaso de los clientes, por la asignación directa, por vía administrativa, de la función de suministrador de último recurso a los comercializadores pertenecientes al mismo grupo empresarial de los distribuidores. Esta opción posee ventajas que derivan de su sencillez y de la mayor garantía de suministro que pueden ofrecer las grandes empresas establecidas en el mercado con respecto a otras comercializadoras; pero presenta también el riesgo de obstaculizar el desarrollo del mercado minorista, puesto que, en ausencia de un diseño adecuado de la tarifa de último recurso y de una reducción rápida del ámbito de aplicación del suministro

3. Este margen puede verse como el reflejo de los costes adicionales de seguridad y continuidad del servicio que el suministro de último recurso puede implicar respecto al servicio ofrecido por otros comercializadores en el mercado.

4. Este precio incluye otras componentes, que corresponden, en general, a los peajes de acceso (regulados) y a los costes comerciales. Sin embargo, el coste de la energía es el que más importancia tiene sobre el precio total y el que más complejidades de determinación conlleva.

5. La fijación del precio *ex post* también es teóricamente posible, pero no parece muy viable, debido a que expondría al consumidor final a todo el riesgo de variación en el coste de la energía, que podría ser muy elevado dada la volatilidad de los precios de la energía en los mercados mayoristas.

de último recurso, un volumen importante de consumidores puede acabar sin ejercer nunca su derecho de elección.

### 3. El suministro de último recurso en las Directivas Europeas de electricidad y gas

La figura del suministrador de último recurso se contempla en ambas Directivas Europeas, las de electricidad y gas, como una obligación de servicio público que los Estados miembros pueden adoptar, sin estar obligados a ello.

En el caso de la electricidad, el artículo 3.3 de la Directiva 2003/54/CE se refiere al suministrador de último recurso como una medida que puede introducirse con el fin de garantizar la prestación del servicio universal a los clientes domésticos y a las pequeñas empresas:

“Los Estados miembros deberán garantizar que todos los *clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas*, es decir, las empresas que empleen a menos de 50 personas y cuyo volumen de negocios o balance general anual no exceda de 10 millones de euros, disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes. *Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso (...)*”.

En el caso del gas, que no tiene el mismo atributo de servicio esencial de la electricidad, el artículo 3.3 de la Directiva 2003/55/CE define el papel del suministrador de último recurso de manera más general, como una de las posibles

medidas de protección para clientes conectados a la red y, en particular, para clientes vulnerables:

“Los Estados miembros adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales y para garantizar un nivel elevado de protección del consumidor y, en particular, ofrecerán una *protección adecuada a los clientes vulnerables*, también mediante medidas oportunas que les ayuden a evitar las interrupciones de suministro. En este contexto, los Estados miembros podrán adoptar las medidas adecuadas para proteger a los clientes de zonas apartadas que estén conectados a la red de gas. *Los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso para los clientes conectados a la red de gas (...)*”.

En ambos casos, las Directivas dejan un amplio margen de decisión a los Estados miembros sobre las modalidades concretas de implementación del suministro de último recurso. Únicamente se requiere que se respeten varias exigencias fundamentales, comunes a todas las obligaciones de servicio público, que se describen de forma idéntica en el artículo 3.2 de las dos Directivas:

“Estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizarán a las empresas eléctricas [de gas] de la Unión Europea el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales”.

Estas salvaguardas tienen como objetivo principal el de evitar que una obligación como el suministro de último recurso pueda distorsionar

la competencia y ralentizar la apertura real de los mercados<sup>6</sup>.

#### 4. El suministro de último recurso en los mercados de gas y electricidad en España

En España la figura del suministrador de último recurso se ha introducido en los mercados de electricidad y gas a través de la Ley 17/2007 y la Ley 12/2007, que transponen en el Ordenamiento español, respectivamente, las Directivas Europeas de electricidad y de gas.

Ambas leyes establecen la eliminación del suministro a tarifa por las empresas distribuidoras e introducen un nuevo régimen, coherente con las Directivas Europeas, donde los comercializadores son los únicos agentes que pueden vender energía a los consumidores finales en condiciones libremente negociadas, con la excepción de determinadas categorías de consumidores, para los cuales se establece el derecho de acogerse a una tarifa de último recurso (TUR).

Las citadas leyes no desarrollan los detalles del nuevo sistema, pero establecen unas características básicas de la TUR que son comunes para el gas y la electricidad:

1. La TUR se define como un precio máximo que pueden cobrar los comercializadores designados como suministradores de último recurso. A esta definición, el reciente Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, añade que la TUR será también el precio mínimo, evitando, por tanto, la posibilidad de ofrecer descuentos.
2. Se trata de un precio único en todo el territorio español, sin perjuicio de sus especialidades.
3. El alcance de la TUR abarca a los consumidores que se encuentren en determinadas circunstancias (éstas se definen en relación con el nivel de presión y volumen de consumo en gas, y con el nivel de tensión y potencia contratada en electricidad), y, además, a todos los consumidores que transitoriamente se encuentren sin contrato. Tanto para el gas como para la electricidad se prevé un régimen transitorio de introducción de la TUR y un calendario de aplicación en el cual se reduce gradualmente en el tiempo el conjunto de consumidores que tienen derecho a la TUR, sin llegar en ningún caso a una fecha en la cual se elimine su existencia.
4. El sistema de cálculo de la TUR debe incluir de forma aditiva los costes subyacentes. En el caso de la electricidad, el coste de producción de energía eléctrica, los peajes y los costes de comercialización que correspondan. En el caso del gas, el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. Se establece además que ambas TUR deberán fijarse de forma que no ocasionen distorsiones en el mercado.
5. El establecimiento de la TUR corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, mientras la responsabilidad de designar qué comercializadores deberán

6. Nota de la Dirección General de Energía y Transporte de 16 de enero de 2004 sobre las Directivas 2003/54/CE. y 2003/55/CE

asumir la obligación del suministro de último recurso recae sobre el Gobierno.

En el *sector eléctrico* el suministro de último recurso se pondrá en marcha el 1 de julio de 2009, de acuerdo con lo dispuesto por el Real Decreto 485/2009. A partir de esta fecha quedarán extinguidas las tarifas integrales y tan sólo los consumidores conectados a redes de baja tensión cuya potencia contratada sea igual o inferior a 10 kW tendrán derecho a acogerse a la TUR<sup>7</sup>. Esto correspondería, según estimaciones de la Comisión Nacional de Energía para el 2009, a unos 25 millones de clientes, el 86% del total, cuyo consumo representa el 28% de la demanda nacional en términos de energía. Se señala que, al acudir al dato de la potencia contratada en cada punto físico de suministro y no al de las características reales propias de los consumidores, como indica la Directiva Europea de electricidad, pueden producirse situaciones límites en las que se excluya del ámbito de aplicación de la TUR a consumidores domésticos con potencia contratada superior a 10 kW, mientras consumidores no domésticos con potencia contratada inferior a ese límite queden comprendidos en dicho ámbito.

El citado Real Decreto designa como suministradores de último recurso las siguientes empresas comercializadoras: Endesa Energía XXI, S.L., Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U., Unión Fenosa Metra,

S.L., Hidrocantábrico Energía Último Recurso, S.A.U, y E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L. En todos los casos se trata de filiales de las principales empresas eléctricas establecidas en España y se prevé que la designación sea revisada al menos cada cuatro años.

Los consumidores con derecho a TUR podrán elegir libremente su suministrador entre todos los comercializadores autorizados, incluidos los mencionados anteriormente, que tendrán la obligación de ofrecer el suministro de último recurso. El Real Decreto 485/2009 establece que los consumidores que, a 1 de julio de 2009, no hayan optado por elegir un comercializador y se encuentren todavía suministrados por un distribuidor, pasarán a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial del distribuidor de su zona.

Con respecto a la metodología de fijación de la TUR, y en particular el coste de adquisición de la energía a incorporar en la misma, el artículo 23 de la Ley del Sector Eléctrico, en su redacción dada por la Ley 17/2007, establece que los comercializadores de último recurso podrán adquirir la energía destinada a este tipo de suministro esencialmente de dos maneras: o en el mercado de producción organizado, o mediante contratos bilaterales con entrega física, que han venido realizándose desde junio de 2007 mediante subastas efectuadas en España y Portugal<sup>8</sup>. Por otra parte, el Real Decreto

7. Esto implicaría adelantar el calendario previsto en la Disposición adicional vigésimo cuarta de la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 17/2007, que establece que a partir de 2011 podrán acogerse a la TUR los consumidores con potencia contratada inferior a 50 kW.

8. La orden ITC/2129/2006 establece que las distribuidoras tienen que adquirir parte de la electricidad que precisan para el suministro a tarifa en el mercado de futuros de OMIP, el operador portugués del MIBEL. La obligación, que inicialmente se limitaba al 5% de la demanda de los distribuidores, fue aumentada al 10% a partir del primer semestre de 2007. Asimismo, la Orden ITC/400/2007 establece otra modalidad de contratación mediante la cual las distribuidoras obtienen una parte sustancial de sus necesidades de energía (alrededor del 40% de su demanda). El objetivo de dichas subastas, una vez que se establezcan las tarifas de último recurso eléctricas, será proporcionar un precio estable a plazo del valor de la energía, a través de un mecanismo de mercado, evitando así que se produzca déficit tarifario ex post.

485/2009 establece que el coste de adquisición de la energía se determinará al menos semestralmente con base en los precios de los mercados a plazo. En el momento de cerrarse estas páginas se encuentra en fase de tramitación la orden ministerial que regula de forma detallada la metodología para el establecimiento de la TUR.

En el *sector del gas*, donde la liberalización ha avanzado de forma más rápida<sup>9</sup>, el suministro de último recurso es operativo desde el 1 de julio de 2008. En este sector los consumidores que pueden acogerse a esta tarifa son, en la actualidad, los clientes conectados a redes de baja presión y con un volumen de consumo anual inferior a 3GWh. Se trata principalmente de clientes domésticos y pequeñas empresas que se estima representen, en 2009, en torno al 13% de la demanda de gas total en términos de energía y en torno al 97% en términos de número de consumidores. La Ley 12/2007, establece que el conjunto de consumidores con derecho a la tarifa de último recurso se vaya reduciendo en el tiempo y que éste pueda ser modificado por el Gobierno. El calendario inicialmente previsto por dicha Ley preveía que, a partir del 1 de julio de 2010, pudieran acceder a la TUR sólo los consumidores en baja presión con un volumen de consumo anual inferior a 1 GWh. Sin embargo, el Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009 ha acelerado este calendario, reduciendo a 50.000 kWh/año el límite de consumo por debajo del cual, a partir del 1 de julio de 2009, los consumidores tendrán derecho a la TUR (se estima que éste corresponda al 9% de la demanda de gas total

en términos de energía y en torno al 96% en términos de número de consumidores en 2009).

En cuanto a la metodología de establecimiento de la tarifa de último recurso de gas, el sistema vigente, que se introdujo mediante la Orden ITC/2857/2008, establece que el coste de la materia prima se incluya en el término variable de la TUR y que su actualización, para cada nivel de consumo, se realice trimestralmente mediante la aplicación de una fórmula que refleja la evolución de los precios de una cesta de productos derivados del petróleo. Sin embargo, este mecanismo será próximamente objeto de reforma, en cumplimiento del artículo 93 de la Ley 34/1998 que determina la posibilidad de establecer un mecanismo de subasta que pueda utilizarse como referencia para fijar el coste de la materia prima en el cálculo de la tarifa de último recurso de gas. A este respecto cabe mencionar la reciente Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, que regula las subastas para la adquisición del gas que se utilizarán como referencia para la fijación de la TUR de gas.

El Real Decreto 1068/2007 designó a las principales empresas del sector como suministradores de último recurso: Gas Natural Servicios, S.A., Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U., Endesa Energía, S.A.; Iberdrola, S.A.; Unión Fenosa Comercial, S.L. Asimismo, estableció que dicha designación se revisará antes de que transcurran cuatro años desde la aprobación del Real Decreto. Estas empresas, que operan también como comercializadores en el mercado libre, tienen que separar contablemente las cuentas relacionadas con los consumido-

9. A esta evolución contribuyó la desaparición progresiva, a partir de 2006, de las tarifas para los grandes consumidores, conectados a redes de presión superior a 4 bares. Como resultado, entre el 1 de julio de 2007 y el 31 de diciembre de 2007 tan sólo existían tarifas de ventas para el grupo 3.

res acogidos a la TUR, no existiendo la obligación de crear a tal fin empresas legalmente separadas. Por otra parte, el citado Real Decreto 485/2009, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso de electricidad, permite que los grupos empresariales que tengan simultáneamente obligaciones de suministro de último recurso de gas y electricidad podrán unificar las mismas en una única empresa.

Finalmente, para resolver la situación de los clientes que, a fecha 1 de julio de 2008, todavía no habían ejercido su derecho de elección de un comercializador, la Orden ITC/2309/2007 estableció el traspaso de los clientes que todavía estaban siendo suministrados por las distribuidoras a los comercializadores de último recurso pertenecientes al mismo grupo empresarial (el Real Decreto 485/2009 ha introducido un criterio de traspaso similar para el sector eléctrico). Como consecuencia, a esa fecha se traspasaron 3,8 millones de clientes a los suministradores de último recurso<sup>10</sup>.

## 5. Conclusiones

Las experiencias de puesta en marcha de la figura del suministrador de último recurso introducida por las Directivas Europeas son, en general, bastante recientes en todos los Estados miembros de la Unión Europea. En España, en particular, el suministro de último recurso se puso en marcha el 1 de julio de 2008 en el sector del gas y entrará en vigor el 1 de julio de

2009 en el de la electricidad. Por lo tanto, cualquier valoración del impacto del suministro de último recurso sobre la evolución de la competencia sería prematura.

La normativa aprobada hasta la fecha parece indicar que en España se está adoptando un enfoque gradual de abandono del anterior sistema tarifario, puesto que el derecho al suministro de último recurso se concede a un colectivo amplio de consumidores, que no coincide exactamente con el criterio de los consumidores domésticos y de las pequeñas empresas indicado por la Directiva Europea de electricidad, y alcanza potencialmente más allá del concepto de consumidores vulnerables indicados por la Directiva Europea de gas.

En este contexto, cobra especial importancia, para la evolución futura de la competencia, el desarrollo reglamentario de muchos aspectos del suministro de último recurso que todavía quedan por determinar, como, por ejemplo, las metodologías de fijación de las tarifas de último recurso de gas y electricidad. En paralelo, la competencia también se beneficiaría de la adopción de medidas adicionales que aumentasen la transparencia y la comparabilidad de las ofertas comerciales para los consumidores de menor tamaño.

Revisión de mayo de 2009, del artículo publicado en el nº 120 de la revista "Economistas": *La regulación de la Economía*. Abril de 2009.

10. Comisión Nacional de Energía, Informe trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España, tercer trimestre de 2008.

# El sector energético español ante el reto del cambio climático

**Teresa Ribera**

Secretaria de Estado  
de Cambio Climático

**Abstract:** There can be no doubt that global warming is a real phenomenon that is most likely due to the increasing emission of greenhouse gases. This situation requires determined, concerted and urgent action on a global scale. Governments of different countries must be capable of reaching an ambitious and exhaustive global agreement in order to achieve the ultimate goals of avoiding dangerous climate change and achieving an adequate and non-traumatic response to the residual effects of alterations due to the emissions already produced. This article reviews the actions carried out by the Spanish Government in order to mitigate the effects of climate change. The final section tackles measures to reduce emissions in the energy sector, which account for three quarters of the emissions in the inventory of an average industrialised country.

**PALABRAS CLAVE:** cambio climático, medio ambiente y efecto invernadero.

## El reto del Cambio Climático

El Cuarto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) aprobado en 2007 subraya que el calentamiento global es inequívoco y debido, con una alta probabilidad, al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de origen antropogénico.

Los escenarios manejados por el IPCC prevén aumentos de temperatura medios de 1,8°C para el horizonte 2100 en el mejor de los casos, y de 4°C en el peor de ellos. Son previsibles efectos muy negativos para la economía global, la salud y el bienestar de todos los ciudadanos en aumentos de temperatura por encima de los 2°C. Por ello, se necesita de una actuación decidida que permita revertir esta situación tendencial, reduciendo drásticamente las emisiones de GEI a la atmósfera.

Las medidas necesarias son relevantes tanto por su magnitud como por su urgencia. El calentamiento medio de la tierra a nivel global dependerá de la concentración de GEI en la atmósfera. Debido a la alta durabilidad de algunos de estos gases en la atmósfera una vez emitidos, para estabilizar su concentración es necesario que el crecimiento de las emisiones alcance un punto de inflexión a partir del cual las emisiones dejen de crecer y comiencen a reducirse. Dependiendo del nivel de concentración en el que se pretenda estabilizar los GEI en la atmósfera, dicho punto de inflexión deberá darse antes o después. Según los escenarios del IPCC aumentos de temperaturas menores a 2,4°C sólo se conseguirán estabilizando la concentración de GEI en la atmósfera en niveles entre 445 y 490 partes por millón. Para alcanzar estos niveles, el IPCC estima que el punto de inflexión en las emisiones debería alcanzarse antes de 2015, y a partir de ahí reducirse

hasta alcanzar niveles de emisiones anuales en 2050 que estén entre un 50% y un 85% por debajo de los niveles del año 2000.

Se requiere, por tanto, una acción conjunta decidida y urgente a nivel global. Una acción que a juicio del IPCC es plenamente alcanzable, con un impacto económico en reducciones medias del PIB mundial menores del 3% en el año 2030. En estos momentos, podemos decir que, con carácter general, el núcleo central del debate ha pasado del marco científico al marco político. La cuestión no es ya si el cambio climático existe y cuáles son sus consecuencias. La cuestión es si los gobiernos de los distintos países serán o no capaces de alcanzar un acuerdo global ambicioso y exhaustivo, y cuales son las políticas y los plazos en los que actuar y el modo en que se distribuyen responsabilidades y recursos para tener éxito en los objetivos últimos de evitar un cambio climático peligroso y lograr una adaptación adecuada y no traumática a los efectos residuales de las alteraciones debidas a lo ya emitido.

### **El camino hacia un acuerdo global**

Desde finales de 2007, tras la conclusión de la 13ª Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) en Bali, existe una fecha clave para llegar al mencionado acuerdo: diciembre de 2009. Será en esta fecha, en Copenhague, durante la 15ª COP, cuando deba alcanzarse un acuerdo global y exhaustivo sobre el régimen climático global para el periodo posterior a 2012. El camino que hay que recorrer hasta entonces es un camino intenso y difícil tanto en la negociación política como en la concreción técnica, con la dificultad añadida de la urgencia requerida.

La Cumbre de la Tierra, en Río de Janeiro en 1992 adoptó la CMNUCC como la plataforma multilateral de coordinación de esfuerzos en materia de Cambio Climático. Resultado de su trabajo fue la aprobación del Protocolo de Kioto en el año 1997 durante la 3ª COP. Dicho Protocolo se ha convertido en el primer gran acuerdo mundial en el que se fijan compromisos cuantificados de cumplimiento obligatorio de reducción de emisiones y en el que se establecen las bases para la creación de un precio asociado a la emisión de una tonelada de CO<sub>2</sub>e a la atmósfera. Ahora bien, a pesar de la enorme relevancia de este primer paso, su alcance cuantitativo, cualitativo y temporal es limitado.

El Protocolo de Kioto, obliga a los países industrializados y a aquellos con una economía en transición a una reducción conjunta de emisiones de GEI, en el año 2012, del 5,2% (8% para la UE) respecto a las emisiones del año base (calculadas, en la mayor parte de los casos, sobre una referencia mixta de los años 1990 y 1995). Introdujo además interesantes mecanismos que ayudaban a los distintos países al cumplimiento de sus objetivos a la vez que facilitaban un cambio en el modelo de crecimiento como fueron el mercado de derechos de emisión y la generación de créditos a partir de mecanismos basados en proyectos (mecanismos de desarrollo limpio y de aplicación conjunta).

La creciente evidencia científica y la sensibilización pública llevaron la negociación internacional a un punto álgido en 2007, lo que permitió alcanzar un consenso histórico en Bali y el inicio formal de un nuevo proceso de negociación reflejado en la denominada Hoja de Ruta de Bali. En ella se establece la necesidad de llegar a un acuerdo en Copenhague en Diciembre de 2009 que permita conocer el marco multilateral de lucha contra el cambio climático a

medio y largo plazo para el periodo post-2012 y se identifican los pilares sobre los que construir el nuevo régimen climático: mitigación, adaptación, tecnología y financiación.

### **Energía y cambio climático: un modelo energético insostenible**

Entre los ámbitos en los que es necesario adoptar medidas para reducir emisiones, destaca con fuerza el sector energético, responsable de tres cuartas partes de las emisiones en el inventario de un país industrializado promedio. Así, por ejemplo, los últimos inventarios oficiales de emisiones de gases de efecto invernadero –correspondientes a 2006– muestran que en la Unión Europea las emisiones del sector energético supusieron un 80% de las emisiones totales. En España, esta contribución fue del 78%.

Estos son datos enormemente significativos a los que se ha de sumar la previsión de su evolución en los próximos años. La Agencia Internacional de la Energía (AIE), estima que la demanda energética en el año 2030 será un 55% mayor que la del año 2005, abarcando los combustibles fósiles un 84% del aumento total, si los gobiernos del mundo mantienen sus actuales políticas. Del total de este aumento, el 45% correspondería a China e India.

En este escenario, las emisiones de GEI aumentarían un 57% entre 2005 y 2030, niveles que el sistema climático no puede asumir sin llevar aparejados importantísimas alteraciones.

En un escenario en el que se aplicaran todas las medidas contempladas actualmente por lo distintos gobiernos del mundo, la AIE prevé que las emisiones se estabilizarían a mediados de la década de 2020, situándose en 2030 con unas emisiones un 27% por encima de las de 2005. Esta situación, suponiendo una continua reduc-

ción a partir de 2030, es compatible con una estabilización de la concentración de GEI en la atmósfera de 550 ppm, que según los escenarios del IPCC implicaría aumentos de temperatura de entorno a 3°C.

Por lo tanto, para limitar los aumentos de temperatura a unos 2°C estabilizando la concentración de GEI entorno a 450 ppm, habría que realizar esfuerzos considerablemente mayores a todos los que se están llevando a cabo o planteando en la actualidad. En definitiva, sólo a través de una auténtica revolución del modelo energético actual, que modifique rápida y sustancialmente los patrones actuales de producción y consumo, puede conseguirse la reducción necesaria de emisiones.

A las consideraciones estrictamente ambientales se han venido a sumar otros aspectos tan relevantes como la seguridad en el suministro de energía, la evolución de los precios de los bienes energéticos y su impacto en términos de pobreza o tensión intra o inter fronteriza.

El incremento de la demanda de materias primas energéticas ha generado considerables subidas en el precio de los combustibles, sobre todo en el petróleo que ha superado en el último año la barrera de los 150 \$/barril, impensable hace apenas un año. Este fenómeno ha generado impactos muy negativos en la evolución de los principales indicadores económicos de muchos países, incrementando su vulnerabilidad cuanto mayor es la dependencia energética de este tipo de combustibles procedentes del exterior y menos eficiente sus consumos.

Los datos correspondientes a España a este respecto invitan a la reflexión: los combustibles fósiles supusieron en España un 84% de la energía primaria en 2007 y la dependencia energética exterior se cifró en un 81,4%.

Ello explica en gran medida la apuesta sostenida del Gobierno por razones ambientales, económicas, energéticas y estratégicas a favor de los programas de ahorro y eficiencia energética por un lado y de la modificación sustancial del mix energético incrementando notablemente el peso de las energías renovables.

Sólo mediante una adecuada combinación de medidas incentivadoras del ahorro y la eficiencia y una apuesta decidida a favor de las energías renovables, acompañadas de la promoción de I+D en este ámbito será posible superar la brecha que hoy nos separa de un modelo energético sostenible. En estos últimos cuatro años se han producido mejoras significativas en la intensidad energética y en las características de nuestros consumos, sin que, a pesar de ello, podamos considerar la situación actual como suficiente.

Por otra parte, el modelo energético mundial debe abordar con rigor otro gran reto: si el cambio climático es un problema global, debemos perseguir soluciones que sean coherentes con la necesidad previa de facilitar el acceso a la energía a un importante volumen de la población que vive hoy en día muy por debajo del umbral de la pobreza. Un tercio de la humanidad, no tiene a día de hoy acceso a fuentes modernas de energía, en concreto a la electricidad. Esta situación limita el desarrollo humano de las personas, con graves consecuencias en materia sanitaria y de educación.

En definitiva, el mundo necesita un cambio drástico y urgente en su modelo energético que le permita afrontar con éxito los numerosos retos a los que se enfrenta en la actualidad, de los que depende el futuro próximo del planeta. El modelo de crecimiento adoptado por los actuales países industrializados, basado en un consumo incontrolado de una energía muy

barata, ha demostrado ser insostenible y exige cambios que a la vez permitan al resto de países desarrollarse adecuadamente.

Para ello es imprescindible pero no suficiente la adopción de acuerdos en el ámbito ambiental; es imprescindible la capacitación y la promoción de experiencias energéticas sostenibles compartidas con terceros países. En este sentido, cobra fuerza el impulso de una agencia internacional de promoción de energías renovables que facilite planificar y pensar integrando las soluciones locales, las particularidades tecnológicas hoy disponibles, ampliando la escala de la demanda de determinados bienes de equipo que permitan respuestas renovables, favoreciendo la aparición de economías de escala que abaraten costes y llamen a desarrollos futuros y empleo local. Hace falta también repensar la financiación de la transición a este nuevo modelo, favoreciendo la complementariedad de los recursos públicos y los privados.

### **Hacia un modelo energético sostenible**

El modelo energético debe evolucionar corrigiendo los errores del pasado. Por un lado, debemos reducir ralentizar el ritmo de crecimiento de la demanda energética promoviendo el ahorro y la eficiencia. Por otro lado, la menor demanda resultante debe ser satisfecha con tecnologías limpias y de fuentes más diversificadas y abundantes. Esto requiere, además, una mayor inversión en investigación y desarrollo.

Para alcanzar los objetivos en el tiempo requerido, es imprescindible un fuerte compromiso político a todos los niveles: global, regional, nacional y local. La escala global acelera los plazos de desarrollo tecnológico y abarata los costes unitarios de soluciones renovables que, hoy por hoy, siguen teniendo un peso específico limitado en los consumos finales.

Alcanzar un acuerdo en Copenhague en materia de cambio climático constituye un elemento central en el diseño de una política a medio y largo plazo que oriente las decisiones de los Gobiernos, las empresas, los investigadores y, en general, los ciudadanos. El acuerdo permitirá establecer un campo de actuación común para todos los países, con objetivos equitativos para cada uno de ellos. Los mercados de carbono y, en general, los mecanismos de flexibilidad inspirados en el Protocolo de Kioto deben ayudar en esa transición, estableciendo los incentivos y señales necesarias para el cambio de modelo. Con ello se permite la asignación de un precio a las emisiones de CO<sub>2</sub> sirviendo de señal económica que oriente el uso de tecnologías menos contaminantes. Los mecanismos basados en proyectos (de desarrollo limpio y de aplicación conjunta) pueden incrementar su eficacia como herramienta de transferencia tecnológica que ayude a los países en desarrollo a sentar los cimientos de su desarrollo futuro.

La acción regional ayuda a la consecución de los objetivos, fomentando a su vez un crecimiento y desarrollo sostenible. En este sentido, cabe destacar el papel de la UE, tanto en el contexto de la acción interna como por su apuesta y ejemplo en el proceso multilateral. El paquete de energía y cambio climático presentado por la Comisión en enero de 2008 en ejecución del mandato recibido del Consejo Europeo de primavera del año anterior resulta un elemento capital en este proceso. La apuesta de la UE es enormemente interesante en la medida en que ofrece a las empresas y gobiernos europeos un horizonte distinto asociado a la competitividad y el modelo energético futuro. Está en juego no sólo el futuro ambiental del Planeta; en términos mucho más concretos también lo están la satisfacción de nuestras necesidades energéticas y la competitividad en los mercados mun-

diales de una industria basada en premisas muy distintas a las tradicionales.

La UE quiere alcanzar una reducción del 20% (que podría ascender al 30% en caso de acuerdo internacional) de sus emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 con respecto a las de 1990. Hacerlo requiere una política energética ambiciosa basada en la consecución de importantes objetivos en materia energética: un ahorro energético del 20% en 2020 respecto a la tendencia actual, y un aporte de las energías renovables al consumo de energía en la UE del 20% (con un objetivo concreto del 10% de biocombustibles en el consumo de carburantes para el transporte).

A partir de aquí, sus estados miembro deben elegir las políticas necesarias, tanto a nivel nacional como a nivel local, que les faciliten el cumplimiento de sus objetivos nacionales.

España debe además incrementar su apoyo a otras regiones para favorecer enfoques y actuaciones similares. Regiones enteras con un ritmo de crecimiento económico y energético y poblaciones que aspiran a elevar su nivel de vida deben integrar con muchos menos recursos un reto tan complejo como el que se deriva de la situación actual de los mercados energéticos, las dificultades del sistema financiero internacional y las amenazas presentes y futuras asociadas al cambio climático. Nuestra presencia activa, sobre todo, en América Latina, pero también en el Mediterráneo o, más recientemente, en el Africa Subsahariana vinculando energía y cambio climático y promoviendo soluciones renovables no ofrece sino oportunidades diplomáticas, culturales, económicas y comerciales para ambas partes.

## El desafío del sector energético español

Con respecto a la situación en España, el elemento más destacado sería la importancia del reto que nos plantea la transformación requerida. España cuenta con algunos desafíos notables: disminuir la dependencia energética del exterior y la vulnerabilidad económica asociada al precio del barril de petróleo; reducir el peso de los combustibles fósiles en los consumos energéticos; incrementar la diversificación de proveedores, mantener la tendencia de contención y mejora de la intensidad energética, etc. pero también con unas ventajas comparativas sobresalientes: España hizo una apuesta temprana por el gas natural y la organización moderna de las infraestructuras de transporte y negocio; dispone de una gran actividad empresarial y experiencia en el sector de renovables; cuenta con una enorme capacidad de crecimiento aprovechando el potencial de los recursos renovables españoles y dispone de un intenso conocimiento de las oportunidades y necesidades de mejora de los mercados de carbono.

Sobre este telón de fondo, los pilares sobre los que se está construyendo el nuevo modelo energético más sostenible son tres: el ahorro y la eficiencia energética; el fomento de las energías renovables y la promoción de I+D en energía limpia.

La necesidad e importancia de estos campos de actuación, queda explícitamente recogida en la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCCEL), aprobada en 2007. La EECCCEL persigue el cumplimiento de los compromisos de España en materia de cambio climático y el impulso de las energías limpias, al mismo tiempo que se consigue la mejora del bienestar social, el crecimiento económico y la protección del medio ambiente. En el ámbito de la energía limpia, esta estrategia establece

objetivos, medidas e indicadores en los campos de la eficiencia energética, las energías renovables, la gestión de la demanda y la investigación, el desarrollo y la innovación.

La EECCCEL permitió fijar bases sólidas en materia de cambio climático, en las que ahora se debe profundizar implicando a todas las administraciones pero también al sector privado y, muy especialmente, a la opinión pública para preservar la competitividad, la cohesión social y la creación de empleo. España cuenta ahora con una magnífica oportunidad institucional en el contexto de la Comisión Delegada del Gobierno para el Cambio Climático (CDGCC) y la Comisión Mixta Congreso-Senado sobre cambio climático, que se suman a los cauces preexistentes de coordinación de políticas con las Comunidades Autónomas (en la Comisión de Coordinación creada por la ley 1/2005) y de participación a través del Consejo Nacional del Clima.

El Gobierno quiere con ello intensificar el enfoque integral de actuaciones entorno a seis líneas estratégicas prioritarias, tres de las cuales tienen implicación directa en el nuevo modelo energético: movilidad sostenible, edificación sostenible y sostenibilidad energética. Las políticas de movilidad son algo más que las políticas de infraestructuras, la política industrial o la fiscalidad de los carburantes, pero debemos hacer uso de todas ellas y facilitar la coordinación entre todas las administraciones responsables para maximizar la coherencia de las respuestas. Por otro lado, debemos aspirar a que los consumos energéticos de los edificios sean menores a los actuales, erradicando el despilfarro energético que ha caracterizado en gran medida la mayor parte de nuestras construcciones y, por otro lado, promoviendo un mayor grado de autosuficiencia en torno a cada edificio sea cual sea su uso final. Ya abordamos un

cambio sustancial para con los edificios nuevos con la adopción del Código Técnico de la Edificación en 2006; ahora tendremos que trabajar en el numerosísimo parque de edificios existentes, actuando de manera capilar, facilitando su renovación a la vez que se genera empleo y bienestar social. Por otra parte, la política energética en el medio y largo plazo debe integrar más y mejor los nuevos retos señalados, marcándose objetivos más ambiciosos, revisando los planes periódicos y sectoriales, consolidando esfuerzos a favor de escenarios compatibles con los nuevos objetivos de la UE, etc. En este contexto, destaca el compromiso del Gobierno con la promoción de una norma con rango de ley en la que de manera estable se introduzcan los principios, objetivos y herramientas clave para hacer un uso sostenible de la energía y favorecer el peso de las renovables.

Todo ello se construye sobre las bases asentadas en la legislatura 2004-2008. Así, en materia de ahorro y eficiencia energética, España cuenta desde finales de 2003 con la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012. Esta Estrategia requería planificación y financiación específicas, materializadas lo que se ha ido poniendo en práctica a través de dos planes de acción, el del periodo 2005-2007 y el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2012, el cual forma parte además del Plan de Medidas Urgentes de la EECCEL.

El Plan de Acción 2008-2012, establece una serie de medidas que tienen por objeto reducir el consumo energético en todos los sectores consumidores finales y en el sector de transformación de la energía, en un 13,7% anual en 2012, con un ahorro acumulado en el periodo de unas 90 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep). Este Plan supondrá una

reducción de las emisiones de GEI estimadas en 238 MtCO<sub>2</sub>, actuación de enorme relevancia para la consecución de nuestros objetivos de Kioto.

Los actuales precios del petróleo han agravado la situación creando una necesidad de intensificar y acelerar el Plan, a la que el gobierno español ha respondido con el reciente Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética para el periodo 2008-2011. Este Plan de Activación, coherente con las líneas estratégicas de la CDGCC comentadas con anterioridad, impulsa un ahorro adicional de 6 Mtep en 2011.

Todas estas medidas han permitido iniciar un significativo cambio de tendencia en la evolución de la intensidad energética de nuestro país, que tras una evolución de continuo crecimiento, sufrió un punto de inflexión en 2005, año desde el cual se ha venido reduciendo. La reducción en todo el periodo 2005-2007 ha sido del 6,8% en intensidad final y del 7,4% en intensidad primaria.

La otra pata del cambio de modelo, las energías renovables, ha sido una de las grandes apuestas de España en los últimos años. Esto ha sido debido a las múltiples ventajas que presentan las mismas. La principal, en términos de lucha contra el cambio climático, es que las renovables ayudan a reducir considerablemente las emisiones de GEI a la atmósfera en comparación con los combustibles fósiles, siendo una de las principales medidas de mitigación propuestas por el IPCC. Pero este aspecto positivo no es el único. Estas energías presentan una gran disponibilidad de recursos en la mayoría de lugares del mundo, reduciendo por tanto la dependencia energética de los distintos países. Además, gracias a la reducción de costes que están experimentando, pronto serán competi-

vas respecto a los combustibles fósiles lo que contribuirá a mitigar los efectos negativos causados por la volatilidad de los precios de estos en el futuro. Estas energías también constituyen una alternativa de suministro energético para los millones de personas que viven en zonas aisladas, a través de soluciones tecnológicas no conectadas a red. Finalmente, las renovables pueden usarse en múltiples aplicaciones y han demostrado impulsar de forma considerable el crecimiento económico y la creación de empleo.

Debido a todas estas ventajas, las renovables han experimentado un gran impulso en los últimos años a nivel mundial, proporcionando por ejemplo en 2005 el 12,7% de la energía primaria mundial y el 17,9% de la producción eléctrica. Sin embargo su potencial es mucho mayor. Algunos estudios estiman que sólo con renovables se podrían cubrir 5,9 veces la demanda mundial actual. El IPCC, señala en su Cuarto Informe de Evaluación que las renovables, teniendo en cuenta los costes relativos de otras opciones, con la tecnología actual, podrían suministrar entre el 30 y 35% de la demanda eléctrica en 2030 a un precio del CO<sub>2</sub> de 50 USD/tCO<sub>2</sub>.

En España, el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), que estimaba una reducción de emisiones de casi 77 MtCO<sub>2</sub>, estableció ambiciosos objetivos en cuanto a la contribución de estas energías para el periodo: 12,1% de la energía primaria, 30,3% de la producción eléctrica y 5,83% de los carburantes para transporte. Estos objetivos y los incentivos asignados para el cumplimiento de los mismos han llevado a que en 2007, las renovables suministrarán el 7% de la energía primaria total, el 19,8% de la producción eléctrica y el 1,2% de los carburantes para transporte, situando a España en una posición de liderazgo en el sec-

tor. En concreto, España es líder mundial en tecnología eólica junto con Alemania y EEUU, y también en energía solar fotovoltaica donde ocupa el segundo puesto en potencia instalada tras Alemania.

Finalmente, resulta imprescindible incrementar el compromiso en I+D en energía limpia; compromiso que no sólo se debe nutrir de las arcas públicas. El Gobierno ha incorporado como prioridad estratégica en todos sus campos de actuación en materia de I+D “Cambio Climático y Energía Limpia”. Esto representará un notable incremento de la financiación disponible en estos ámbitos, con pleno respaldo a apuestas estratégicas singulares en temas tan diversos como la energía solar, la de las olas, el transporte o el carbón limpio. Pero las empresas están llamadas a liderar una fuerte inversión en este campo. El diferencial entre el coste de producir electricidad con fuentes renovables y a partir de combustibles fósiles se va acortando en muchas tecnologías lo que debe permitir liberar recursos para la promoción de otras en estadio de maduración previo. Por otro lado, la expectativa de invertir en un negocio con una enorme capacidad de crecimiento puede actuar como interesante incentivo a la hora de asumir riesgos en desarrollos tecnológicos que, en caso contrario, serán resueltos y patentados por otros.

### Por el buen camino

España ha iniciado con fuerza la revolución necesaria de su modelo energético con la intención de transformar su modelo de crecimiento en uno más sostenible, acorde con los distintos retos que se le plantean en la actualidad. España ha asumido este reto aceptando exigentes compromisos internacionales.

El cumplimiento de estos objetivos requiere importantes esfuerzos en muy diversos ámbitos. Pero estos esfuerzos son alcanzables si perseveramos en las medidas que ya se han empezado a adoptar y que ya han empezado a dar sus frutos iniciando un cambio de tendencia en nuestros patrones de consumo y producción de energía.

El reto del Cambio Climático es un reto global y urgente, que abre a la vez numerosas y novedosas oportunidades de negocio. Tener éxito requiere una acción decidida y conjunta guiada por un acuerdo que englobe a todos los países y su aplicación eficiente a nivel nacional y local.

Una acción que acierte con la combinación en las dosis adecuadas de un marco regulatorio estricto, el uso de instrumentos económicos que ayuden a orientar las decisiones por la senda adecuada y un apoyo decidido a la I+D.

#### Bibliografía

- Comisión Europea (2006): *“Libro Verde: Estrategia Europea para una energía sostenible, competitiva y segura”* (COM (2006) 105 final)
- Decisión de la Comisión, de 26 de febrero de 2007, relativa al Plan Nacional de Asignación de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, notificados a España de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y de Consejo.
- *Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo* en el marco de la Conferencia de las

Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (1992).

- Directiva 2004/101/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de octubre de 2004, por el que se modifica la Directiva 2003/87/CE, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad por lo que respecta a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto.
- Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.
- Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCCEL). Horizonte 2007- 2012 -2020 (aprobada por Consejo de Ministros el 2 de noviembre de 2007).
- Medidas urgentes de la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCCEL) (aprobado por el Consejo de Ministros el 20 de julio de 2007).
- Plan de Acción 2005-2007 de Ahorro y Eficiencia Energética (aprobado por Consejo de Ministros el 8 de julio de 2005).
- Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) (aprobado por Consejo de Ministros el 20 de julio de 2007).
- Real decreto 1402/2007, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Artículo publicado en el nº 58 de la “Revista Económica de Catalunya”.

# El lento despegue de la I+D+i en el sector energético

**Joan Batalla**

Director del Gabinete de Presidencia.

Comisión Nacional de Energía

**Abstract:** Europa se enfrenta a un nuevo escenario energético marcado, no sólo por la volatilidad de los precios del gas y del petróleo y por una creciente demanda energética, que comporta un aumento de la dependencia importadora, sino también por una baja eficiencia energética. En este contexto, la innovación tecnológica en el sector energético debe jugar un papel protagonista. Las inversiones en I+D+i en nuevas tecnologías energéticas deben constituir una prioridad estratégica a nivel europeo, con el objetivo de hacer frente al actual reto energético. A lo largo del presente artículo se presentan las principales líneas de apoyo a la I+D+i en el sector energético, así como la situación actual en términos de peso del gasto en I+D+i dentro del valor añadido bruto de nuestras empresas energéticas.

**PALABRAS CLAVE:** energía, investigación y desarrollo .

## 1. Introducción

El entorno energético español, al igual que el europeo, ha cambiado más en los últimos años

que a lo largo de las décadas anteriores. Las causas principales han sido, en primer lugar, el impulso a la liberalización de los sectores energéticos y, en segundo lugar, la preocupación creciente por las cuestiones relacionadas con la garantía del suministro, la sostenibilidad y la eficiencia empresarial en estos sectores.

Un nuevo escenario energético marcado, no sólo por la volatilidad de los precios del gas y del petróleo, y por una creciente demanda energética, que comporta un aumento de la dependencia importadora, sino también por una baja eficiencia energética y capacidad investigadora y por una necesidad de coordinación en el ámbito de la energía a nivel europeo.

A estos factores hay que añadir, la amenaza real que supone el cambio climático. Las emisiones comunitarias de gases de efecto invernadero superarán el nivel de 1990 en un 2% para el 2010 y un 5% para el 2030. La dependencia de la energía importada que sufre la Unión Europea pasará del actual 50% al 65% para el 2030 –en el caso español, nuestros niveles actuales de dependencia exterior superan el 75%–.

Ante esta situación, ni la Unión Europea ni el resto de economías mundiales han reaccionado con la suficiente rapidez para incrementar el empleo de tecnologías energéticas con baja emisión de carbono ni para mejorar la eficiencia energética, por lo que se hace necesario dar una respuesta inmediata. Una respuesta que permita hacer frente a los retos derivados de esta nueva era energética.

En este contexto, la innovación tecnológica en el sector energético debe jugar un papel protagonista. Las inversiones en I+D+i en nuevas tecnologías energéticas deben constituir una prioridad estratégica a nivel europeo, con el

objetivo de hacer frente al actual reto energético. En el actual entorno competitivo la tecnología ha irrumpido como un factor crítico.

La irrupción de la innovación debe jugar un papel primordial en la resolución de los problemas a los que se enfrenta el sector, facilitando la consecución de soluciones para atender al doble desafío que supone, por un lado, el creciente aumento de la demanda y, por otro, las preocupaciones medioambientales. No obstante, la realidad dista mucho de acercarse a lo deseado. Actualmente el gasto en I+D+i dentro del valor añadido bruto de nuestras empresas energéticas no es acorde con el peso de dicho sector dentro de nuestra economía.

Es por ello que se hace necesaria una reflexión en profundidad sobre las posibles causas explicativas de dicha realidad. A lo largo de este capítulo se pretende abordar el papel de la I+D+i en la estrategia de las empresas energéticas.

A continuación se presentarán las razones explicativas de la importancia de la I+D+i como factor endógeno garante de competitividad y, por ende, de crecimiento económico, para abordar a continuación los mecanismos de apoyo a la innovación tecnológica en el sector energético a nivel europeo y finalizar con la presentación de los resultados obtenidos.

## **2. Importancia de la I+D+i**

Si bien no es el objeto del presente capítulo entrar en el detalle del papel que juega el progreso tecnológico dentro de las diferentes teorías del crecimiento económico, si parecen oportunas unas pinceladas sobre el estado del arte, antes de entrar en el detalle de la situación del sector energético por lo que respecta a la evolución de la I+D+i.

En este sentido, cabe destacar que las recientes aportaciones de las teorías del crecimiento económico (Romer, 1990) señalan que el progreso tecnológico es un elemento clave en el crecimiento económico a largo plazo, así como lo es la posibilidad de disponer de un entorno económico, caracterizado por la existencia de economías externas, capaz de generar innovaciones y de difundir los conocimientos adquiridos. La capacidad de innovación de una economía influye de manera decisiva en su productividad, generando oportunidades de negocio tanto a las empresas existentes como a las de reciente creación, dotándolas de mayor flexibilidad para afrontar los cambios continuos que se producen en el entorno empresarial, lo que en última instancia contribuye a la generación de ocupación altamente cualificada.

Sin duda, el fomento de la capacidad de innovación de una economía por sí mismo ya justifica la necesidad de la intervención pública en este ámbito, pero hay otros argumentos de relevancia, como es la existencia de fallos de mercado. Existe una amplia evidencia teórica que demuestra que los beneficios privados de la inversión en I+D están por debajo de los beneficios sociales (Arrow (1962) y Griliches (1992)), de forma que sin la intervención pública es muy difícil lograr el óptimo social.

Dentro de las diferentes vías posibles, la inversión en I+D constituye la vía más efectiva de acceso a la innovación. La inversión en I+D fortalece la capacidad tecnológica de la empresa, así como su capacidad de innovación y de aprendizaje. Posibilita estrategias de mayor valor añadido y sobre todo se distingue de otras vías de acceso a la innovación cómo puede ser la imitación. Todo proceso de innovación de las empresas presenta cuatro características económicas principales, que afectan a la asignación de recursos empresariales a actividades de I+D

y que ocasionan que los beneficios privados de la inversión en I+D estén por debajo de su óptimo social como son la existencia de indivisibilidades, la presencia de incertidumbre, la dificultad de apropiación completa de los resultados de la investigación por parte de quien la realiza o la existencia de externalidades.

La indivisibilidad implica la existencia de una dimensión empresarial mínima que permita acometer los diferentes proyectos de I+D. El carácter incierto de este tipo de actividades implica que las empresas no pueden predecir el resultado de la I+D. El éxito de un proyecto de I+D depende de un complejo entramado de incertidumbres objetivas (el estado de la técnica, la respuesta del mercado,...) y de decisiones tecnológicas y empresariales y en ningún momento está garantizado el éxito. Este riesgo, así como la no recuperación de la inversión en caso de fracaso, puede desanimar la inversión empresarial en este ámbito. Este hecho es una realidad en el caso de las pequeñas y medianas empresas.

Al riesgo generado por estas incertidumbres, se añade aquél derivado de la inseguridad a la hora de apropiarse plenamente de los resultados. Es decir, la empresa que ha realizado el proyecto de I+D no puede estar segura de que los resultados no sean imitados, copiados o sustituidos por otros desarrollos que satisfagan igual o mejor la demanda. Este efecto se debe en gran medida a la naturaleza de bien público que tiene la búsqueda y al hecho de que las actividades de I+D generan externalidades positivas o spillovers de las que se benefician otros agentes.

Finalmente, y muy estrechamente vinculado con el carácter de bien público, cabe destacar que en la actividad de I+D existen economías externas. Es decir, que los resultados obtenidos

pueden trascender el ámbito de actuación de la empresa que ha invertido, pudiéndose beneficiar otras empresas de los nuevos conocimientos generados por la empresa inversora.

Tomando como punto de partida todas estas consideraciones, no es de extrañar que las empresas que toman sus decisiones teniendo en cuenta única y exclusivamente su beneficio individual, realicen inversiones por debajo del óptimo socialmente deseable. Es en este contexto en el que se justifica la necesidad de la intervención pública, no únicamente en ámbitos de fomento de la I+D, sino con un enfoque mucho más amplio, tratando de lograr un funcionamiento adecuado del conjunto del sistema de innovación.

### **3. Políticas públicas de apoyo a la I+D+i en el sector energético**

La investigación científica, el desarrollo y la innovación tecnológica se han convertido en factores claves para el crecimiento a largo plazo, por lo que la Unión Europea ha convertido la política de ciencia y tecnología en uno de sus ejes centrales, así como en una de las piezas esenciales de la renovada Estrategia de Lisboa para el crecimiento y el empleo.

A nivel comunitario, la energía constituye un elemento esencial para la actividad económica, pero también es responsable en Europa de cerca del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero, constituyendo una de las principales causas explicativas del cambio climático y de la contaminación atmosférica.

Asimismo, el proceso de innovación de la tecnología energética muestra debilidades estructurales derivadas de las características intrínsecas del propio sector, que incrementan el grado de complejidad del propio proceso de innova-

ción. Plazos de retorno de la inversión muy largos, producto final no diferenciado, existencia de fuertes inercias al cambio por parte de los agentes propietarios de los sistemas energéticos ya existentes, necesidad de fuertes inversiones en infraestructura inmovilizadas, presencia de agentes monopolistas –en algunos casos naturales– dificultades de la interconexión de la red son algunos de los rasgos que confieren una complejidad superior al proceso de innovación en el sector energético, que justifican la definición e implementación de políticas públicas de apoyo a la investigación.

Desde 1960, se ha trabajado a escala europea en la investigación sobre la energía, al principio al amparo del Tratado de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero y del Tratado EURATOM y, más adelante, dentro de los sucesivos Programas Marco de Investigación. Desde su creación, la Unión Europea y sus Estados miembros han puesto en práctica políticas públicas de apoyo a la I+D, encaminadas a aumentar la inversión, pública y privada, destinada a investigación y desarrollo tecnológico en el sector energético, constituyendo los Programas Marco (PM) de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Demostración el principal instrumento de fomento de la innovación a nivel europeo.

Estos programas de carácter plurianual, aprobados por el Consejo de Ministros y el Parlamento Europeo, establecen la estructura legal y administrativa de apoyo a las actividades de investigación y desarrollo, fijando una serie de objetivos técnicos y científicos a nivel comunitario recogidos en la Estrategia de Lisboa.

Desde su creación, los Programas Marco tienen como objetivo principal la mejora de la competitividad, fundamentalmente mediante la financiación de actividades de investigación, des-

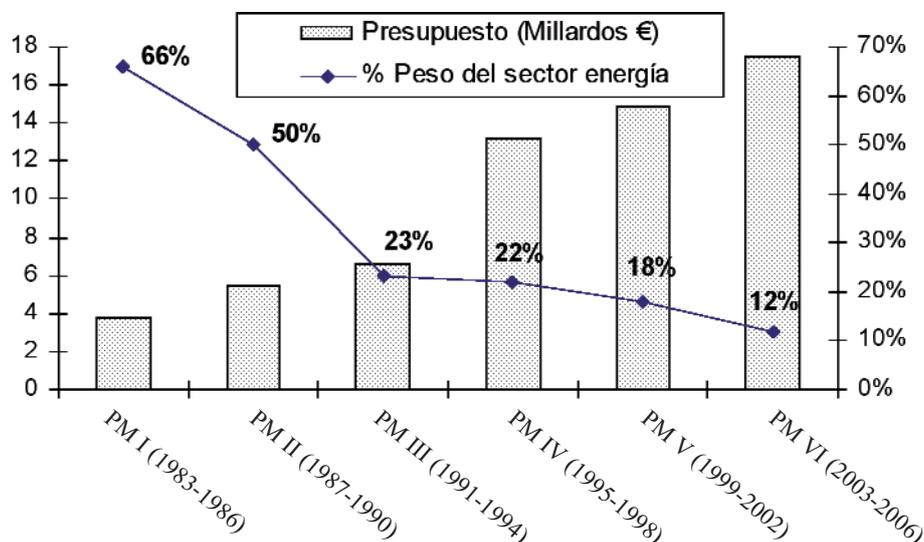
arrollo tecnológico, demostración e innovación, realizadas en régimen de colaboración transnacional entre empresas e instituciones de investigación, pertenecientes tanto a países de la Unión Europea, como de Estados Asociados y terceros países.

Desde sus inicios, a principios de la década de los ochenta, la energía ha estado muy presente en los diferentes Programas Marco. En los dos primeros Programas Marco correspondientes a los períodos 1983-1986 y 1987-1990 respectivamente, las secuelas en la economía europea de las recientes crisis del petróleo de la década de los setenta estaban muy presentes, por lo que el sector energético ostentaba una posición privilegiada como destinatario de los fondos europeos de apoyo a la investigación y el desarrollo. No obstante, y si bien es cierto que en términos absolutos los fondos europeos destinados a proyectos energéticos ha ido creciendo en los restantes Programas Marco, su peso relativo a medida que iba creciendo el presupuesto comunitario ha ido disminuyendo de forma drástica. En el VI Programa Marco correspondiente al período 2003-2006, el sector energético fue destinatario del 12% de los cerca de dieciocho mil millones de euros con que estaba dotado presupuestariamente el citado Programa Marco.

Actualmente está en vigor el VII Programa Marco de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Demostración, que con un presupuesto total de 50.521 millones de euros para un período de siete años, de nuevo dedica una especial atención a aquellos proyectos de investigación científica en el ámbito de los sistemas energéticos sostenibles.

Ante los retos derivados de nuestra elevada dependencia energética exterior y del cambio climático, la Unión Europea se propone ocupar

**Gráfico 1: Peso del sector energético dentro de los presupuestos de los Programas Marco (1983-2006)**



Nota: Dentro del ámbito de la energía se contemplan los presupuestos comunitarios destinados a las líneas de actuación de sistemas energéticos sostenibles y la correspondiente al Programa EURATOM

Fuente: Elaboración propia a partir de datos procedentes del Community Research and Development Information Service (CORDIS)

una posición de liderazgo mundial en el campo de las tecnologías energéticas limpias y eficientes. Con este propósito, el VII Programa Marco destina a los objetivos de Energía y Medio ambiente -incluido cambio climático - 2.350 y 1.890 millones de euros respectivamente. A estos recursos, es necesario añadir los 2.700 millones de euros para el programa EURATOM, enfocado a la investigación y desarrollo en el ámbito de la fusión y fisión nuclear.

De forma paralela a los fondos comunitarios, la mayoría de Estados miembros tienen sus propios programas de investigación sobre energía, la mayor parte de ellos con objetivos semejantes y centrados en las mismas tecnologías.

España no es una excepción. La aprobación<sup>1</sup> por parte del Gobierno español del Plan Nacional de Investigación, Desarrollo e Innovación 2008-2011, consolida la política de apoyo a la I+D+i como mecanismo de mejora de la productividad de nuestra economía, otorgando, por primera vez, una posición estratégica a la energía y a la lucha contra el cambio climático como garantes de un crecimiento económico sostenible y respetuoso con el medioambiente.

El Plan Nacional de I+D+i es el principal instrumento de programación con que cuenta el Sistema Español de Ciencia y Tecnología y en el que se establecen los objetivos y prioridades de la política de investigación, desarrollo e

1. El Plan fue aprobado en julio de 2006 por la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático y el Consejo Nacional del Clima y fue posteriormente aprobado por el Consejo de Ministros el día 6 de octubre de 2006.

innovación a medio y largo plazo. Cabe destacar como novedad que, por primera vez, el Plan Nacional introduce como acción estratégica la energía y el cambio climático, en respuesta al importante potencial empresarial e investigador existente en este ámbito en España. Sin recibir la consideración de acción estratégica, el ámbito de la energía ya representó en el anterior Plan Nacional más del 6% del presupuesto total, dedicándose un 67% a las energías renovables y tecnologías de carbón limpio, un 23% a las áreas no energéticas relacionadas con el cambio climático y un 7% a proyectos de mejora de la eficiencia energética.

Este presupuesto se canalizó a través de diversos programas, tales como los proyectos CENIT y CONSOLIDER, así como de diversas instituciones públicas especializadas en la investigación en el campo de la energía y el cambio climático, como son el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Instituto Nacional del Carbón (INCAR) perteneciente al Centro Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), que en los últimos años se ha especializado en el campo de las tecnologías de captura de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para abordar los retos del sector energético, el nuevo Plan Nacional 2008-2011 apuesta por el desarrollo de un sistema energético sostenible y abastecido por recursos autóctonos, por un lado los de naturaleza renovable y por otro, aquellos ampliamente disponibles en el mercado mundial, como son el carbón limpio o la energía nuclear. Las tecnologías destinadas a lograr mejoras en el ahorro y la eficiencia energética también forman parte de esta estrategia para la cuál se han definido cuatro grandes bloques de actuación: creación de programas específicos,

refuerzo de programas existentes, mejora del tejido institucional e incremento de los proyectos de cooperación internacional, de forma que España pueda aumentar su presencia dentro de los fondos percibidos a través del VII Programa Marco.

#### **4. Percepción empresarial de la importancia de la I+D+i en el sector energético**

La necesidad de políticas públicas de apoyo a la I+D+i no viene justificada única y exclusivamente por las características intrínsecas de la misma en términos de existencia de indivisibilidades, incertidumbre, dificultad de apropiación completa de los resultados de la investigación por parte de quien la realiza o la propia existencia de externalidades que acaban ocasionando la irrupción de un fallo de mercado.

Los propios agentes privados son cada vez más conscientes de que, ante un entorno cada vez más competitivo, la tecnología ha irrumpido como un factor crítico que es necesario gestionar de forma eficiente si se quiere que la empresa consiga determinadas cuotas de crecimiento.

Las empresas energéticas no son ajenas a este nuevo entorno empresarial de naturaleza altamente competitiva, por lo que ha sido necesario replantear las diferentes teorías sobre la organización y dirección de empresas, ocupando la innovación, como mecanismo de obtención de ventajas competitivas, un papel protagonista.

La innovación tecnológica, tanto de proceso como de producto, se erige como uno de los factores clave con un mayor impacto sobre la eficiencia empresarial. La innovación permite a cualquier empresa mantenerse competitiva y modernizarse. A medida que una organización introduce nuevos productos, servicios o proce-

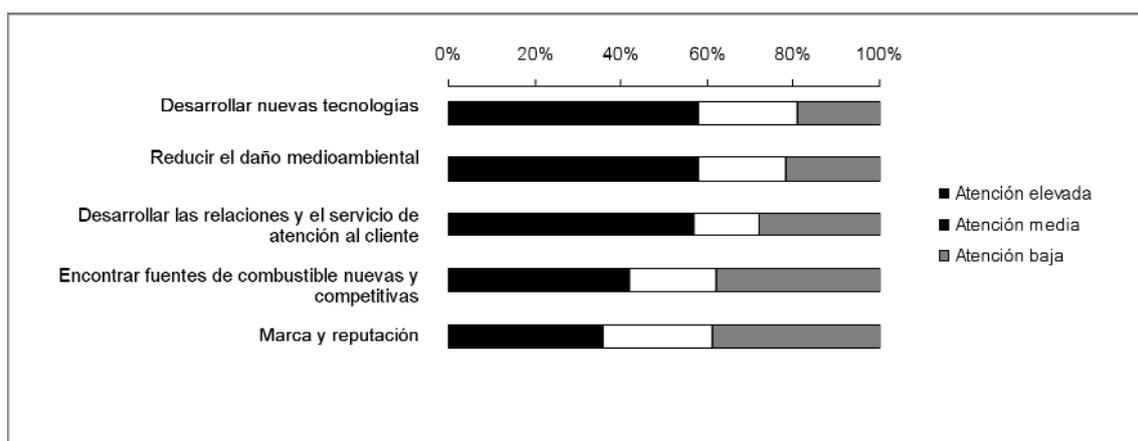
sos, la organización gana cuota de mercado y se hace más competitiva en un entorno cada vez más globalizado y exigente.

Esta percepción generalizada sobre la importancia de la innovación necesita ser contrastada con la realidad empresarial. Tomando como punto de partida la Encuesta Global del Sector Eléctrico (2006), encuesta de carácter anual elaborada por la consultora *PriceWaterhouseCoopers* (PWC), es posible analizar la percepción sobre los retos a los que se enfrenta el sector energético a nivel de miembros de los consejos de administración de las principales cor-

poraciones en el negocio de las utilities (electricidad y gas).

De acuerdo con los resultados de la encuesta, el sector se enfrenta a un cambio “revolucionario”. Dos terceras partes de los encuestados afirman que la industria afronta su mayor desafío de los últimos tiempos y la mayoría de ellos cree que los cambios que se preparan son casi “revolucionarios”. Esta opinión es especialmente sólida en Europa, donde casi tres cuartas partes (72%) de los encuestados la comparten.

**Gráfico 2: ¿En qué debe centrarse el sector eléctrico en los próximos diez años?**



Nota: Datos expresados en porcentaje de respuestas sobre total  
Fuente: Encuesta global del sector eléctrico 2006. PricewaterhouseCoopers.

Para el año 2006, los encuestados también subrayan la necesidad de realizar una enorme inversión en tecnología e infraestructuras para satisfacer la creciente demanda, así como los problemas medioambientales.

El sector energético confía en que la tecnología juegue un papel primordial en la resolución de sus problemas y le facilite soluciones para atender al doble desafío que supone el futuro aumento de la demanda y las preocupaciones

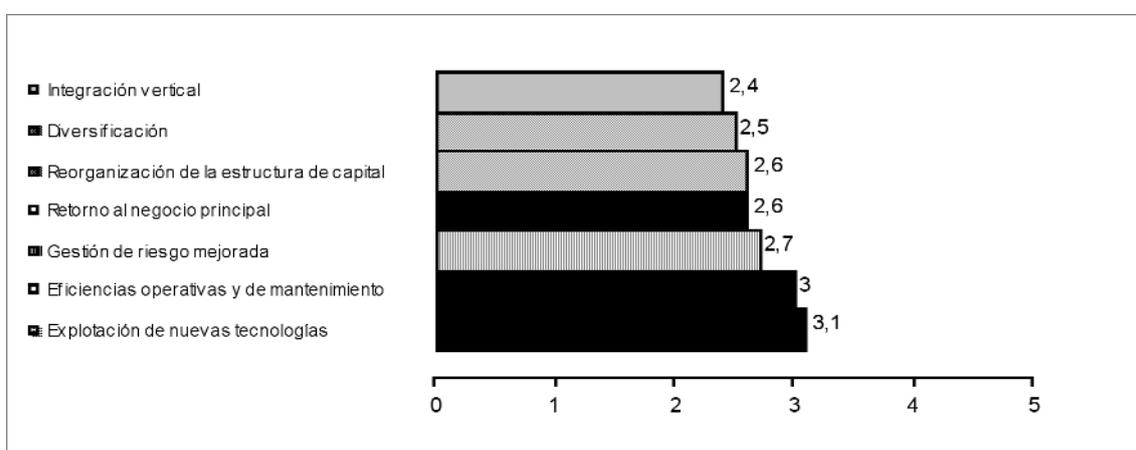
medioambientales. Alrededor de dos terceras partes de los encuestados identifican la tecnología como un factor de cambio potente, y muchos de ellos piensan que será una herramienta revolucionaria o enormemente significativa en la determinación del rumbo futuro del sector. La aparición de un abanico de novedades tecnológicas permite intuir que el sector está a punto de adentrarse en una etapa de cambios sin precedentes desde que hace veinte años

se introdujo la generación por gas a gran escala a partir de los ciclos combinados.

Muchos de los directivos consultados creen que debe acelerarse el ritmo de cambio, dado que los avances realizados hasta la fecha están muy por debajo de las expectativas del sector. Por ejemplo, el 42% de los encuestados considera

que el sector está rezagado en el desarrollo de fuentes de energía renovables e incluso un porcentaje superior –prácticamente el 60%– defiende que hay que centrarse firmemente durante un periodo de 10 años en la reducción del impacto medioambiental, el desarrollo de nuevas tecnologías y la mejora de las relaciones y los servicios de atención al cliente.

**Gráfico 3: ¿Qué factores considera que tendrán mayor impacto sobre la eficiencia de las compañías eléctricas?**



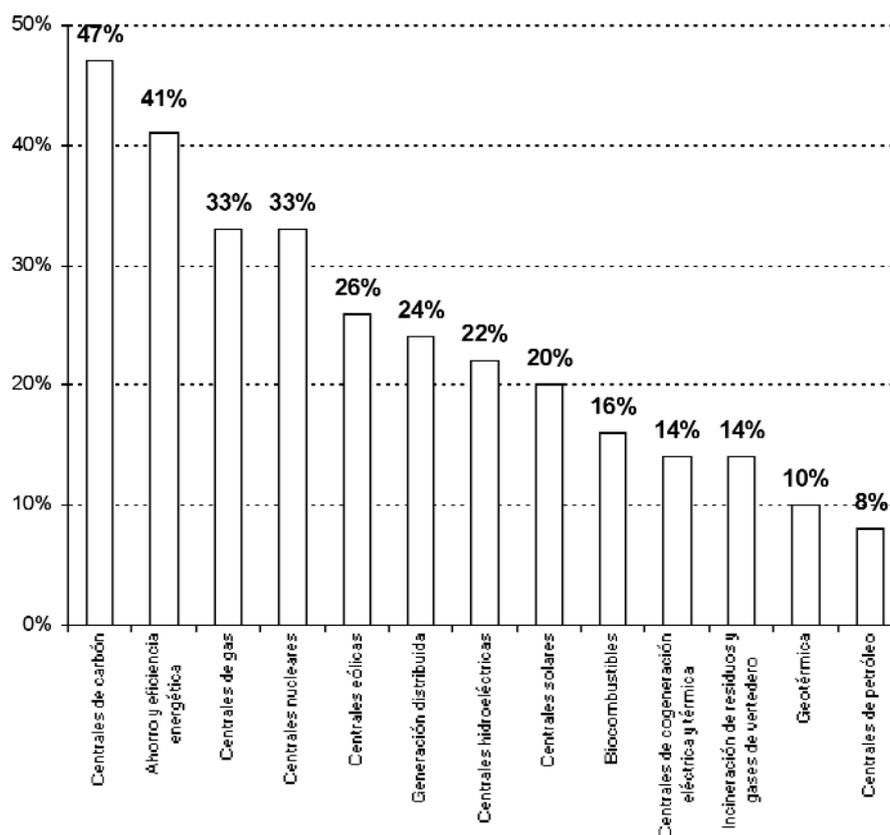
Nota: Respuesta media (Puntuación: 5 = mayor impacto; 1= menor impacto)

Fuente: Encuesta global del sector eléctrico 2006. PricewaterhouseCoopers.

En el umbral de esta nueva fase de cambio tecnológico, las compañías identifican la generación eléctrica a partir del carbón como una de las áreas donde se esperan mayores avances

tecnológicos, sin duda ligados a las expectativas de avances en la tecnología de captura del CO2. Le siguen, no muy lejos, los avances en ahorro y eficiencia energética.

**Gráfico 4: Tipos de generación donde se esperan mayores avances tecnológicos**



Nota: Datos expresados en porcentaje de respuestas sobre total  
Fuente: Encuesta global del sector eléctrico 2006. PricewaterhouseCoopers

A la vista de estos resultados, la innovación constituye un factor clave para las empresas del sector energético. Esta situación no es previsible que cambie a corto plazo, dado que la presión para que las *utilities* eléctricas sean más eficientes se está intensificando. En entornos de reciente liberalización, donde cada vez resulta más difícil que el incremento en costes sea transferido al consumidor final, la innova-

ción parece ser la fuente principal de mejora de la posición competitiva.

### **5. La I+D+i en el sector energético**

La tecnología energética tiene asignado un importante papel a la hora de garantizar el desarrollo económico evitando la degradación del medio ambiente. Tanto a nivel comunitario como a nivel de cada uno de los Estados miem-

bros, se han implementado políticas públicas de fomento de la innovación tecnológica como fuente de ventajas competitivas. A nivel de los agentes privados, existe una percepción cada vez mayor de la importancia estratégica de la innovación empresarial.

La evaluación de los resultados de este amplio abanico de políticas de apoyo a la innovación y desarrollo tecnológico es compleja, dada la escasez de fuentes estadísticas fiables. Esta situación fue reconocida por la propia Comisión Europea cuando en el año 2004 creó un Grupo de Expertos con el objeto de identificar carencias y recomendaciones a la hora de armonizar los datos estadísticos relativos a I+D+i en el área de la energía.

En el presente artículo, para la valoración de la eficiencia y eficacia de las medidas adoptadas, se parte de los datos relativos a presupuestos públicos en el ámbito de la I+D+i energética que de forma anual publica la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Los datos recogidos en la *IEA Energy Technology R&D Statistics Database* recogen la evolución desde el año 1974 hasta la actualidad –los últimos datos corresponden al ejercicio 2006– del volumen de fondos públicos asignados a proyectos de I+D en 26 estados miembros de la Agencia Internacional de la Energía, constituyendo por tanto un buen indicador del peso que ha venido ocupando el sector dentro de los presupuestos nacionales de apoyo a la investigación y el desarrollo.

La evaluación de los resultados de la inversión empresarial en investigación se realiza a partir del cuadro de indicadores de las inversiones de las empresas de la Unión Europea en I+D que de forma anual publica la Comisión Europea. Si bien es cierto que el estudio *EU Industrial R&D Investment Scoreboard*, desde un punto

de vista metodológico, presenta ciertas carencias derivadas del hecho de que las cifras basadas en la contabilidad auditada de la empresa para el ejercicio no reflejan el país donde se realizó la inversión sino sólo el origen de la empresa que realizó dicho gasto, su publicación de forma periódica por parte de la Comisión Europea permite realizar un análisis de la tendencia en el gasto en I+D por parte de las 1.000 empresas más significativas en el ámbito europeo, pudiéndose agregar dichas tendencias por sectores y países.

#### **a. I+D+i en el sector energético: resultados a nivel de fondos públicos**

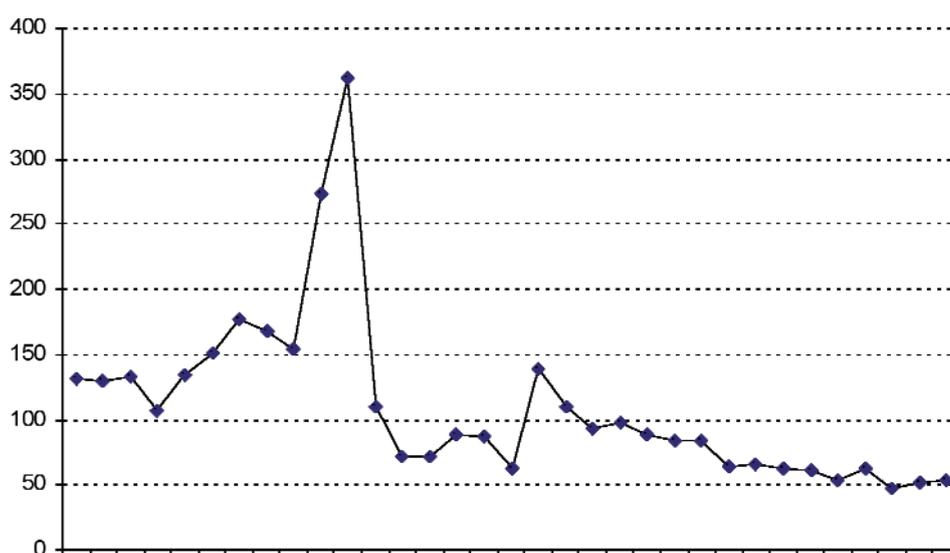
En el caso de España, la senda seguida por los presupuestos públicos destinados a actividades de I+D muestra como, después de un período de fuerte incremento en los gastos en I+D+i para dar respuesta a los retos asociados a las crisis del petróleo de 1973 y 1978, la inversión cae a lo largo de los años empezándose a recuperar de nuevo a finales de la pasada década.

El alza súbita de los precios del petróleo de finales de 1973 y de 1979 situó a los responsables de la política energética ante la necesidad de adoptar medidas encaminadas a modificar los patrones de demanda energética, altamente dependientes del petróleo, fomentando fuentes energéticas alternativas. El marco para la adopción de estas medidas fue el Plan Nacional de Energía de 1975 y especialmente el aprobado en 1984, donde de forma paralela a la puesta en marcha de planes de fomento de la energía nuclear, de desarrollo del consumo de gas natural y de fomento del uso de carbón autóctono para la generación de electricidad, se pusieron en marcha importantes planes de fomento de la investigación en el ámbito energético que tuvieron su reflejo en los presupuestos públicos.

El cambio drástico en el panorama energético mundial en la segunda década de los años ochenta, con el derrumbe de los precios del carbón –en 1982– y del petróleo –en 1986– por la contracción de la demanda, el aumento de la oferta y la política de fomento de otras fuentes

energéticas alternativas, entre otras causas, acabó ocasionando una caída del interés político en los programas de fomento de la investigación y el desarrollo tecnológico en el ámbito energético.

**Gráfico 5: Evolución del gasto público en I+D en el sector energético en España, (1974-2006)**



Nota: Datos expresados en millones de euros (a nivel de precios y tipo de cambio 2006)

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE)

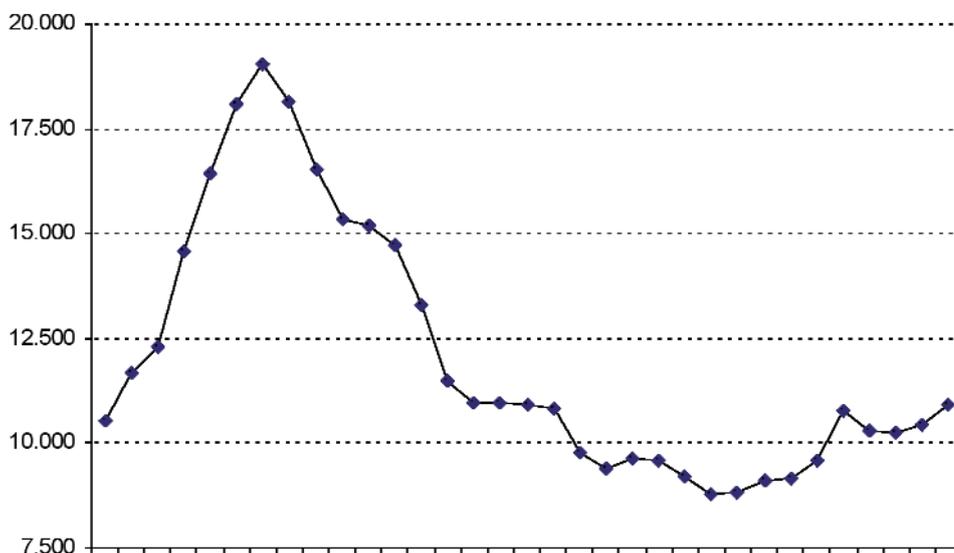
Esta tendencia descendente experimentada en nuestra economía se asemeja a la experimentada en el resto de Estados miembros de la Agencia Internacional de la Energía, si bien presenta ciertas diferencias.

El primer rasgo distintivo radica en el momento temporal en el que se acometieron dichas medidas. El hecho de que los gobiernos españoles optaran en un primer momento por no trasladar a los precios las súbitas subidas de precios del crudo, absorbiendo una parte del aumento de los precios del petróleo mediante la disminución de los impuestos aplicados a los

derivados del petróleo, también tuvo su reflejo en la evolución de las partidas públicas de I+D destinadas al sector energético, con un evidente desfase temporal en relación al resto de países miembros de la Agencia Internacional de la Energía.

Mientras que en España, el Plan Energético Nacional (PEN-83) supuso el punto álgido en los gastos públicos en investigación y desarrollo tecnológico en el sector energético, el resto de países puso en marcha las medidas con mayor antelación, alcanzándose el máximo esfuerzo público en 1980.

**Gráfico 6: Evolución de los gastos en I+D en el sector energético, (1974-2006)**  
**Total países miembros AIE**



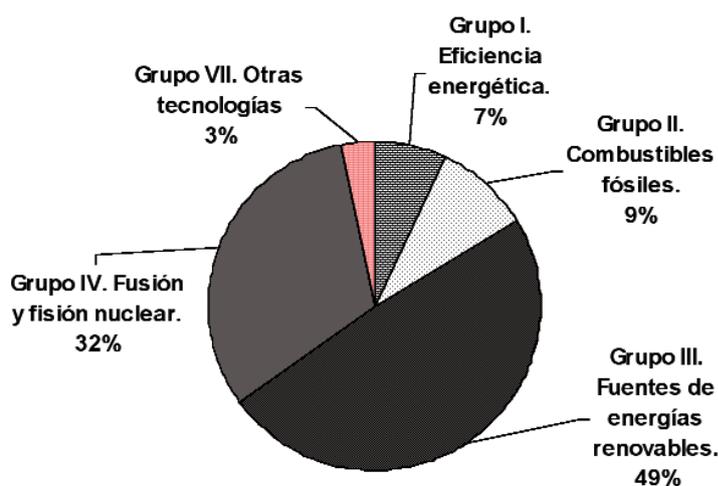
Nota: Datos expresados en millones de euros (a nivel de precios y tipo de cambio 2006)

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE)

La segunda diferencia radica en la composición del gasto público en investigación y desarrollo. Mientras que en el caso español, el segmento de las energías renovables es destinatario de cerca del 50% de los fondos públicos, en el

total de países miembros de la Agencia Internacional de la Energía apenas alcanza a superar el 10%, siendo ampliamente rebasado por los gastos en I+D en el campo de la fusión y fisión nuclear.

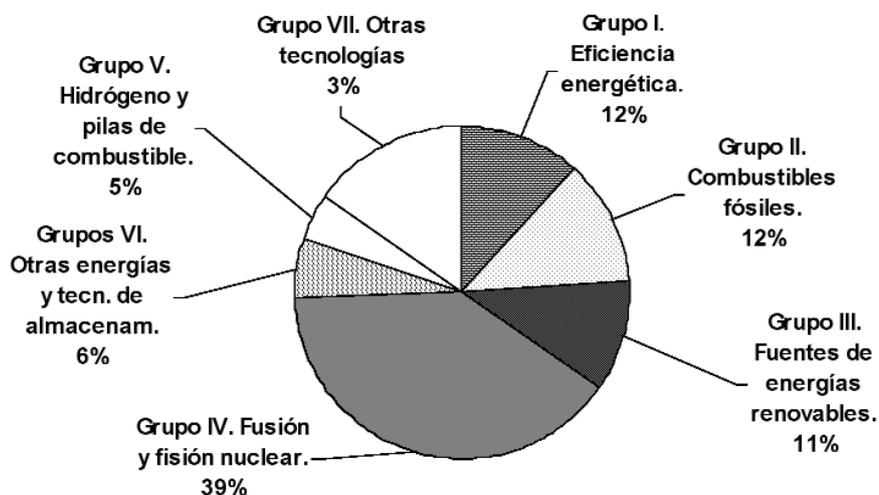
**Gráfico 7: I+D pública en el sector energético por categorías. España (2006)**



Nota: Datos expresados en porcentaje sobre total. Datos correspondientes al año 2006

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE)

Gráfico 8: I+D pública en el sector energético por categorías. Total países miembros AIE (2006)



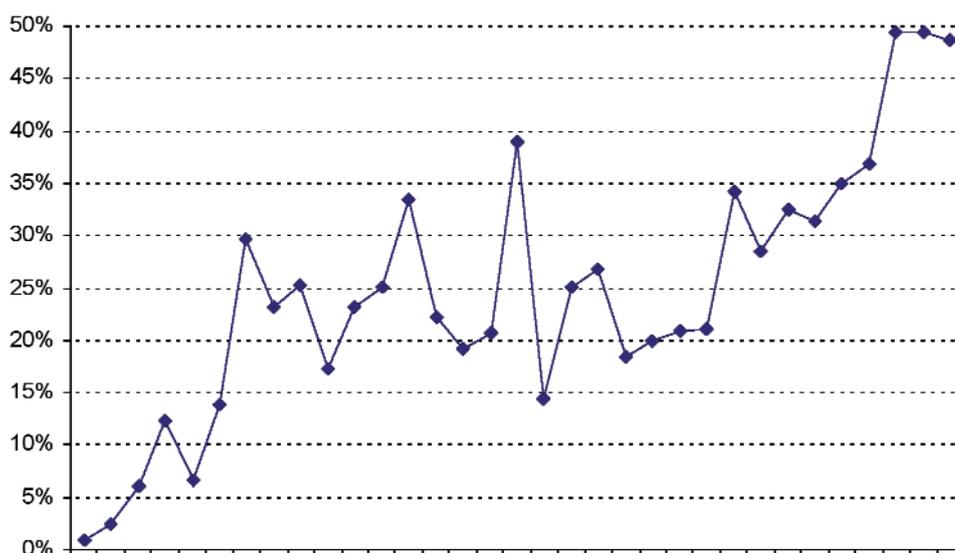
Nota: Datos expresados en porcentaje sobre el total. Datos correspondientes al año 2006

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE)

La decidida apuesta realizada en España por las energías renovables, que se ha traducido en un amplio abanico de medidas de apoyo directas en indirectas, ha ocasionado que el peso de las energías renovables como segmento destina-

rio de fondos públicos de fomento de la I+D se haya incrementado espectacularmente, pasando de suponer un ínfimo 0,86% en el año 1974 a ser destinatario de cerca de la mitad de los fondos – 48,74%- en el año 2006.

Gráfico 9: Peso de la I+D pública en el sector de las energías renovables en España (1974-2006)



Nota: Datos expresados en porcentaje sobre el total de gasto en I+D

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE)

### b. La I+D+i en el sector energético: resultados a nivel empresarial

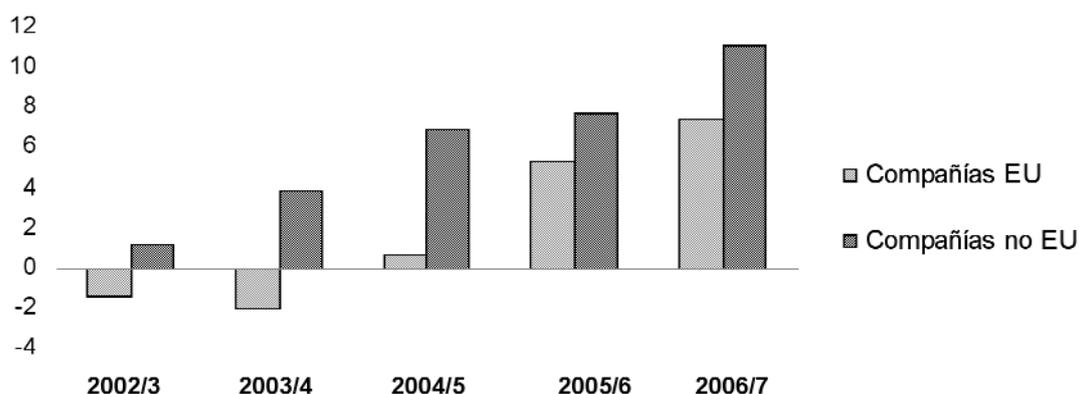
Tal como se ha apuntado anteriormente, la evaluación de los resultados empresariales se realiza a partir del estudio *EU Industrial R&D Investment Scoreboard*, que la Comisión Europea publica de forma anual en el ámbito de su actividad de seguimiento de la inversión industrial en investigación.

La edición de 2007 del cuadro anual de indicadores de la inversión de las empresas en investigación y desarrollo (I+D) muestra una tendencia positiva en la actividad de I+D industrial, con un crecimiento anual medio del 10%. Frente a este crecimiento, las empresas establecidas en la Unión Europea incrementaron su inversión en un 7,4%, frente al crecimiento del 5,3% registrado en la edición de 2006.

La principal explicación de esta situación radica en la diferente composición sectorial dentro y fuera de la Unión Europea, experimentándose fuera de la UE un crecimiento más acentuado de sectores muy intensivos en I+D. No obstante, la Unión Europea registró el mayor crecimiento de la inversión en capital fijo, que representa una parte importante de la inversión empresarial total y sustenta también la inversión en innovación.

Si bien es cierto que dicho incremento está por encima de las tasas de crecimiento de ejercicios anteriores, el cuadro de indicadores muestra con claridad que dicho crecimiento se encuentra por debajo de la evolución global de las ventas y de los ratios de rentabilidad empresarial, ocasionando una caída en la intensidad del gasto en I+D.

**Gráfico 10: Porcentaje de crecimiento de la inversión en I+D por parte de las 1.000 primeras empresas de la Unión Europea (2002-2007)**



Nota: Datos expresados en porcentaje de crecimiento sobre el ejercicio anterior  
Fuente: The 2007 EU industrial R&D Investment Scoreboard. European Commission

**Cuadro 1: Principales ratios empresariales dentro y fuera del ámbito de la UE**

	UE-1000	No – UE-1000
Inversión en I+D (Millardos €)	121,1	250,5
% incremento sobre ejercicio anterior (%)	7,4	11,1
Crecimiento medio últimos 3 años (%)	4,6	8,7
Ventas netas (Millardos €)	5.156,1	6.474,3
% incremento sobre ejercicio anterior (%)	10,3	9,7
Crecimiento medio últimos 3 años (%)	8,1	10,7
Intensidad I+D (%)	2,3	3,9
Rentabilidad * (%)	11,5	11,7
Capex ** / ventas netas (%)	7,0	6,6

Notas:

(\*) Beneficio de operación como porcentaje de ventas

(\*\*) Inversión de capital fijo

Fuente: Elaboración propia a partir de “The 2007 EU industrial R&D Investment Scoreboard”. European Commission

De forma paralela al análisis agregado, una de las grandes ventajas del *EU industrial R&D Investment Scoreboard* es que permite realizar análisis comparativos a nivel sectorial y a nivel individual.

A nivel individual, por lo que se refiere al sector energético, las principales empresas energé-

ticas no ocupan posiciones destacadas en el ranking, con unos ratios de intensidad en I+D por debajo de la media empresarial, con la salvedad de determinadas empresas pertenecientes al ámbito de la energía nuclear, como la francesa Areva o la finlandesa Teollisuuden Voima.

**Cuadro 2: Ranking de empresas energéticas ordenadas por su intensidad en I+D sobre ventas netas**

Posición en el ranking	Empresa	Sector	País	Inversión en I+D (2006) (Millardos €)	% I+D/Ventas Netas (2006)
499	Teollisuuden Voima	Electricidad	Finlandia	15,70	6,488
49	AREVA	Electricidad	Francia	467,00	4,299
356	Terna	Electricidad	Italia	26,50	2,026
486	Pohjolan Voima	Electricidad	Finlandia	16,70	1,881
813	BWT	Gas, agua & Multiutilities	Austria	5,89	1,627

Fuente: Elaboración propia a partir de “The 2007 EU industrial R&D Investment Scoreboard”. European Commission.

## El lento despegue de la I+D+i en el sector energético

Joan Batalla

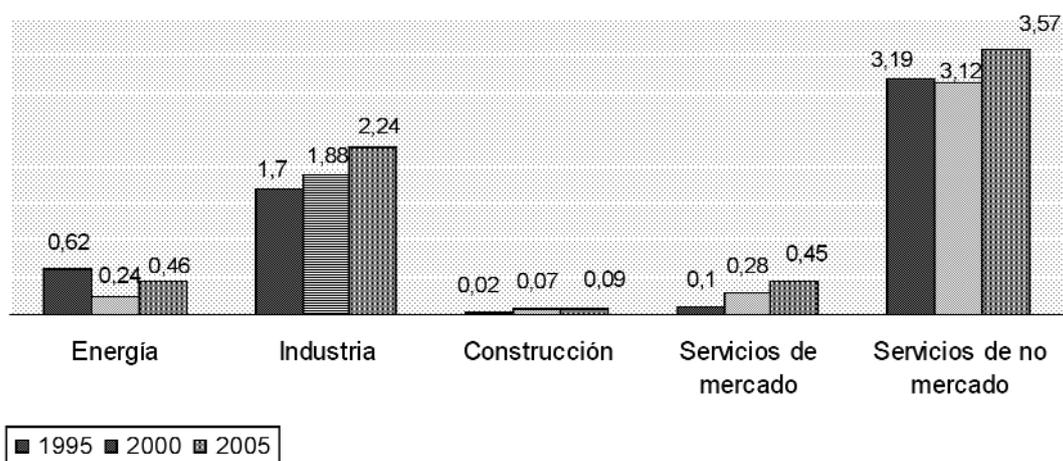
Posición en el ranking	Empresa	Sector	País	Inversión en I+D (2006) (Millardos €)	% I+D/Ventas Netas (2006)
315	British Nuclear Fuels	Electricidad	Reino Unido	32,65	1,553
614	Conergy	Electricidad	Alemania	10,61	1,411
561	Ureico	Electricidad	Reino Unido	12,50	1,398
897	Vapo	Electricidad	Finlandia	4,49	0,747
54	Electricite de Francia	Electricidad	Francia	389,00	0,660
158	Vattenfall	Electricidad	Suecia	96,97	0,600
339	DONG Energy	Productores de Gas y Petróleo	Dinamarca	28,17	0,589
447	British Energy	Electricidad	Reino Unido	19,30	0,434
42	TOTAL	Productores de Petróleo & Gas	Francia	569,00	0,424
476	Fortum	Electricidad	Finlandia	17,00	0,379
436	Union FENOSA	Electricidad	España	20,00	0,330
175	Gaz De Francia	Gas, agua & Multiutilities	Francia	84,00	0,304
118	RWE	Gas, agua & Multiutilities	Alemania	135,00	0,299
34	Royal Dutch Shell	Productores de Petróleo & Gas	Reino Unido	671,12	0,278
191	Veolia Environnement	Gas, agua & Multiutilities	Francia	75,20	0,262
83	Eni	Productores de Petróleo & Gas	Italia	222,00	0,258
735	Verbund	Electricidad	Austria	7,20	0,224
786	Severn Trent	Gas, agua & Multiutilities	Reino Unido	6,23	0,212
569	Cez	Electricidad	Rep. Checa	12,24	0,211
288	ENDESA	Electricidad	España	39,00	0,199
172	Suez	Gas, agua & Multiutilities	Francia	86,00	0,194
411	Energie Baden	Electricidad	Alemania	21,80	0,164
66	BP	Productores de Petróleo & Gas	Reino Unido	299,54	0,149
195	Repsol YPF	Productores de Petróleo & Gas	España	72,00	0,140
515	BG	Productores de Petróleo & Gas	Reino Unido	14,84	0,140
900	International Power	Electricidad	Reino Unido	4,45	0,116
965	United Utilities	Gas, agua & Multiutilities	Reino Unido	3,56	0,091
547	OMV	Productores de Petróleo & Gas	Austria	13,24	0,070
670	National Grid	Gas, agua & Multiutilities	Reino Unido	8,91	0,066
696	Neste Oil	Productores de Petróleo & Gas	Finlandia	8,00	0,063
436	Enel	Electricidad	Italia	20,00	0,053
652	Scottish and Southern Energy	Electricidad	Reino Unido	9,35	0,053
350	E.ON	Gas, electricidad, agua & Multiutilities	Alemania	27,00	0,042

Con la salvedad de estas dos empresas energéticas, el resto presentan intensidades de gasto en I+D sobre ventas netas muy por debajo de la media del sector industrial así como de la intensidad media de la UE-25 que asciende al 1,77%.

En el caso de las empresas españolas, éstas presentan bajos ratios de intensidad, muy lejos de las empresas industriales europeas que han rea-

lizado una apuesta más decidida por la investigación y el desarrollo tecnológico como factor estratégico. Los resultados observados a nivel individual se corresponden con la situación existente a nivel sectorial, por debajo de la media a nivel estatal (1,06% para el ejercicio 2006) y de las medias correspondientes al resto de sectores empresariales con la salvedad del sector de la construcción.

**Gráfico 11: Evolución del esfuerzo en I+D sectorial en España**



Nota: Datos expresados en porcentaje del gasto en I+D sobre Valor Añadido Bruto (VAB) sectorial  
Fuente: Informe COTEC 2007

Si bien es cierto que a nivel individual, las empresas eléctricas españolas no ocupan una posición destacada en el ranking europeo, éstas ejercen un efecto tractor y consolidador de la investigación básica sobre el resto de empresas del sector - básicamente empresas fabricantes de equipos -. De acuerdo con el estudio "I+D+i de la electricidad en España elaborado por la consultora internacional Altran, las grandes empresas eléctricas que representaron en 2006 el 10% del esfuerzo en investigación y desarrollo fueron capaces de generar un efecto polarizador sobre en otros sectores industriales. En

términos cuantitativos, el sector de la electricidad en España invirtió más de 1.236 millones de euros en el 2006 en proyectos de I+D+i. Sin lugar a dudas, un esfuerzo significativo que, dado el efecto arrastre que se ha demostrado que tiene sobre el resto de actividades, debe ser potenciado dado los importantes retos a los que se enfrenta el sector energético.

## **6. Conclusiones**

En un contexto como el actual, donde irrumpe con fuerza la preocupación por la seguridad de

suministro energético a medio y largo plazo, de forma respetuosa con el medio, el desarrollo y la innovación tecnológica aparecen como factores estratégicos clave, capaces de dar respuesta a este reto, siendo por ello necesarias políticas públicas que refuercen la eficiencia energética y los incentivos para la introducción de tecnologías bajas en emisiones de CO<sub>2</sub>.

Desde su creación, la Unión Europea y sus Estados miembros han puesto en práctica políticas públicas de apoyo a la I+D, encaminadas a aumentar la inversión, pública y privada, destinada a investigación y desarrollo tecnológico en el sector energético, constituyendo los Programas Marco (PM) de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Demostración el principal instrumento de fomento de la innovación a nivel europeo.

A lo largo de los más de veinte años de vida de los Programas Marco, éstos han presentado excelentes resultados que han permitido avanzar en la frontera tecnológica del sector energético. No obstante, tal como ha reconocido la propia Comisión Europea, el proceso de innovación de la tecnología energética muestra debilidades estructurales que sólo pueden superarse mediante una actuación concertada.

Con unos presupuestos de investigación, públicos y privados, en el sector de la energía que no han cesado de menguar —en los países de la OCDE se han reducido a la mitad en valores en reales desde 1980—, es necesario revertir esta tendencia. Si bien es cierto que la dotación presupuestaria del sector energético en el vigente VII Programa Marco supera los cinco mil millones de euros, en términos relativos el peso relativo del sector dista de ser el existente en la década de los ochenta.

Los fondos procedentes de la Unión Europea se complementan con los programas de investigación sobre energía existentes a nivel de los diferentes Estados miembros. En el caso de España, el Plan Nacional de Investigación, Desarrollo e Innovación 2008-2011, consolida la política de apoyo a la I+D+i como mecanismo de mejora de la productividad de nuestra economía, otorgando una posición estratégica a la energía y la lucha contra el cambio climático como ámbitos de actuación.

Pero no todo radica en la dotación presupuestaria. A pesar de los esfuerzos realizados, el sistema europeo de innovación, configurado por los centros de investigación públicos y privados, las universidades y los organismos especializados, se caracteriza por una capacidad dispersa y fragmentada. Una mejor coordinación de las actuaciones a nivel comunitario resulta imprescindible.

Con este objetivo, el pasado 10 de enero de 2007, la propia Comisión Europea remitió al Consejo, el Parlamento Europeo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones una Comunicación que bajo el título “Hacia un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética” pretende avanzar en la configuración de un verdadero y efectivo marco político de actuación coordinada de fomento de la estrategia tecnológica en el ámbito energético.

El Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (SET-PLAN) se plantea como objetivo identificar un enfoque estratégico de fomento de la investigación energética basado en los principios de integración y coordinación de los programas y presupuestos de investigación e innovación existentes tanto a nivel nacional como comunitario.

Asimismo, el progreso tecnológico puede crear nuevas oportunidades empresariales que no pueden ni deben ser desaprovechadas. Europa ocupa en estos momentos una posición de liderazgo en determinadas tecnologías, especialmente las de origen renovable, suponiendo estas últimas un importante motor de desarrollo económico y social.

La conversión de la economía europea una economía sostenible, líder mundial en un conjunto diverso de tecnologías energéticas limpias, eficientes y bajas en emisiones de carbono, sería sinónimo de nuestra capacidad a la hora de sacar provecho de las oportunidades que se esconden tras las amenazas asociadas a la elevada dependencia energética exterior y al cambio climático.

Oportunidades que, por otra parte, no están siendo desapercibidas por las empresas que identifican la innovación tecnológica, tanto de proceso como de producto, como uno de los factores clave con un mayor impacto sobre la eficiencia empresarial.

No obstante, y a pesar de los esfuerzos a nivel comunitario para dotar a la Unión Europea de un marco político de fomento de la investigación e innovación tecnológica coordinado, y de la importancia que los agentes privados confieren a este ámbito, los resultados distan de ser los deseados. Cualquiera que sea el indicador utilizado muestra en el caso del sector energético una menor intensidad en investigación, que debe ser corregida. Los ratios del gasto en I+D+i, tanto a nivel sectorial como a nivel individual, si bien están mejorando en los últimos años, se encuentran lejos de los observados en otros sectores industriales.

La existencia en el ámbito energético, y en especial en el sector eléctrico, de toda una serie

de atributos técnicos y económicos que confieren a la electricidad un carácter diferenciado pueden explicar las diferencias existentes en términos de capacidad innovadora.

Singularidades como la inexistencia de productos sustitutivos cercanos, lo cuál conlleva una elasticidad de la demanda generalmente baja, el carácter de producto homogéneo y no diferenciado de la energía eléctrica o la práctica imposibilidad de almacenar, lo cuál requiere que la producción se adapte de forma inmediata a la demanda, son aspectos que han impedido que el servicio de suministro de energía eléctrica se preste en régimen de competencia, de forma similar a otros bienes y servicios, y que la innovación tecnológica pierda parte de sus atractivos como factor determinante de las ventajas competitivas.

La separación de las actividades reguladas –transporte y distribución– de aquéllas que son susceptibles de introducción de competencia –generación y comercialización– ocasiona que una parte significativa de los ingresos empresariales no venga determinada por la libre competencia. Se trata de ingresos regulados no sujetos a las dinámicas competitivas del mercado. La percepción de estos ingresos a través del sistema tarifario, sin duda resta protagonismo a la innovación como factor determinante.

A las características intrínsecas del producto, se debe sumar la complejidad del proceso de innovación tecnológica. Complejidad causada, entre otros factores, por plazos muy largos de retorno de la inversión, incertidumbre sobre de los resultados, fuertes inercias por parte de los sistemas energéticos ya existentes o la presencia de mercados monopolísticos – naturales – y oligopolísticos.

A pesar de que en el sector energético, como hemos visto, el proceso de innovación tecnológica se encuentra ante importantes obstáculos, no hay excusa para acelerar el desarrollo de nuevas tecnologías competitivas, limpias, eficientes y bajas en emisiones de CO<sub>2</sub>, que sean competitivas en costes en relación a las ya existentes, intensivas en el uso de combustibles de origen fósil.

Invertir más y mejor en nuevas tecnologías energéticas constituye la única vía para hacer frente al reto de garantizar el suministro energético, de forma sostenible y a precios competitivos. Transformar el actual sistema energético exige una actuación estratégica a nivel europeo, una planificación proactiva y un marco político de fomento de la innovación tecnológica ambicioso.

## **7. Bibliografía**

- ALTRAN (2008): “I+D+i de la electricidad en España”
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2007): “IEA Energy Technology R&D Statistics Database”
- ARROW, K.J. (1962): “The economic implications of learning by doing”. *Review of Economic Studies*, 29, 155-173.
- COTEC (2008): “Informe COTEC 2008: Tecnología e Innovación en España”. Fundación COTEC.
- DOOLEY, J.J. (2004): “Unintended consequences: energy R&D in a deregulated energy markets”. *Energy Policy*, 26 (7), 547-555.
- COMISIÓN EUROPEA (2007): “The 2007 EU industrial R&D Investment Scoreboard Report”.
- GRILICHES, Z. (1992): “The search for R&D spillovers”. *Scandinavian Journal of Economics*, 94, 29-47.
- HAAS, R. (2000): “Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries”. *European Commission Report*.
- LICHTENBERG, F.R. (1987): “Changing market opportunities and the structure of R&D investment: the case of energy”. *Energy Economics*, 9(3), 154-158.
- NAKADA, M. (2005): “Deregulation in an energy market and its impact on R&D for low-carbon energy technology”. *Resource and Energy Economics*, 27, 306-320.
- POPP, D. (2001): “Induced innovation and energy prices”. *Resource and Energy Economics*, 23 (4), 215-239.
- PRICEWATERHOUSECOOPERS (2006): “Encuesta Global del Sector Eléctrico”
- ROMER, P. (1990): “Endogenous technological change”. *Journal of Political Economy*, 98 (5), 71-102.
- ROSE, N. y JOSKOW, P. (1990): “The diffusion of new technologies: evidence from the electric utility industry”. *Rand Journal of Economics*, 21, 354-373.

Artículo publicado en el nº 58 de la “Revista Económica de Catalunya”.