

La energía que precisamos

Lo que el directivo debe saber
sobre el sector energético

energía

fundación

CEDE

CONFEDERACIÓN
ESPAÑOLA DE
**DIRECTIVOS
Y EJECUTIVOS**



La energía que precisamos

Lo que el directivo debe saber sobre el sector energético

Director:

Jordi Dolader

Consejero CNE (1999-2005) y Consultor Energético

Coordinador editorial:

José M^a Jordá

Director general de la Fundación CEDE

Patrocinado por:



PRÓLOGO

La energía es uno de los vectores que determinan el desarrollo de nuestra sociedad y uno de los principales factores de competitividad de la economía. Ambas afirmaciones son ampliamente compartidas, pero, más allá de una aparente simplicidad, se esconde un sector complejo y sometido a los intereses, todos lícitos, de ciudadanos, empresas, administraciones y compañías energéticas.

Sin embargo, aunque la energía condiciona nuestra vida diaria, este sector sigue siendo muy desconocido, y ello hace que, con frecuencia, se emitan juicios poco argumentados sobre su funcionamiento y sobre hacia dónde deberíamos ir para asegurar un suministro eficiente, seguro, y económica y ambientalmente sostenible.

Consciente de todo ello, la Fundación CEDE ha promovido este análisis en profundidad del mercado energético, con el fin de que cualquier directivo conozca cómo opera este particular sector, cuáles son sus principales problemáticas y hacia qué modelo deberíamos tender para hacer frente a las necesidades energéticas del futuro.

España ha avanzado en la construcción de un modelo que nos permita disponer de un *mix* energético equilibrado, que refleje los costes reales de la energía y que nos permita cumplir

con los objetivos ambientales que establece la Unión Europea. La reciente reforma energética aprobada por el Gobierno avanza en esta línea, pero todavía queda mucho por hacer.

Como el autor de este estudio, Jordi Dolader, afirma en sus conclusiones, España necesita una política energética que garantice el suministro, la eficiencia y la sostenibilidad. No es fácil encontrar un punto de equilibrio entre estos tres objetivos, que pueden llegar a ser contradictorios, pero debemos trabajar con un amplio consenso de Estado para aproximarnos al máximo a un modelo que los recoja.

Ante un escenario de energía escasa y de precios cada vez más elevados, debemos avanzar hacia el ahorro y el consumo eficiente, y la diversificación de los suministros. No tenemos que descartar ninguna tecnología, ya sea renovable o convencional, porque cada una juega su papel en el *mix* de generación eléctrica. Hay que retribuir adecuadamente la distribución para garantizar la calidad de suministro. Tenemos que reforzar nuestras conexiones internacionales, para que España deje de ser una isla energética. Y todo ello, hay que conjugarlo con un impulso de la innovación.

El reto es complicado, pero imprescindible. El coste de no hacerlo es disponer de una energía cara e insuficiente, que reste puntos de competitividad a la economía española, precisamente en un momento en el que se empieza a vislum-

brar un cambio de tendencia en el crecimiento económico.

Quiero aprovechar la oportunidad que me brindan estas líneas para agradecer el esfuerzo realizado por el autor de este nuevo cuaderno de la Fundación CEDE, para hacer un análisis equilibrado de un mercado tan complicado como el energético; y a los diferentes expertos y directivos del sector, que han ofrecido su opinión sobre el mundo de la energía, desde diferentes ópticas. Estoy convencido de que sus reflexiones nos permitirán profundizar en el mercado energético y verlo desde una nueva perspectiva.



Rafael Villaseca

Consejero delegado de Gas Natural Fenosa
Patrono de la Fundación CEDE

SUMARIO

<i>Propósito</i> , a cargo de Jordi Dolader, ingeniero industrial Consejero CNE (1999-2005) y Consultor Energético	9
Capítulo I:	
I. Situación actual del sector energético en España	11
I.1. España, parte del mercado energético, europeo y mundial	12
I.2. Análisis de la estructura sectorial y sus infraestructuras	13
I.3. Entornos regulatorios y sus consecuencias	15
I.3.1. OPINIÓN de Maite Costa, directora de la Cátedra de Sostenibilidad Energética de la Universidad de Barcelona	16
I.3.1.1. ¿Cómo valora los últimos cambios regulatorios del sector energético?	16
I.3.1.2. ¿Cuál debería ser el rol del verdadero regulador independiente?	17
I.3.1.3. ¿Cómo valora el vínculo entre política energética y política industrial en el contexto de la economía productiva?	17
I.3.2. OCDE y directivas europeas	18
I.3.3. Leyes españolas	19
I.3.4. Política energética, política industrial y su regulación	24
I.3.4.1. OPINIÓN de Arcadio Gutiérrez, director general del Club Español de la Energía	27
I.3.4.1.1. ¿Cuál debería ser el procedimiento a seguir para diseñar una “buena regulación” en materia energética?	27
I.3.4.1.2. ¿Cómo valora los últimos cambios en materia de regulación energética?	27
I.3.4.1.3. ¿Qué deberíamos pedir a los “policy makers” para alcanzar de la manera más eficiente los objetivos marcados en nuestra política energética?	29
I.4. Evolución histórica de consumos y precios de la energía	29
I.4.1. OPINIÓN de Juan José Jiménez, presidente de AERCE-Asociación de Profesionales de Compras, Contratación y Aprovisionamientos	34
I.4.1.1. ¿Qué opinión tienen los consumidores sobre el grado de competencia en el sector energético?	34
I.4.1.2. ¿Cómo valoran los consumidores el grado de competitividad de su consumo energético?	35
I.4.1.3. ¿Qué propuestas se podrían hacer a los “policy markers” sobre el rol del consumidor en un escenario de mayor competitividad del sector energético? ..	36

1.5. Coyuntura energética actual, en el mundo y en España	37
1.5.1. OPINIÓN de Mariano Marzo, catedrático de Estratigrafía y profesor de Recursos Energéticos y Geología del Petróleo en la Universidad de Barcelona	38
1.5.1.1. ¿Cuál es el futuro de los hidrocarburos no convencionales?	38
1.5.1.2. ¿Cómo se compaginará la mayor demanda de hidrocarburos en los países emergentes con la mayor sensibilidad medioambiental?	39
1.5.1.3. ¿Cuál debería ser la estrategia de un país como España, dependiente en más del 80% de las importaciones energéticas?	39

Capítulo II

2. Tendencias sectoriales	41
2.1. El petróleo enfrentando el peak-oil	41
2.1.1. OPINIÓN de Antonio Brufau, presidente ejecutivo de REPSOL	44
2.1.1.1. ¿Cuál es el futuro del petróleo en un mundo cada vez más respetuoso con el medio ambiente?	44
2.1.1.2. ¿Cómo evolucionarán los combustibles sintéticos y los biocombustibles?	45
2.1.1.3. ¿Cómo se presentan las nuevas áreas de prospección de hidrocarburos en la España peninsular y en la extra-peninsular?	46
2.2. El gas natural licuado, en un mercado casi global	46
2.3. La electricidad sigue siendo generada localmente	49
2.3.1. OPINIÓN de Eduardo Montes, presidente de UNESA	55
2.3.1.1. ¿Cómo queda el sector eléctrico español después de los cambios regulatorios?	55
2.3.1.2. ¿Cómo se valora de necesario un nuevo ciclo inversor en un futuro indeterminado?	56
2.3.1.3. ¿Cuál será el futuro del sector eléctrico a la luz de los cambios regulatorios? ..	57
2.4. El mercado único en Europa i el MIBEL	57
2.5. La investigación, el desarrollo y la innovación	60
2.5.1. Éxito de las renovables: eólica, fotovoltaica, termo-solar, bio-combustibles	60
2.5.1.1. OPINIÓN de Ángel García Altozano, director general Corporativo de ACS-Actividades de Construcción y Servicios	64
2.5.1.1.1. ¿Era previsible el revisionismo sobre las primas a las renovables a la luz del creciente déficit tarifario creado el año 2003?	64
2.5.1.1.2. ¿España sigue liderando la tecnología de renovables?	65
2.5.1.1.3. ¿Tenemos alguna ventaja competitiva en nuestra actividad internacional a partir de nuestro aprendizaje?	66
2.5.2. Combustión limpia del carbón y secuestro del CO ₂	66
2.5.3. El hidrógeno como vector energético	68
2.5.4. La fusión nuclear y sus cincuenta años hasta su uso industrial	70

2.5.4.1. OPINIÓN de Robert Moragues, presidente ejecutivo del Open Energy Institute	73
2.5.4.1.1. ¿Puede situarnos sobre el recorrido hasta la implementación final del ATC?	73
2.5.4.1.2. ¿Cómo deberíamos gestionar la opinión pública a favor de la opción nuclear como elemento de competitividad de nuestra industria en la creación de riqueza?	73
2.5.4.1.3. ¿Seguimos esperando otros 30 años para la fusión?	74
2.6. Concentraciones vs competencia efectiva	74
2.7. Hacia una política energética europea	76
2.8. El medio ambiente como factor limitante del desarrollo	78
2.9. La eficiencia en el uso y el ahorro como únicas salidas	80
2.10. CCGT, renovables y nuclear a fisión, las únicas energías disponibles a corto y medio plazo	82
Capítulo III	
3. Oportunidades y amenazas para el sector energético en España	83
3.1. Nuevas centrales productoras	83
3.2. Interconexiones con Francia de gaseoductos y líneas eléctricas	84
3.2.1. OPINIÓN de Antonio Llardén, presidente de ENAGÁS	87
3.2.1.1. Necesidad de un sistema gasista con fuertes conexiones internacionales con Francia, Portugal, Marruecos y Argelia	87
3.2.1.2. El indispensable rol del gas natural como respaldo de la fuerte presencia de energías renovables	89
3.2.1.3. Los futuros retos del transporte de gas natural en España	89
3.3. Retornos a los planes de ahorro y eficiencia	90
Reflexiones finales	91

La energía que precisamos

Lo que el directivo debe saber sobre el sector energético

Propósito

La energía, a pesar de ser indispensable en el desarrollo humano y económico, es la gran desconocida en sus aspectos más esenciales. Accionar el interruptor de la luz y que nuestro sistema de iluminación permita vernos, es a la vez cotidiano y casi mágico. Disponer de un vehículo para ir donde nos plazca no nos hace pensar casi nunca en la enorme cantidad de factores que lo permiten.

Los titulares de la prensa escrita diaria, la clase política, la sociedad en su totalidad, cada día son el vector que nos pone en contacto con la energía. Todo el mundo opina y parece que, con la banalización del sector energético, se pueda hacer cualquier cosa que se desee. Desafortunadamente, la energía impone su realidad y los relevantes factores que configuran su política aparecen con toda su intensidad y nos sorprenden con subidas de precios que afectan a la competitividad industrial y provocan deslocalización y fallos en la seguridad del abastecimiento que nos dejan a oscuras.

Si bien el tema es complejo, este trabajo se propone hacer un breve recorrido por los elementos esenciales que definen el sector energético,

empezando por un diagnóstico de la situación en España, incluyendo una introducción del marco normativo que la define. A continuación se hace un recorrido por los diferentes subsectores energéticos, como el petróleo, el gas natural, el carbón, las energías renovables y los vectores como la electricidad o el hidrógeno. La investigación y la innovación también son pieza fundamental para alcanzar un futuro sin pérdida de competitividad para con nuestras industrias y por tanto se citan, a la vez que valora el papel de los consumidores y de la necesaria eficiencia energética en el uso. Las infraestructuras, siempre tan cuestionadas, también han de explicar su indispensable rol y su retribución, como actividades reguladas que son.

Para acabar este trabajo, se hace necesaria una cierta visión prospectiva, tanto para tratar de deducir cómo saldremos de ciertos callejones sin salida como el del déficit tarifario eléctrico o los excedentes de capacidad, como para hacer propuestas de actuación a nuestros *policy makers*. En síntesis, un breve resumen sobre la energía y su importancia en nuestra vida cotidiana.

Jordi Dolader
Ingeniero industrial
Consejero CNE
(1999-2005) y
Consultor Energético



CAPÍTULO I

I. Situación actual del sector energético en España

España ha prestado siempre mucha atención a la disponibilidad energética. Desde finales del siglo XIX con los aprovechamientos hidráulicos y sus utilidades industriales hasta la eclosión de las energías renovables, siempre encontramos ejemplos que sustentan que la energía ha sido materia estratégica para cualquier decisión de política económica del Reino de España. Ciertamente es que el paradigma se ha ido modificando y que desde la implantación de pequeños aprovechamientos hidráulicos de agua fluyente hasta el día de hoy, mucho se ha evolucionado en el sentido del papel que la energía representa para la calidad de vida del ciudadano y para la economía productiva. Pero siempre el Estado se ha reservado el papel de regulador, cuando no de agente operador.

Los inicios del sector eléctrico fueron privados, y no fue hasta finales de la segunda guerra mundial que en muchos países del mundo, España incluida, se implantaron empresas públicas que ostentaron o bien papeles hegemónicos o bien impulsaron iniciativas a las que la actividad privada no quiso enfrentarse. Tales fueron las constituciones de la empresa pública ENDESA para el aprovechamiento de carbones nacionales o de ENHER, cuyo fundador Victoriano Muñoz siempre propugnó el aprovechamiento integral del Noguera

Ribagorzana, a caballo entre Cataluña y Aragón. El gas natural tuvo su antecedente en la fabricación del gas ciudad pero fue un visionario, el ingeniero catalán Pere Durán Farell, quien, mediante el estratégico gaseoducto del Magreb, unió Argelia con España a través del estrecho de Gibraltar, y con ello se accedió a uno de los combustibles más eficientes en su uso. Respecto al petróleo, durante muchos años fue reserva del Estado a través de CAMPSA y no fue hasta finales de los años '70 que se inicia un proceso tímido de apertura que culmina en los '90 con la total privatización de todos sus operadores, siendo REPSOL la mayor, heredera de la antigua CAMPSA.

La situación actual, sin embargo, es algo más complicada. Nos encontramos ante una encrucijada: deberemos decidir entre más liberalización, o más intervención. Y todo parece indicar que la balanza regulatoria se está decantando hacia la segunda opción, más intervención, al menos en los subsectores del gas natural y de la electricidad, dejando aparte el sector de los hidrocarburos líquidos cuya globalización hace casi imposible su manipulación administrativa. Postulamos, pues, que, a pesar del entorno europeo y mundial que aconseja dejar que el mercado fije precios y deje a los agentes que tomen sus propias decisiones de inversión, a su riesgo, en España se está recorriendo un camino inverso en el que el Estado a través su Administración, es quien determina rentas a los agentes y precios a los consumidores, manipulando y politizando todos los aspectos económicos y regulatorios y creando un difícil y peligroso sentimiento de inseguridad

jurídica que sin duda repercutirá en las futuras decisiones de los inversores en el sector energético del Reino de España.

1.1. España, parte del mercado energético, europeo y mundial

España es uno de los actuales 28 estados miembros (EM) de la Unión Europea. Uno de los principios fundacionales de la UE fue el de la libertad de establecimiento y circulación, en cualquiera de sus EM, por cualquiera de sus ciudadanos y empresas. Es el denominado mercado interior. En el sector de la energía, más que en cualquier otro, este principio fue uno de los motores iniciales de la incipiente UE con la creación de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, CECA, y de EURATOM, utilización pacífica de la energía nuclear, ambos precursores del primer Tratado, el de Roma que unió a los 12 primeros EM. Siendo éste el entorno regional al que España está vinculada, también es cierto que Europa es muy dependiente energéticamente de países terceros, más de un 60% y España lo es aún más, en un 90%. Esta gran dependencia energética, lejos de unir a los 28 EM de la UE, ha aumentado el valor estratégico de la energía y una de las consecuencias más dramáticas es el hecho de que no existe una única política energética europea, siendo cada uno de los 28 los que la deciden para sí mismo. A pesar de esta reserva a favor de cada uno de los EM de su política energética, también es cierto que como consecuencia del principio de libre circulación, existe en Europa un mercado interior de

la energía, electricidad, gas natural y combustibles líquidos, que hace que en el mercado global, Europa sea considerada un actor de referencia.

Por ser global, el mercado de los hidrocarburos líquidos, tanto el crudo, como el de los productos refinados, es el más liberalizado y dichos productos cruzan sin problemas fronteras intra y supra comunitarias con relativas facilidades para circular hacia y dentro de la UE, si bien siguen múltiples áreas de balance y, en consecuencia, se duplican peajes. Si se diseñase un único modelo de transporte con una sola área de balance para toda la UE, el coste del peaje se abarataría sensiblemente.

Otra cosa es la electricidad que tiene normalmente su origen en cada uno de los EM y que históricamente dispone de sistemas concebidos para el propio uso de cada EM. Las conexiones transfronterizas son muchas veces débiles o inexistentes, ejemplo de lo cual es España con un porcentaje de interconexión de menos del 2% de su demanda. Podríamos decir que desde el punto de vista del subsector eléctrico, España es una isla. O mejor dicho, la península ibérica, ya que las interconexiones entre España y Portugal son robustas y por tanto forman un sistema eléctrico conjunto que opera bajo el nombre de MIBEL, mercado ibérico de electricidad.

Sin ser homogéneos, en Europa se forman precios regionales de los mercados mayoristas tanto de gas como de electricidad, no siendo los precios finales convergentes ya que cada EM, utili-

zando el principio de subsidiaridad que reza que si no existe norma europea, la de cada EM es prevalente, adiciona a los precios mayoristas sus propias cargas como la fiscal o la de los derechos de acceso. Por ejemplo, España tiene precios de su mercado eléctrico mayorista similares a los de Francia y Alemania y sin embargo, a nivel de usuario final, tiene uno de los precios más caros de Europa, consecuencia de los costes añadidos, impuestos y peajes que incluyen las costosas primas a las energías renovables.

En resumen, deberíamos aceptar que si bien España goza de las ventajas de ser uno de los 28 estados miembros de la Unión Europea y por tanto tiene su campo de juego en todo el mercado interior de la energía, tanto por su dependencia energética, como por su débil interconexión con otros EM, la posibilidad de poder ampliar el mercado ibérico a la totalidad del mercado interior europeo es muy débil, y por tanto sus precios finales están más influenciados por la regulación española que por una efectiva influencia del mercado europeo.

1.2. Análisis de la estructura sectorial y sus infraestructuras

El sector energético español puede clasificarse muy fácilmente en tres subsectores: el del Petróleo, el del Gas y el de la Electricidad. Una vez al año, el regulador independiente, anteriormente la CNE y actualmente la CNMC, elaboran y publican en el BOE la relación de operadores princi-

pales. Estos agentes tienen algunas limitaciones respecto a sus competidores en posibles operaciones de concentración, todo ello, en beneficio del consumidor y en evitación de un potencial abuso de poder de mercado. En concreto, en el sector de los hidrocarburos, existen dos relaciones de operadores principales, para los carburantes y para los gases licuados del petróleo:

Relación de operadores principales del sector de carburantes:

1. Repsol, S.A.
2. Compañía Española de Petróleos, S.A.
3. BP España, S.A. U.
4. Galp Energía España, S.A. U.
5. Saras Energía, S.A. U.

Relación de operadores principales del sector de gases licuados del petróleo:

1. Repsol, S.A.
2. Compañía Española de Petróleos, S.A.
3. BP España, S.A. U.
4. Disa Corporación Petrolífera, S.A.
5. Vitogás España, S.A. U.

Igualmente en el caso del sector eléctrico y para el del gas natural, existe esta relación.

Relación de operadores principales del sector eléctrico:

1. Endesa, S.A.
2. Iberdrola, S.A.

3. Gas Natural SDG, S.A.
4. Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.
5. E.ON España, S. L.

Relación de operadores principales del sector de gas natural:

1. Gas Natural SDG, S.A.
2. Endesa, S.A.
3. Unión Fenosa Gas, S.A.
4. Iberdrola, S.A.
5. Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

Es de destacar que bastantes empresas de las nominadas en estas relaciones tienen sus centros de decisión fuera del territorio español, lo cual no debería significar otra cosa que en su momento fueron inversiones que confiaron en el entorno regulatorio español para convertirse en importantes agentes de cada uno de los mercados concretos en los que operan. Quizás, años después de esta decisión, su percepción no sigue siendo la misma y más bien critican las decisiones que en materia de regulación energética se han venido implantando por parte del gobierno español de turno. Siendo estas empresas las cinco primeras para cada subsector energético y representando en la mayoría de casos mucho más del 90% de cada mercado, existen operadores más pequeños que completan el panorama de agentes que actúan en cada uno de los mercados, a veces de forma parcial. Por ejemplo, bajo la patronal ASEME, se reúnen alrededor de 200 distribuidores eléctricos cuya actividad se limita a la distribución de energía eléctrica, por tanto

alimentando a usuarios finales desde puntos de entrega de redes de transporte o de algunos de los operadores principales. Equivalentes operadores nos encontramos en las actividades de comercialización de gas y de electricidad y en el sector de los carburantes y del tancaje de hidrocarburos.

Asimismo, los tres subsectores energéticos, el de la electricidad, el del gas y el de los combustibles, tienen separadas las actividades del transporte y adjudicada por ley a un operador concreto en régimen de monopolio. Este es el caso de Red Eléctrica, REE, para el sistema del transporte eléctrico español, el de ENAGÁS para el sistema de transporte del gas natural y el de CHL para el sistema de polductos. Adicionalmente a estas empresas, existen organismos de apoyo de estos mercados, como el de OMEL, actualmente OMIB, que tiene por función el casamiento horario de precios del mercado eléctrico mayorista del MIBEL, mercado eléctrico ibérico, que a su vez se divide en el polo español para las transacciones horarias de corto plazo, día siguiente e intradiario o mercado de ajustes, y el polo portugués que opera el largo plazo, mercado más del tipo financiero ya que no precisa subyacente específico sino que se trata de un mercado de futuros que orienta sobre las tendencias a un año.

Otro organismo con funciones específicas es la CORES, que tiene encomendada la gestión de las reservas estratégicas de los combustibles, siguiendo las recomendaciones de la Agencia In-

ternacional de la Energía, AIE, organismo perteneciente a la OCDE de la que España es miembro de pleno derecho y que obliga a sus asociados a disponer de reservas de hidrocarburos por un tiempo no inferior a 90 días, todo ello para asegurar el abastecimiento en caso de indisponibilidades de crudo por causas tanto políticas como técnicas.

1.3. Entornos regulatorios y sus consecuencias

España optó por la liberalización del sector energético a mediados de los '90 y fue uno de los primeros EM de la UE en dar libertad de elección de suministrador a la totalidad de los consumidores de gas y de electricidad. Efectivamente, desde el año 2003, en España, todos los consumidores que lo deseen, pueden cubrir sus necesidades energéticas suministrándose en el mercado libre. Desafortunadamente, a la vez que se avanzó en este sentido a muchas regulaciones del entorno español, se mantuvo el recientemente denominado precio voluntario para el pequeño consumidor (anteriormente, tarifas de último recurso, TUR) antigualla que sigue vigente al día de hoy y razón por la cual la liberalización de los usuarios del servicio eléctrico hasta 10 kW y de gas hasta los 50 MWh-año, prefieren seguir en ella que pasarse al mercado libre, razón por la cual a 20 millones de consumidores eléctricos y a cinco de gas, la liberalización no les interesa lo más mínimo. ¿Y cuál es el problema? Simplemente que en lugar de

ser el mercado el que determina el precio final de la energía, es el gobierno del Estado quien, a través de su Ministerio de Industria, fija mediante acto administrativo el precio a pagar por el consumidor de forma totalmente arbitraria y políticamente correcta. Como consecuencia de todo ello y después de más de diez años y cuatro períodos electorales, el monto total acumulado por el eufemísticamente llamado “déficit tarifario”, asciende a los casi 30 mil millones de euros, ¡un 3% del PIB! ¿Cómo es posible haber llegado a este punto y haber acumulado esta barbaridad? Básicamente por un pésimo entorno regulatorio y por una falta de adecuada gobernanza. Tratemos de arrojar un poco de luz a estos postulados.

Es de general aceptación que la buena regulación se basa en determinados principios, como el de aditividad o el de suficiencia. Por el de aditividad se entiende que cuando hay que calcular un determinado precio regulado, hay que hacerlo basándose en que todos los costes implicados se adicionen sin otra consideración que deben dar al operador una rentabilidad razonable. Por el de suficiencia se entiende que cuando hay que reconocer la retribución de una actividad económica, el monto total asignado debe satisfacer en su totalidad el compromiso regulatorio estipulado. Pues bien, en España, ambos principios han sido violados y arrinconados al establecerse las TUR, actualmente precios voluntarios para el pequeño consumidor, PVPC, a los usuarios eléctrico y de gas incumpliendo flagrantemente ambos y dando como resultado el

monto de déficit tarifario anteriormente mencionado. La falta de gobernanza la encontramos en el origen de la decisión de esta mala regulación.

Efectivamente, una buena gobernanza es aquella que es llevada a cabo por un ente experto que, profundo conocedor de la realidad del sector y de las políticas que el gobierno de su Estado decida, establece las reglas económicas y jurídicas para que tanto el derecho difuso de los usuarios como el de los inversores queden adecuadamente balanceados. Desafortunadamente, en España, los diferentes gobiernos de turno desde el inicio de la liberalización en el año '98 hasta el día de hoy, no han confiado en un verdadero regulador independiente, técnicamente capaz y políticamente neutro y ha sido él directamente quien a través de su Ministerio y de forma arbitraria ha fijado las TUR. Resultado, ¡30 mil millones de déficit tarifario! Las tarifas no han subido lo que podría haber sido políticamente incorrecto, pero se han incumplido principios sagrados de buena regulación. Una burbuja más que habrá que enfrentar en los próximos decenios y que lastrará la competitividad de nuestra industria.

OPINIÓN

1.3.1. **Maite Costa**, directora de la Cátedra de Sostenibilidad Energética de la Universidad de Barcelona



Catedrática de Economía Aplicada (Economía Española) en la Universidad de Barcelona. Miembro correspondiente de la Real Academia de Ciencias Morales y Política. Presidenta de la Comisión Nacional de Energía (junio-2005 a julio-2011).

1.3.1.1. ¿Cómo valora los últimos cambios regulatorios del sector energético?

La regulación energética en España presenta, a lo largo de su historia, dos problemas fundamentales. En primer lugar, la falta de estabilidad en las normas. Los cambios regulatorios, en algún modo causa de inseguridad jurídica, afectan negativamente al buen funcionamiento del modelo energético y crean un entorno conflictual permanente. Y, en segundo lugar, un diseño institucional confuso e ineficaz que ha llevado a mezclar permanentemente la política energética con la regulación, en detrimento

to de ambas. Los recientes cambios regulatorios intentan o pretenden armonizar algunos aspectos y resolver el problema del déficit tarifario. Sin embargo, subyacen los problemas apuntados respecto al solapamiento entre regulación y política energética. El objetivo de reducción del déficit es prioritario pero exige soluciones jurídicamente seguras y coherentes con los principios regulatorios. En este sentido, los costes asociados a objetivos de política energética no debieran formar parte de la estructura tarifaria. Asimismo, toda reforma energética requiere un marco previo que establezca el modelo que se pretende alcanzar y el papel que se espera que tenga cada medida en el cumplimiento del objetivo.

1.3.1.2. ¿Cuál debería ser el rol del verdadero regulador independiente?

El regulador debe seguir lo establecido por toda la teoría de la regulación y por los principios que justifican la existencia de los órganos reguladores y cumplir con lo fijado por las directivas europeas. Debe tener competencias completas sobre toda la regulación que afecta al sector. Regular significa, entre otras funciones, determinar tarifas por lo que el órgano regulador debe ser el único que realice esta función. Las decisiones del regulador solo deben ser recurridas exclusivamente por la vía jurisdiccional. El órgano debe tener presupuesto propio e independiente

totalmente del ejecutivo. Sus competencias deben ser sectoriales tanto en el ámbito regulatorio como de supervisión y ha de poder utilizar todos los instrumentos legales precisos para poder cumplir con estas funciones. El único control ha de venir de la Intervención General del Estado y del Tribunal de Cuentas. Los miembros del Consejo han de ser expertos en la materia. El Órgano Regulador debe tener soberanía para decidir nombramientos, organización y retribuciones de sus directivos y resto del personal. Debe tener representación institucional con competencias para tomar decisiones en las instituciones internacionales sobre regulación energética. Como demuestra la literatura más reciente, la independencia de los reguladores se consolida en la medida en que forman parte de redes internacionales.

1.3.1.3. ¿Cómo valora el vínculo entre política energética y política industrial en el contexto de la economía productiva?

La energía es un input fundamental de todos los procesos productivos con una fuerte incidencia en sus costes y en la competitividad. La política energética debe definir sus objetivos de acuerdo con la política industrial sin dejar de tener en cuenta los criterios de mercado para la fijación de los precios, el reto del progreso tecnológico y las necesidades de la demanda.

I.3.2. OCDE y directivas europeas

Con más de 40 años de existencia, la Agencia Internacional de la Energía, es el guardián de que se cumplan las reservas estratégicas de petróleo. Como consecuencia de la guerra del golfo, a principio de los '70, la OCDE decidió que sus miembros suscribieran de manera vinculante la obligación de mantener unas reservas mínimas de 90 días de su consumo de petróleo y derivados.

En España, la empresa que tiene el encargo de gestionar estas reservas estratégicas es la CORES que, además, también tiene el encargo de mantener un stock de al menos 30 días de consumo de gas natural. Estos elementos forman parte de la política energética española y derivan de la obligación de los tratados firmados bajo el paraguas de la OCDE.

Desde su inicio, a finales de los '90, las directivas europeas han condicionado la política energética y la regulación de sus estados miembros, que han tenido que adaptar sus leyes mediante transposiciones que han sometido a posteriori a la Comisión Europea para su homologación. Las principales directivas que han estructurado el sector energético europeo han sido las sectoriales de gas y de electricidad, pero también y como respuesta al llamado cambio climático, se han aprobado las directivas del “paquete verde” por lo que la implantación de energías de origen renovable, la reducción de gases de efecto invernadero, entre ellos y principalmente el CO₂, y el ahorro energético (directiva conocida como

la del 20, 20, 20) han transpuesto a leyes nacionales y los estados miembros han tenido que someter sus planes de acción a la Comisión Europea para su validación. Más recientemente, se han aprobado directivas relacionadas con el uso de la energía y ejemplo de ellas son las referidas a la cogeneración y el ahorro y uso eficiente, estas dos últimas de reciente aprobación.

La lentitud que se percibe en Europa, más acusada aún si cabe desde que la crisis se ha instalado en casi la totalidad de estados miembros en relación con una política energética única, reside en la falta de voluntad de la mayoría en no ceder más soberanía a la Unión Europea y en alarde de su propia Política Energética.

Las directivas vigentes en materia de gas natural y de electricidad, operan principalmente en las transacciones transfronterizas que deben en todo caso responder a unos principios bien establecidos como el de libre circulación, el de transparencia y el de no discriminación, y para ello se ha creado una Agencia Europea de Regulación, ACER que tiene por encargo ser el garante de que estos principios se cumplan. Poco pueden hacer las directivas europeas en el que cada estado miembro respecto a su propio territorio y para no entrar en situaciones de imposible solución, se aplica el llamado principio de subsidiariedad, de modo que, de no existir legislación comunitaria en una determinada materia, cada estado miembro es libre de regularla según su propia conveniencia.

Un ejemplo muy significativo en esta materia son las tarifas de último recurso en España. La directiva vigente fija las TUR para un segmento de población desprotegido y al que la aplicación del Principio de Elegibilidad no tenga casi sentido. Sin tener en cuenta este espíritu, en España las TUR abarcan los más de 20 millones de consumidores con potencia contratada de menos de 10 kW. Esta transposición a las leyes españolas de las PVPC o TUR establecidas en las directivas y el silencio de las instancias europeas a su existencia, ejemplifican este Principio de Subsidiariedad por el cual, de no afectar intereses transfronterizos, en raras ocasiones las autoridades comunitarias levantan el tema para darle tratamiento de infracción.

1.3.3. Leyes españolas

Vivimos momentos de cambios históricos. La hasta ahora aceptada estabilidad del sector energético donde el paradigma ha sido el de establecer y llevar a cabo una estrategia de largo plazo, se ha visto abocada a vivir la más cruda realidad del cortoplacismo y ahora ya no hay espacio para la prospectiva y la previsibilidad de una planificación vinculante, sino al contrario, cada día vemos cómo se plantean modificaciones y propuestas de cambios de modelo como única y última posibilidad de salir del callejón sin salida. Parece inevitable un cambio de modelo y, lógicamente la aceptación de todos los riesgos que sin duda esto conlleva, aduciendo que los beneficios que se obtendrán compensarán los dolores de cabeza de los cambios. No queda clara la volun-

tad de modificar la política energética pero sí que parece que se quieren introducir importantes cambios regulatorios. Trataremos de aclarar un poco esta paradoja.

Hay una confusión muy generalizada sobre la política energética y su regulación por la que se mezclan ambos conceptos y parecen formar parte de un todo indivisible. Por política energética se entiende generalmente la opción de que un determinado Gobierno o Estado realiza respecto a las fuentes primarias de su abastecimiento o respecto a la estructura de propiedad de sus agentes. De la opción de las fuentes primarias se deriva el llamado mix energético. De las diferentes opciones relativas a la estructura de la propiedad se deriva el rol que el Estado se reserva para sí, así como la Gobernanza del propio sector. Ejemplos extremos de política energética en Europa pueden ser el parque electronuclear francés gestionado por la empresa pública EDF, o la participación del carbón nacional y sus empresas privadas verticalmente integradas, en el caso alemán. España, ha tenido varias políticas y se ha dado un modelo basado en empresas privadas, resultado de la privatización total de ENDESA, siendo el resto ya privado en el inicio y con un mix basado en ciclos combinados de turbinas a gas natural, que luego viró a una discriminación positiva hacia las energías de origen renovable.

Por regulación, se debe entender el cuerpo normativo que desarrolla adecuadamente la política energética fijada por el Ejecutivo y el Legislativo. Política energética, pues, antecede a su regula-

ción y no se puede llevar a cabo una buena regulación sino se dispone de una bien elaborada, completa y explícita política energética.

La secular tendencia de no explicitar adecuadamente la política energética y por tanto, desarrollar a través de una regulación caótica, tiene un ejemplo paradigmático en España. La separación de actores que respectivamente deberían desarrollar la política energética y la regulación son el Parlamento a propuesta del Gobierno del Estado Español y el regulador independiente, en el caso español, la CNE. Es preocupante, la concentración de los órganos reguladores independientes bajo la órbita de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, la CNMC, que por un lado mezcla regulación *ex post*, típica de la función de la CNC con la regulación *ex ante* de la mayoría de los reguladores de mercados sectoriales, entre ellos el de la energía. La desaparición de la CNE, transfiere competencias al Ministerio de Industria, Energía y Comercio lo que además de ser contrario a la letra y el espíritu de la directiva vigente, resulta de difícil realización por la especificidad y volumen de recursos de los que la Administración central no dispone.

La mejor figura geométrica que permite ejemplificar la política energética española es la del círculo. España presenta un perfil de política energética circular: efectivamente, la liberalización del sector eléctrico arranca fuerte en el '97, le sigue la del sector de hidrocarburos en el siguiente año, en 1998, pero desafortunadamente cambia en 2004, dando lugar a un exceso de capacidad y

como consecuencia indirecta al déficit tarifario y vuelve al punto origen en 2012 como consecuencia del ajuste y de los recortes macroeconómicos que tienen su inevitable reflejo en el sector energético. Es cierto que la situación, hoy, no es la misma del inicio del cambio, pero quizás podríamos calificarla de aún más dramática. Hacia finales de los '90, el exceso de renta ingresada por los agentes se plasmó en un documento, el Protocolo Eléctrico, por lo que el mismo sector eléctrico aceptó una liberalización a cambio de establecer por Ley unos costes que vinieron a decir –de transición a la competencia–. La formulación por ley de este acuerdo, permitió una estabilidad de precios en el mercado eléctrico mayorista de casi un quinquenio (1998-2003), momento en que el valor medio de los 36 €/MWh que concedía la Ley para recibir compensaciones, comenzó a tener mayor volatilidad. En este período, la capacidad ociosa se agotó y casi llega al desabastecimiento. Gracias a una importante inversión en ciclos combinados a gas natural (CCGT, en inglés), se superó este momento crítico.

Pocos años después y todavía con muchos proyectos de CCGT en marcha, se cambia la política energética en España y se comienza la fuerte promoción de la energía eólica y posteriormente los huertos solares. La fuerte presencia de nuevos inversores atraídos por la seguridad del rendimiento de la inversión debido al mecanismo retributivo del “*feed in tariff*”, da lugar al exceso de capacidad de esos momentos. Aún hoy en día estamos asistiendo a la expansión

de la burbuja del exceso de capacidad con las nuevas incorporaciones de las centrales termo-solares.

Uno de los principios fundamentales del proceso liberalizador del sector energético en el mundo fue el de clasificar sus actividades básicas en sólo dos: las liberalizadas y las reguladas. En las primeras se las define como total riesgo del inversor y en las segundas, principalmente identificadas como monopolios naturales, se las pone en el saco de las reguladas. En las primeras, los principios de la política energética liberal les otorgan libertad de establecimiento y de mercado, dando a los compradores el otorgamiento simétrico consistente en la elegibilidad de su suministrador. Por otra parte, las actividades reguladas, se reservan para las funciones infraestructurales como lo son las redes de transporte y distribución eléctrica y de gas natural. De esta definición sencilla e inicial, se ha pasado a una total perversión del término al agregarse muchas cargas reguladoras que han descalificado su propia etimología y ahora asistimos a un fuego cruzado en el que las actividades liberalizadas contienen muchísima regulación y las actividades reguladas ya no sólo son las infraestructurales sino que responden en su mayoría a decisiones de política energética que encuentra su lugar en la regulación. Dado que las actividades reguladas tienen reconocida su retribución en las tarifas de acceso, resulta que se da la paradoja de que cuando se accede a las redes, los consumidores pasan a ser sujetos pasivos de muchos cargos regulatorios que nada tienen que ver con el de-

seo de disponer de este acceso sino que suscriben un contrato implícito de pagar todo el gravamen regulatorio asociado, entre el que destacan las primas al régimen especial, las primas al carbón nacional, las primas al mayor coste extra peninsular y un largo etcétera.

Aunque toda política energética es discrecional en el sentido de que se debe identificar como residente en un punto en el hipotético triángulo constituido por sus tres pilares o vértices, la seguridad de abastecimiento, la competitividad de los mercados y el respeto por el medio ambiente, en cambio, la regulación, que debe estar al servicio del desarrollo de esta política, a su vez, ha de responder a varios principios de manera que su grado de discrecionalidad es infinitamente menor que la política que la impulsa. Así las cosas podemos formular que la resolución de una determinada política energética es un trilema, por lo que cualquier política es el resultado de una selección de opciones de óptimos parciales sin ser posibles un óptimo general.

Toda solución definitiva de una determinada política energética se puede calificar como heurística. Muy al contrario, al regular los mecanismos de desarrollo de una política específica, nos encontramos con la necesidad de dotarlos de determinados principios como son los de la transparencia, la no discriminación, o la gradualidad en la aplicación. Estos principios no son inmutables ya que, a todo cambio de la política energética, le corresponde una revisión de los principios del desarrollo de su regulación. A par-

tir de la afirmación de que la regulación es subsidiaria de su política energética y por lo tanto si cambia la ley, cambia su regulación, podemos concluir que hablar de seguridad jurídica y de estabilidad regulatoria es una contradicción consigo misma, un oxímoron. Sin embargo, no se puede negar la capacidad soberana que cualquier Estado tiene de establecer cambios en la política tanto económica como energética. Esto ha sucedido en España, en parte impulsado por los cambios normativos en Europa, y también por razones de la propia política energética española. La subsiguiente regulación, especialmente la económica, ha modificado derechos y obligaciones y por lo tanto ha sacudido el panorama creando condiciones para decidir inversiones por parte de nuevos agentes además de los habituales, que ha ampliado el número de jugadores y ha hecho bajar dramáticamente los índices de medida de la competencia, como se reconoce en analizar el índice HHI.

Podemos decir, pues, que los cambios regulatorios, lejos de ser inusuales, deberían ser los que instrumentan las políticas aprobadas por cada estado miembro de la Unión Europea. Por regulación debe entenderse genéricamente, las señales económicas emitidas para que los agentes tomen libremente sus decisiones de inversión y de gestión del riesgo. En resumen pues, la estabilidad regulatoria siempre deberá analizar bajo la luz de la coherencia entre política energética y su regulación económica. Una regulación que sea un adecuado y completo desarrollo de una política energética, nunca podrá calificarse como de

que incrementa el riesgo regulatorio. Otra cosa es si la política energética y sus leyes conculcan derechos y los afectados se consideran con derecho a que se les resarza. ¡Pero esto es harina de otro costal!

El sector energético español no está en su mejor momento. Del lado positivo, debemos tranquilizar diciendo que tanto el subsector del petróleo como el del gas natural no presentan problemas que requieran medidas urgentes: no son necesarias nuevas infraestructuras en algún tiempo y la capacidad ociosa no es preocupante. Desafortunadamente, en el otro extremo, el subsector eléctrico acumula todos los problemas: exceso de capacidad, déficit tarifario, problemas de diseño de mercado, y un largo etcétera. De hecho, el actual gobierno ya ha iniciado el cambio que, si bien por ahora sólo apunta a aspectos puntuales, no descarta un cambio en profundidad del modelo eléctrico: el principal problema heredado por el actual gobierno español de los anteriores es que la política energética española no ha cuantificado casi nunca sus implicaciones y esto ha generado una situación que hay que definir sin paliativos de insostenible. El principal cambio, introducido con el advenimiento del segundo período del gobierno socialista, allá por el año 2005, fue el de la masiva introducción de energías de origen renovable, la primera oleada del tipo eólico, la segunda oleada en 2008 de origen solar fotovoltaico y en estos momentos, 2012-2013, estamos asistiendo inermes a otra ola, esta vez termosolar.

El Gobierno español actual a través del Secretario de Estado de Energía ha venido afirmando que en estos tiempos de ajuste macroeconómico, el sector energético no puede quedar al margen de una profunda revisión, por lo que todos y cada uno de sus elementos componentes deberán ser cuestionados y si finalmente se concluye que el modelo pudiera ser insostenible, tendremos que renunciar a alguno de los objetivos, bien de calidad de abastecimiento o de continuidad en el servicio, bien de los compromisos en la calidad medioambiental, bien finalmente en cuanto a la competitividad de los mercados, siendo este último aspecto el más peligroso ya que significaría volver a una regulación más estricta, aspecto éste que ya ha demostrado ser muy ineficiente en el pasado.

A modo de listado sin ser exhaustivo, la identificación de los problemas detectados y que deberían resolverse a corto, medio y largo plazo son los siguientes:

En el corto plazo sin duda, el tema estrella es el del déficit tarifario eléctrico, del que si bien sólo se puede afrontar el aspecto de disponer de mecanismos para que no aumente, su solución a través de los cambios normativos aprobados por el Ejecutivo español en julio de 2013 deberá dilatarse más de una década, laminando así los perversos efectos del inevitable incremento tarifario. Debe calificarse de una hipoteca como las aplicadas a las viviendas habituales, que se repagan en períodos de varias décadas para permitir a sus deudores poder disponer de renta libre

suficiente para subsistir. También podría decidir no pagar, pero las consecuencias internacionales podrían ser peores que los remedios.

En el medio plazo, entendido éste como de entre cinco y diez años, está el exceso de capacidad. Esta es una situación bien conocida en el modelo español ya que ya pasó a mediados de los 80 cuando las empresas eléctricas de la época decidieron, y el Estado los aceptó, construir excesiva capacidad de producción electronuclear. La conclusión fue la conocida moratoria nuclear. En estos momentos, la moratoria de nueva potencia adscrita al régimen especial, afecta a aquellas instalaciones que no dispongan registro de preasignación, es decir aquellas que no fueron aceptadas con anterioridad a la fecha del RD de la moratoria. Subsiste con ello, el problema del exceso de capacidad y del mix que es estructuralmente “caro”. Efectivamente, porque las energías no gestionables o de producción intermitente sean explotables, se ha demostrado indispensable un “back up” térmico basado en los CCGT. Nunca se ha planteado esta realidad a la opinión pública, en el sentido de hacer un plebiscito sobre si el consumidor está dispuesto a pagar este “plus verde”.

En el medio pero también tendiendo al largo plazo, encontramos la sostenibilidad económica y medioambiental: la política energética vigente, con sus fundamentos enraizados en el cumplimiento de los compromisos medioambientales y su sostenibilidad ante el cambio climático nos ha conducido a la insostenibilidad económica. No tenemos dinero suficiente para pagar los

compromisos medioambientales europeos. Quizás deberíamos revisar estos compromisos a la luz de nuestra realidad macroeconómica y del poco compromiso de economías como la estadounidense, canadiense o China, que además de no suscribir los Acuerdos de las Cumbres Climáticas, generan dumping medioambiental, parte del cual cuenta la crisis en la que estamos inmersos.

Finalmente en el largo plazo, 10 años o más, tenemos el enorme compromiso de la retribución al régimen especial, más de 150.000 mil millones de euros que los inversores pueden llevar al descuento bancario. No hay industria en el mundo que disponga de una renta futura asegurada capaz de capitalizar hoy semejantes sumas de dinero. En este sentido, estamos asistiendo a enormes M & A que cuantifican estas transacciones especulativas y ponen en manos más potentes los derechos de estas inversiones. Quizás, debería aplicar cirugía mayor y, al igual que ocurrió en los 80, al consumidor español le salga más a cuenta pagar la inversión y dejar ociosa parte de la capacidad excedente recién construida, mediante una moratoria como se hizo con el parque electro-nuclear, que pagar estos insostenibles compromisos.

1.3.4. Política energética, política industrial y su regulación

Dicen que la política es el arte de lo posible. La política energética no es una excepción. Definir una política energética es seleccionar una op-

ción entre infinitas, utilizando en la decisión tres elementos, independientes entre ellos pero claves en su estructuración: 1) la seguridad en el abastecimiento; 2) la competitividad en la formación de los precios y; 3) el respeto medioambiental. Son los llamados tres pilares de la política energética europea y por tanto de todos sus 28 estados miembros. De hecho, hasta la OCDE, a través de su institución energética, la Agencia Internacional de la Energía, tiene la reglas de las tres E (Energy Security, Environment & Economic Efficiency) publicada en el año 2001, por la que recomienda a sus asociados, guardar un armónico balance entre las tres E al establecer una determinada política energética.

La Unión Europea no tiene una política energética común, pero a través de sus directivas, ha ido incorporando a su acervo comunitario muchos elementos que podríamos llegar a calificar como de entorno normativo que constituyen una cuasi política energética europea. En este sentido es paradigmático y casi único en el mundo, la obligación de disponer en el año 2020 de los llamados tres 20, esto es un 20% de energías renovables, un 20% de reducción de los gases de efecto invernadero y un 20% de aumento de eficiencia energética en el uso de las energías. No todos los 28 estados miembros de la Unión Europea han avanzado hacia la consecución de este objetivo con el mismo entusiasmo. Al ser de obligado cumplimiento, los estados miembros han debido someter a las instancias europeas, Comisión, Parlamento y Consejo, sus planes de acción en lo referente a la

implantación de energías renovables y reportar sus avances o retrasos, siendo pasibles en caso de incumplimientos de verse obligados a someterse a demandas ante el Tribunal Europeo de Luxemburgo.

España, con un marco regulatorio muy generoso en lo referente a la promoción de las energías renovables, ha liderado este desarrollo y a día de hoy presenta un mix energético en el que la presencia de las energías renovables, principalmente energía eólica y energía fotovoltaica, tienen un porcentaje de participación muy alto. En el pipeline, vemos aparecer en escena de una manera muy espectacular, la tecnología termosolar de concentración que, por la obligada extensión de sus captadores solares, está llamada a ser titular de medios cada vez que entra en servicio una nueva instalación. Ha sido un proceso extraordinariamente rápido. La rampa de crecimiento muestra que en siete años la potencia eólica ha trepado hasta los 20.000 MW y los casi 4.000 de solar fotovoltaica. Las perspectivas para los próximos dos años es la de disponer de otros 3.000 de termosolar. En el conjunto del sector eléctrico español, una capacidad nominal de potencia instalada que supera los 100.000 MW.

Desafortunadamente, la crisis económica y financiera que estamos viviendo no hacen posible que esta tendencia sea sostenible en el tiempo y sin duda este crecimiento verá interrumpida su carrera. Como en toda actividad económica, la reacción lógica en todo sector que vea reducir su actividad y que se considere en poder de algu-

na ventaja competitiva, siempre puede plantearse la internacionalización como estrategia alternativa. Deberíamos tratar de exportar nuestra experiencia a través de nuestras empresas. De hecho, muchos inversores en energías renovables en España, están oteando otras geografías para tratar de repetir su experiencia, esta vez sin primas como las de la regulación española. Los organismos financieros internacionales como el Banco Mundial, el Banco Europeo de Inversiones, el Banco Asiático de Desarrollo y muchos otros, están financiando trabajos para tratar de establecer las condiciones que propicien la implantación de este tipo de tecnologías. Se dan pues las condiciones para exportar conocimiento.

Sin embargo, no todo ha sido fácil en España y deberíamos aprender de nuestros errores. Estamos ante una política energética que ha generado una situación de muy difícil solución. Si bien hemos afrontado con mucho acierto las enormes dificultades de tipo técnico y operativo, no hemos acertado en su cierre económico y financiero. En el terreno de los aciertos, podemos afirmar que tenemos un sistema excelente para demostrar la posibilidad de operar las energías no gestionables. Este ha sido el caso de Red Eléctrica de España que tiene bajo su responsabilidad la gestión del Sistema Eléctrico Español y que, como en ningún otro lugar del mundo, tiene un parque de generación eólica y solar, dependiente de variables exógenas al sector, principalmente los aleatorios meteorológicos. Desde momentos en que la generación renovable cubre el 50% de la demanda eléctrica, hasta otros en que solo

gracias a los ciclos combinados a gas natural se puede atender la cobertura de dicha demanda, hay un muy complicado esquema operativo que debe reaccionar en tiempo real, muchas veces con rampas de subida de varios miles de MW en menos de una hora. Estos ciclos combinados, que se construyeron para funcionar 6.000 horas, están dando el back up a las energías renovables, a veces con un funcionamiento de menos de 1.000 horas al año. Para que estas centrales térmicas a gas pudiesen funcionar, se ha debido construir un complejo sistema gasista, inédito en Europa, basado en plantas de regasificación de gas natural licuado que procede de muchos y alejados lugares y también un extenso sistema de transporte de gas natural mediante gaseoductos de alta presión. En resumen, un sistema que resulta estructuralmente caro. Y aquí viene la parte de los errores. Al no querer sincerar los costes de esta política energética y que el usuario final recibiese la correcta señal económica del coste del acceso a la energía eléctrica, se ha empantanado un enorme déficit en los balances de las principales empresas eléctricas españolas y ahora, como consecuencia de la insostenibilidad del monto acumulado, caso 30 millardos de euros, se deberá hacer cirugía mayor y encontrar una solución que permita viabilizar el sector. Mientras tanto, a nuestras empresas energéticas, no les queda casi otra alternativa que tratar de incrementar su actividad internacional, tanto para buscar el crecimiento que no encontrarán en el mercado energético español en mucho tiempo, quizás una década, como para compensar el riesgo regulato-

rio al que nos veremos abocados inevitablemente al tratar de solventar los actuales problemas.

En diferentes regiones del planeta, de forma análoga a la llevada a cabo por la Unión Europea y, en menor medida, en los Estados Unidos de América, se están adaptando políticas energéticas y regulaciones para desarrollar e integrar en mayor medida la generación autóctona de energías renovables. En esta línea, Sur y Sudeste de Asia, Sudáfrica, China, Ucrania, Norte de África y Turquía están liderando las nuevas iniciativas. Sin embargo, se encuentran con algunas dificultades técnicas tales como la falta de conocimiento así como el hecho de no disponer de empresas especializadas, todo ello con el fin de plasmar en la realidad todo aquello que se habría definido en el papel como cambio en la política energética conteniendo elementos mitigadores del cambio climático. Las empresas españolas están, en este sentido, en una posición privilegiada para dar el salto hacia la actividad internacional y asumir un rol más preeminente en el concierto mundial. La experiencia acumulada en estos años ha situado a España en el “*top five*” de los países con una capacidad de instalación y operación, en poco tiempo, de gran capacidad de generación eléctrica utilizando fuentes autóctonas de energía renovable. Oportunidades y amenazas. Como en toda decisión estratégica.

OPINIÓN

1.3.4.1. **Arcadio Gutiérrez,** director general del Club Español de la Energía



Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, especialidad Hidráulica y Energía. Inició su vida profesional en el sector de la energía, en concreto en el campo nuclear,

en plena expansión en la década de los 70. Ha sido subdirector general en el Ministerio de Industria y Energía, director general de Unión Fenosa Ingeniería (actualmente SOCOIN), vicepresidente del Sector de Industria y Energía en Tecniberria, director de Ingeniería y Tecnología de Gas Natural Fenosa y presidente de Gas Natural Fenosa Engineering.

1.3.4.1.1. *¿Cuál debería ser el procedimiento a seguir para diseñar una “buena regulación” en materia energética?*

Sobre los principios básicos que deberían aplicarse para diseñar una “buena regulación” existe un amplio consenso entre los expertos en estos temas. Todos coinciden en destacar la estabilidad y predictibilidad, que contribuye a aportar seguridad jurídica; la simplicidad, con-

sistencia y credibilidad; la eficacia y justificación de las propuestas normativa y la unidad de mercado, entre otras. Existen múltiples referencias a dichos principios como pueden ser, y sin ánimo de ser exhaustivos, la publicación “Regulación y Política Energética. Una reflexión”, editada por Enerclub en mayo de 2013, o la Task Force for a Better Regulation del Reino Unido, de 2015. Un principio especialmente relevante, es aquel relacionado con la accesibilidad y participación de los agentes del sector en los procesos de ámbito regulatorio y, además, siguiendo unos procedimientos reglados de consulta. El intercambio de opiniones entre los actores del sector no puede hacer más que enriquecer el proceso de creación y la eficacia de la regulación. Los pactos, acuerdos, o decisiones suficientemente discutidas y transparentemente adoptadas, siempre dan las garantías de estabilidad necesarias para una adecuada regulación.

1.3.4.1.2. *¿Cómo valora los últimos cambios en materia de regulación energética?*

Los últimos cambios en materia de regulación energética en nuestro país, especialmente en el sector eléctrico, constituyen la continuación de una serie de medidas de amplio alcance. Unas adoptadas a lo largo del 2012 y otras puestas en marcha a comienzos de 2013, que incluyeron, entre otros aspectos, aquellas relacionadas con la fiscalidad energética. La última reforma eléctrica presentada por el Gobierno

en julio presenta principalmente dos objetivos que se mezclan entre sí: uno más a corto plazo, destinado a acabar con el déficit de tarifa y con la inestabilidad económica del sistema; y un segundo, más a largo plazo, materializado en la modificación de la Ley del Sector Eléctrico. El no tratar estos temas diferentes de manera diferenciada supone que a la hora de adoptar medidas para acabar con el déficit, se está condicionando indirectamente al sistema eléctrico y a la política energética a largo plazo. Respecto al primero de los objetivos, la eliminación del déficit eléctrico, se ha decidido adoptar una serie de medidas para reducir los costes y aumentar los ingresos como son, entre otras: un nuevo sistema de retribución de las actividades reguladas; la modificación de la estructura de la tarifa eléctrica; o el cambio estructural de ayudas a las energías renovables desde un modelo basado en primas a la producción por un sistema de apoyo a la inversión, basando las rentabilidades en el bono del Estado. Todo esto, además de modificaciones en las disposiciones relacionadas con los pagos por capacidad, interrumpibilidad, restricciones, etc., que cambian los esquemas que se venían utilizando hasta ahora. Estas medidas no parecen fortalecer el libre funcionamiento del mercado eléctrico, aspecto éste esencial para garantizar la competencia efectiva entre los agentes y para el consumidor final. Por otro lado, además, aún quedan importantes aspectos por definir para poder valorar correcta-

mente estas reformas como son, entre otros, los estándares de las energías renovables, así que deberemos esperar al total desarrollo normativo de las mismas para realizar una valoración definitiva. Si bien existen diferentes opiniones sobre las medidas tomadas, cabe mencionar algunos aspectos que se valoran positivamente como es el avance en el ámbito de protección al consumidor o el hecho de intentar atajar el déficit de tarifa que supone un esfuerzo importante por parte del Gobierno, cuyo éxito estará muy condicionado por la evolución de la demanda en un futuro próximo. En el ámbito de la Ley del Sector Eléctrico, actualmente en tramitación parlamentaria, y que supone su primera gran renovación desde 1997, debería, en mi opinión, de haber ido precedida de un debate sobre política energética a futuro. En este sentido, no hay que olvidar que la definición de una política o estrategia energética clara y, concretando modelos efectivos de competencia, fortaleciendo el mercado y enfocándose a la competitividad industrial sigue siendo responsabilidad de cada estado miembro de la UE, y constituye un tema muy relevante en estos momentos. Además, aspectos tales como el fomento del uso eficiente de la energía; el aumento de las interconexiones; el apoyo continuado a la innovación tecnológica; o el cumplimiento de los objetivos medioambientales y de seguridad de nuestro país deberán ser tenidos en cuenta.

1.3.4.1.3. ¿Qué deberíamos pedir a los “policy makers” para alcanzar de la manera más eficiente los objetivos marcados en nuestra política energética?

El primer paso, consistiría en definir marcos explícitos de política energética concretos, equilibrados y sostenibles. Contar con una estrategia integral y explícita de dicha política a corto, medio y largo plazo, que actúe de marco de referencia coordinado con las políticas energéticas europeas es fundamental para lograr nuestros objetivos de manera estable y eficiente. A este respecto, no debemos olvidar que a pesar de la enorme influencia de la Política Energética europea en los estados miembros, éstos mantienen sus competencias en lo relativo a las fuentes energéticas y con los mix. Para ello, además, debe realizarse previamente un análisis prospectivo donde se tengan en cuenta cuales son las características de nuestro sector, tanto a nivel tecnológico, y económico, de manera que se diseñe una estrategia que vaya a tener el impacto más positivo posible sobre nuestra sociedad, industria, y economía en general y definir el mix de fuentes energéticas futuro. Conviene recordar que este es el camino que está siguiendo la Unión Europea para diseñar su política energética a 2030.

No se debe dejar de tener en consideración a la hora de diseñar esta política energética, que estamos encaminados hacia la libre circulación

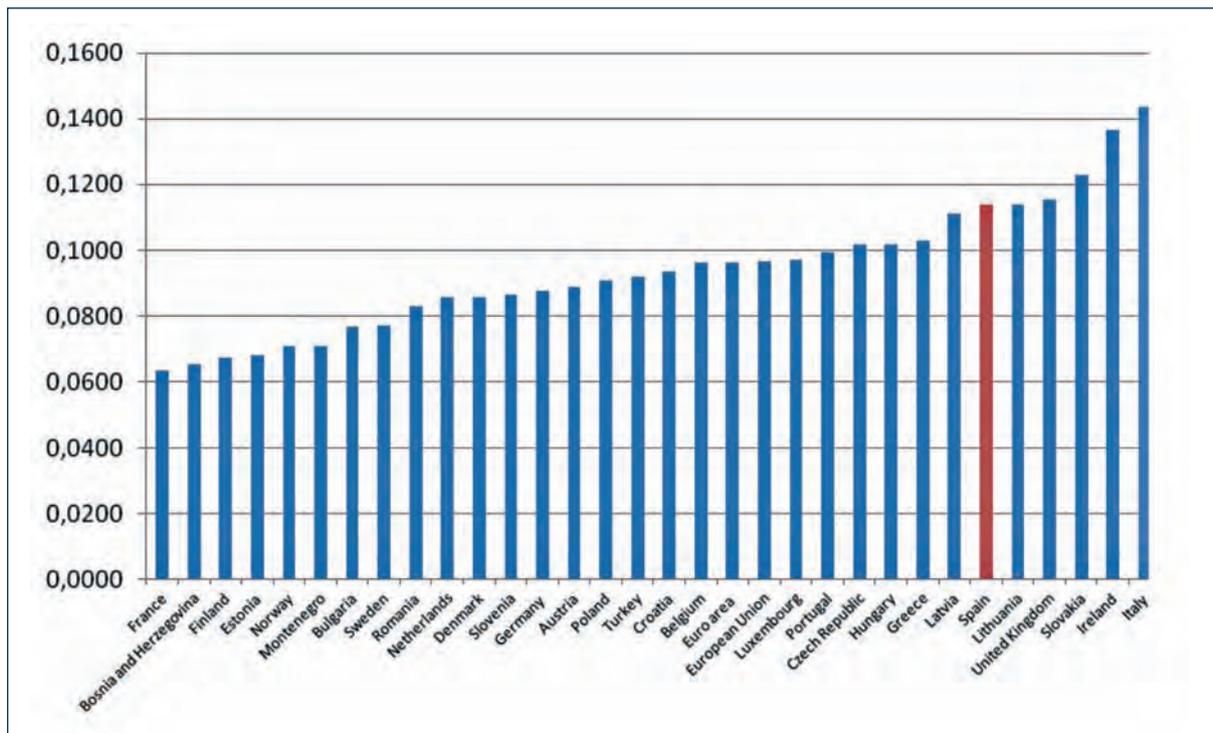
de energía en el ámbito de la Unión Europea, en el marco del Mercado Único de la Energía, si bien el nivel de interconexiones internacionales disponibles son las que definirán nuestra mayor o menor integración en éste. Y para todo ello, la participación activa de todos los agentes del sector, que debe ser realizada a través de procedimientos reglados de participación y consulta de las partes interesadas con voluntad de encontrar consenso, resulta fundamental, ya que contribuirán a la permanencia y estabilidad de la regulación que se establezca.

1.4. Evolución histórica de consumos y precios de la energía

Los combustibles, tanto líquidos como gaseosos, tienen sus precios vinculados a los de los mercados internacionales, por lo que su análisis sobrepasaría en mucho este pequeño análisis sobre la situación del sector energético en España. Sin embargo, la situación del subsector eléctrico es bien particular, en especial el de los precios ofertados a la industria o en general a la economía productiva.

Los precios finales de la energía eléctrica en España están claramente situados por encima de la media comunitaria, teniendo el raro privilegio de ser los terceros más caros después de Malta e Irlanda. Comparativamente con otros países, el coste eléctrico para la industria española se en-

Precio medio de la energía eléctrica (clientes industriales), segundo semestre 2012



Nota: Precios (€/KWh) para clientes industriales con consumos anuales entre 500 y 2.000 MWh. Impuestos no incluidos.
Fuente: EUROSTAT

cuentra en la actualidad un 15% por encima de la media de los países de la Unión Europea. Este diferencial se debe al fuerte crecimiento experimentado por los precios de la electricidad en España en los últimos años, habiendo aumentado un 77% desde 1998, mientras que, en el mismo período, el incremento observado en Alemania y Francia fue del 18% y 12%, respectivamente. Si bien esto es un hecho, lo dicen las estadísticas de Eurostat, debe tenerse en cuenta que en algunos

EM los costes de la política energética no están incluidos en los peajes y, en España, sí. Sin costes de política energética en los peajes, España tendría un coste medio de la energía en el entorno de los 90 €/MWh, es decir, estaría en las posiciones intermedias de la tabla.

Cabe matizar que estos incrementos se expresan en su valor medio y en realidad la situación varía en función del tipo de consumidor.

La energía que precisamos. Lo que el directivo debe saber sobre el sector energético

Evolución del precio medio correspondiente a la energía, la tarifa de acceso y el precio medio total facturado por los comercializadores a sus clientes por tipo de tarifa de acceso a junio de 2011 y junio de 2012

		2.0A		2.0DHA		2.1A		2.1DHA		3.0A		3.1A		6.X	
		€/MWh	%Δ	€/MWh	%Δ	€/MWh	%Δ	€/MWh	%Δ	€/MWh	%Δ	€/MWh	%Δ	€/MWh	%Δ
Precio medio acceso	T2 2011	79		45	7%	92	12%	54	8%	56	6%	49	3%	18	3%
	T2 2012	88	11%	48	7%	103	12%	58	8%	59	6%	50	3%	19	3%
Precio medio energía*	T2 2011	78		61	19%	85	8%	67	13%	77	8%	67	7%	57	7%
	T2 2012	87	11%	73	19%	92	8%	75	13%	83	8%	72	7%	61	7%
Precio medio total**	T2 2011	157		107	14%	177	10%	121	11%	133	7%	116	5%	75	6%
	T2 2012	175	11%	122	14%	195	10%	133	11%	142	7%	122	5%	80	6%

Fuente: SICE-comercializadores

La evolución de los precios de la electricidad ha sido continuamente creciente en los últimos

Precio Medio Final Facturado a Clientes (€/MWh)				
Año	Trimestre	DOMÉSTICO	PYMES	INDUSTRIAL
2007	T1	106,22	92,70	68,11
	T2	106,76	94,63	71,33
	T3	106,24	95,99	71,87
	T4	107,63	97,47	72,41
2008	T1	106,58	100,15	74,88
	T2	108,54	101,65	74,79
	T3	110,05	103,54	76,74
	T4	118,76	106,00	78,49
2009	T1	123,78	110,28	83,22
	T2	127,18	112,82	86,10
	T3	132,86	115,85	87,55
	T4	134,28	117,87	86,90
2010	T1	137,26	120,17	87,82
	T2	141,02	122,46	85,27
	T3	146,56	123,93	84,16
	T4	149,10	125,28	83,15
2011	T1	151,29	126,10	84,43
	T2	155,72	126,96	84,66
	T3	160,15	128,31	85,14
	T4	163,88	130,19	86,46
2012	T1	167,49	132,54	88,38
	T2	172,11	134,94	89,03

Fuente: SICE-comercializadores

años y la explicación más evidente es que es debida en su mayor parte a la evolución de los costes regulados retribuidos a partir de las tarifas de acceso que incluyen crecientes partidas de las primas a las energías renovables.

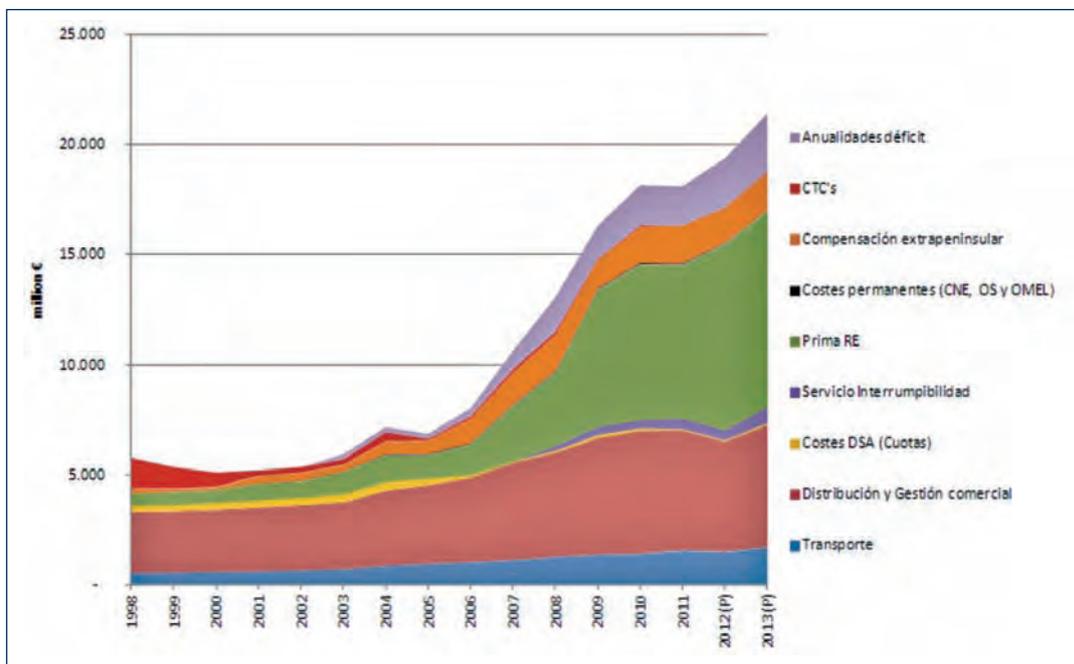
En definitiva, la senda de precios finales alcanzada en España respecto a otros países de la UE, en particular en electricidad, se explica, principalmente, por los costes de acceso, especialmente por la incorporación como costes del sistema de un volumen creciente de costes reconocidos a las actividades reguladas, planificados inicialmente en un contexto donde se esperaba un mayor crecimiento de la demanda y, específicamente, en el caso eléctrico, a los sobrecostes de las instalaciones de régimen especial, a la compensación extra peninsular y a la evolución de la retribución del transporte y la distribución.

Asimismo, derivado del mantenimiento de un sistema deficitario continuado en el tiempo y a sus elevados costes de financiación, cabe destacar el creciente coste de las anualidades corres-

pondientes al pago de la deuda del sistema. En este sentido, desde 1998 a 2013, las diferentes partidas de costes regulados, con independencia de la fuente de financiación de dichos costes regulados, han experimentado un crecimiento exponencial multiplicándose por cuatro. De unos costes regulados a recuperar a través de la tarifas de acceso ligeramente superior a los 5.000 millones de euros en 1998, la previsión para 2013 supera los 20.000 millones de euros. Lejos de reducirse en 2013 se espera una evolución creciente, si bien a un ritmo de crecimiento infe-

rior al experimentado en años anteriores. Según estimaciones de la CNE, cabe indicar que las partidas de costes que registran en 2013 un mayor crecimiento respecto a 2012, excluyendo el incentivo de disponibilidad del transporte y el incentivo de pérdidas y de calidad de la distribución previsto para 2013, son el coste del servicio de interrumpibilidad (54,7%), las anualidades del déficit de actividades reguladas (18%), la retribución del transporte (12,5%), la retribución de la distribución (6,2%) y las primas del régimen especial (5,5%).

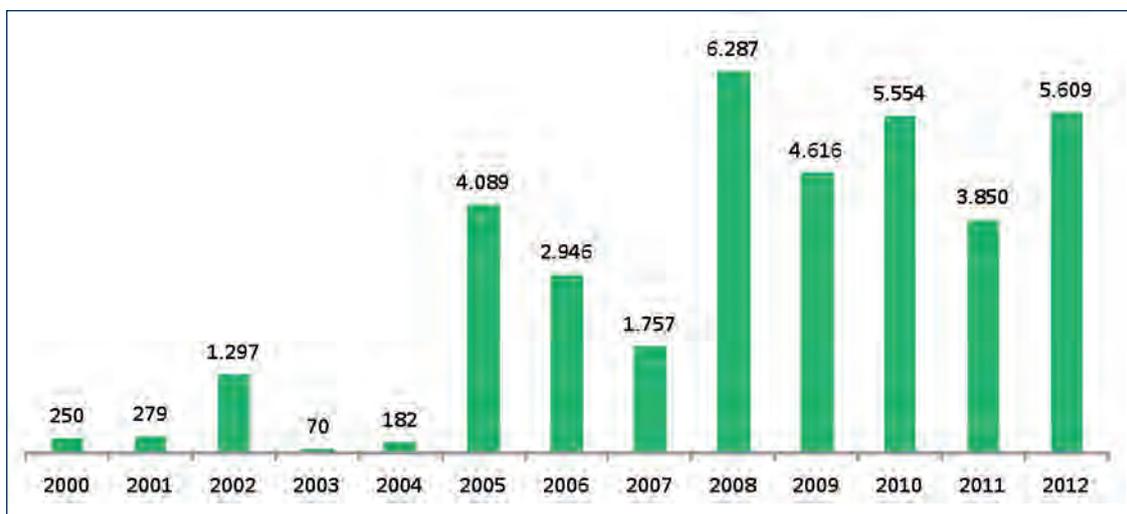
Evolución de los costes regulados (con independencia de las fuentes de financiación) excluyendo desvíos de ejercicios anteriores y saldo de pagos por capacidad (miles €). 1998-2013 (P)



Siendo la evolución del incremento de precios debida a la creciente mayor presencia de las primas al régimen especial, el sistema eléctrico español se ha caracterizado en los últimos años por una insuficiencia crónica de ingresos que ha ocasionado el déficit de tarifa. La insuficiencia de ingresos regulados para hacer frente a la evolu-

ción creciente de los costes regulados no es una cuestión reciente, habiéndose producido déficit de tarifa desde principios de la pasada década. En el gráfico siguiente, se muestran los valores de déficit del sistema eléctrico que se han generado desde el año 2000 hasta 2012, a precios corrientes de cada año.

Déficit del sistema eléctrico generado entre 2000-2012 (Millones €)



Fuente: Liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico (definitivas hasta 2007, provisional 14 de 2008 a 2012); y Resoluciones de 2 de octubre de 2007, y de 3 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se determina la revisión de los costes específicos definitivos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extra peninsulares correspondientes a los ejercicios 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, y a los ejercicios 2006, 2007 y 2008, respectivamente.

Si bien es cierto que, en términos nominales, los peajes han aumentado de forma acumulada desde 2003 a 2012 en más de un 70% –con importantes diferencias entre grupos tarifarios– a lo largo de los últimos años no se ha producido la convergencia entre costes e ingresos de las actividades reguladas, ocasionando la existencia de una deuda viva con el sistema de significado volumen. Según los datos disponibles en la CNE, el saldo de la deuda del sistema a 10 de mayo de 2013 asciende a 26.062,51 millones de euros. Los tenedores de la deuda son FADE (72,57%), las compañías eléctricas (15,48%), y terceros (11,95%).

Cuadro de distribución de la deuda a 10/05/2013. Desglose por titulares de los derechos de cobro frente al sistema

	Saldo a 10/05/2013 (M€)	%
FADE ⁽¹⁾	18.914,28	72,57%
Eléctricas ⁽²⁾	4.035,03	15,48%
Endesa, S.A.	1.781,87	6,84%
Iberdrola, S.A.	1.412,66	5,42%
Gas Natural SDG, S.A.	554,82	2,13%
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	245,33	0,94%
E.ON España, S.L.	40,35	0,15%
Terceros ⁽³⁾	3.113,20	11,95%
TOTAL	26.062,51	100%

Fuente: CNE

OPINIÓN

1.4.1. Juan José Jiménez, presidente de AERCE-Asociación de Profesionales de Compras, Contratación y Aprovisionamientos



Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales. Es subdirector de Gestión Patrimonial en RTVE Corporación. Miembro de la Junta Directiva de CEDE-Confederación Española de Directivos y Ejecutivos.

1.4.1.1. ¿Qué opinión tienen los consumidores sobre el grado de competencia en el sector energético?

Cabe hablar de dos niveles de competencia. El que se refiere a los mercados mayoristas y el del mercado minorista. Respecto al primero, en opinión de AERCE, tanto en el mercado spot como en los mercados de futuros, se necesitan cambios profundos, para que asistamos a un mercado verdaderamente competitivo. En este sentido probablemente, un desarrollo adecuado de los mercados de futuro reduzca de forma sustancial la oferta marginalista con capacidad de cierre de precios, de modo que este último mercado quede

como un mercado de regulación de pequeños volúmenes. Sería importante explorar otros mecanismos para que tecnologías de generación suficientemente amortizadas (nucleares y grandes hidroeléctricas) no fueran liquidadas a precios marginales. No obstante, los hechos son contundentes. A fecha de hoy, primera semana de octubre de 2013, los mercados mayoristas se están comportando de forma sospechosa, pues simultáneamente asistimos a una reducción acusada de la demanda de electricidad y a un incremento fortísimo de los precios, cuando no se producen variaciones importantes en el precio Brent ni en la paridad \$/€. Respecto al mercado minorista, ya en 2004 AERCE sugería a sus asociados que ante igualdad en los precios y condiciones de contratación, se adjudicara el contrato a un comercializador distinto al habitual, pretendiendo de esta forma remitir una señal nítida a la oferta para incrementar la competencia en este mercado oligopolístico. Han pasado 14 años desde que comenzó el proceso de liberalización del Sector Eléctrico, y no es arriesgado indicar que probablemente el menor de los problemas que tenemos en estos mercados sea el de la competencia. Hemos ido acumulando un déficit de tarifa de magnitud colosal, debido fundamentalmente a la incapacidad e irresponsabilidad de las autoridades reguladoras en estas materias, hasta llegar a una situación como la actual, donde el peso de los importes por los accesos a la red adquiere la condición de determinante, pasando a un se-

gundo lugar, el peso relativo a la contratación de la energía. En definitiva y aunque parezca extraño, en la actualidad y por la urgencia de los acontecimientos, la pregunta que se traslada es irrelevante.

1.4.1.2. ¿Cómo valoran los consumidores el grado de competitividad de su consumo energético?

A nadie se le escapa, que si asumimos la carga de déficit de tarifa y la amortización junto con sus intereses de la deuda pasada por este concepto, tenemos los precios más caros por el suministro completo de electricidad de todos los países de la Unión Europea. La diferencia está precisamente en los importes que se derivan de los accesos a la red, como ya hemos indicado en la respuesta anterior. La competitividad de nuestra economía depende en gran medida de que el impacto económico en la cuenta de explotación de los consumidores con tarifas industriales, sea análogo al de sus competidores internacionales, competidores que en el caso de empresas multinacionales, están en su mismo grupo. El cierre de empresas ó en su caso la posible deslocalización de las mismas por sus empresas matrices a instalaciones con menores costes energéticos, nos deja un panorama industrial desolador. Nuestra economía parece que debe despegar a través del turismo y del sector industrial exportador. Respecto a este último, se están comportando excelentemente-

te bien las industrias de transformación del sector primario, pero no debiera olvidarse que España fundamentalmente es metálica, y sobre este tipo de industria precios elevados por el suministro completo de electricidad afectan de forma determinante a su competitividad, y probablemente a su subsistencia. En este sentido, flexibilizar todos los procedimientos administrativos relativos a las relaciones con la actividad de distribución es central, y no debe reflexionarse sobre política energética sin mirar de frente qué industria queremos para nuestro país dentro de veinte años. Desafortunadamente, por el momento, no parece que se hable de una cosa ni de la otra.

1.4.1.3. ¿Qué propuestas se podrían hacer a los “policy markers” sobre el rol del consumidor en un escenario de mayor competitividad del sector energético?

Esta es una cuestión que hoy en día no debiera de ser objeto de debate. Es como si ahora estuviéramos inmersos en un debate sobre la igualdad entre hombres y mujeres. Lo sorprendente sería el debate en sí. La demanda de electricidad formará parte del propio sistema, siendo una parte integrante de él y compitiendo con productos de gestión de demanda y de generación eléctrica distribuida con los grandes grupos energéticos. Corremos el peligro de que estos grupos se conviertan en disfuncionales, impidiéndose a través de la

regulación todo tipo de movimiento de la demanda. Es cuestión de tiempo, no se le pueden poner puertas al campo. La libertad de cada consumidor a elegir la forma de generación que en cada momento le parezca más conveniente, tarde o temprano llegará. Lo que ha ocurrido es que se ha tensado tanto la cuerda respecto a los precios por el suministro completo de electricidad, que lo que antes con tecnologías de generación inmaduras era imposible, resulta que de repente ha dejado de serlo y hemos alcanzado la paridad de red. Veremos en un futuro no muy lejano, generación eléctrica distribuida a través de cientos de miles de microcentrales, destinadas muchas de ellas al autoconsumo, pero que a la vez verterán sus excedentes sobre las redes de transmisión de electricidad. Pasaremos pues, de la gestión de lo poco y muy grande, a la gestión de lo mucho y muy pequeño, con microcentrales atomizadas por todo el territorio, capaces de reducir la demanda agregada del sistema, y de intercambiar en cada nudo energía en ambos sentidos. Este futuro de generación eléctrica distribuida sólo puede desarrollarse a través de mecanismos de gestión de la demanda totalmente distintos a los actuales, que tendrán como piedra angular precisamente a la mediana demanda específica, a través de la figura del agregador.

1.5. Coyuntura energética actual, en el mundo y en España

A nivel global, en el año 2012 EE.UU. registró el mayor crecimiento en la producción tanto de petróleo como de gas natural de todo el mundo, gracias a la creciente producción de hidrocarburos no convencionales. Con el aumento de la producción de gas natural abaratando los precios de los EE.UU., el gas natural desplazó al carbón en la generación eléctrica lo que supuso que EE.UU. experimentase el mayor descenso de consumo de carbón del mundo. Además, en 2012 se produjo la mayor caída anual de la producción mundial de energía nuclear. En Japón, la generación eléctrica de origen nuclear casi desapareció tras el accidente de Fukushima de 2011 y aumentaron las importaciones de combustibles fósiles, incluido el gas natural licuado, LNG.

En Europa, donde los precios del gas fueron mayores que en los EE.UU., los generadores de electricidad tomaron un rumbo diferente al de EE.UU. El crecimiento global del consumo de energía cayó al 1,8% en 2012, por debajo del 2,4% del año anterior. Esto se debió en parte a la recesión económica y también a que los particulares y las empresas respondieron a los elevados precios siendo más eficientes en el uso de la energía. Las economías emergentes –los países no pertenecientes a la OCDE– fueron los responsables del crecimiento de la demanda, siendo China e India ellas solas quienes sumaron cerca del 90% de ese incremento. Las interrupciones en el suministro de petróleo de África y Orien-

te Medio fueron compensadas entre otros por productores de Oriente Medio, pero pese a estos aumentos de suministro, los precios nominales promedios del petróleo alcanzaron un nuevo máximo.

El petróleo continúa siendo el principal combustible, con un 33,1% del consumo mundial de energía, aunque sigue perdiendo cuota de mercado por 13º año consecutivo. Todas estas cuestiones seguirán sin duda, suscitando la atención de los legisladores, los empresarios y la opinión pública. En España, la coyuntura energética está totalmente en manos de la sobrecapacidad de las infraestructuras, previstas para un crecimiento sostenido y que la realidad ha resultado ser de una reducción del consumo de gas y electricidad en más del 10% y una capacidad ociosa de las instalaciones de ordenes horriblos, con el del 80% para los ciclos combinados, del 40% para las plantas regasificadoras de LNG, todo ello frente a un continuo crecimiento de los precios de los combustibles y de la electricidad.

Se trata sin duda de la escenificación de una burbuja, la de los medios de oferta que no han ido acompasados con los de la demanda y que, como en todos los procesos especulativos, han terminado en drama, tanto para los inversores como para los consumidores, los primeros por no obtener las rentabilidades esperadas y los segundos por ver crecer los precios a niveles de pérdida de competitividad, lo que redundará en un reforzamiento del círculo vicioso negativo. Tardaremos décadas en salir de este atolladero del sector

energético en el que nos ha metido la clase política española y que ha sido consecuencia de la acción de los gobiernos de la última década.

OPINIÓN

1.5.1. Mariano Marzo, catedrático de Estratigrafía y profesor de Recursos Energéticos y Geología del Petróleo en la Universidad de Barcelona



Miembro de la “Reial Acadèmia de Ciències i Arts de Barcelona” y miembro de la Junta Directiva y del Comité Académico del Club Español de la Energía. Participa o ha participado en diversos consejos asesores en materia

energética de las administraciones central y autonómica.

1.5.1.1. ¿Cuál es el futuro de los hidrocarburos no convencionales?

La reciente mutación energética experimentada por Estados Unidos en la producción de

hidrocarburos no convencionales es de gran calado y, con toda probabilidad, sus efectos se dejarán sentir más allá de Norteamérica y del puro ámbito energético. El repunte de la producción de petróleo y gas en Estados Unidos, impulsado por nuevas tecnologías (fracking) que permiten la extracción comercial de hidrocarburos no convencionales, como el light tight oil y el shale gas, no solo está impulsando la actividad económica –abaratando los precios del gas y de la electricidad, con la consiguiente mejora de la competitividad de la industria– sino que también está transformando el papel de Norteamérica en el comercio mundial de la energía. No en vano los aumentos previstos en la producción de petróleo y gas no convencionales podrían significar que en 2035 los Estados Unidos fueran energéticamente autosuficientes (o casi). La importancia de la producción de light tight oil en los Estados Unidos es de tal calibre que dicho país podría convertirse hacia 2020 en el mayor productor mundial de petróleo, desplazando temporalmente, hasta mediados de la década de los veinte, a Arabia Saudí. Esto, unido a los efectos de las nuevas medidas de eficiencia energética previstas para el sector del transporte, comportaría una caída continuada de las importaciones de petróleo, hasta el punto que hacia 2030 Norteamérica se habría convertido en una región exportadora neta de este hidrocarburo. Un hecho que aceleraría el cambio de dirección del flujo comercial internacional hacia Asia, reforzando

do, por tanto, la importancia estratégica de las rutas que conducen el petróleo desde Oriente Medio a los mercados asiáticos. Por lo que se refiere al gas, el desarrollo tecnológico en la extracción de shale gas podría suponer que Estados Unidos remplazara a Rusia como primer productor mundial en 2015, para cinco años después convertirse en un exportador neto. Si además de lo expuesto, consideramos que los recursos de hidrocarburos no convencionales son globalmente abundantes, está claro que su futuro es brillante. En cualquier caso, conviene no olvidar que el negocio del light tight oil y el shale gas, está dando aun sus primeros pasos y que en muchos países todavía existe cierta incertidumbre sobre la extensión y la calidad de la base de recursos. Además, existe inquietud en cuanto al impacto medioambiental de la producción, una cuestión que, de no solucionarse adecuadamente, podría frenar la expansión de la industria. Al respecto, unos marcos regulatorios sólidos y un comportamiento ejemplar de la industria constituyen las únicas bazas para disipar la desconfianza de la opinión pública.

1.5.1.2. ¿Cómo se compaginará la mayor demanda de hidrocarburos en los países emergentes con la mayor sensibilidad medioambiental?

Apelando al desarrollo tecnológico en el campo de la captura y el secuestro del carbono, impulsando un modelo energético de

baja intensidad en carbono (fomentando la producción de energía a partir de las renovables y nuclear) y apostando decididamente por el ahorro y la eficiencia energética. En relación con este último aspecto es importante recordar que la lucha contra las barreras que obstaculizan la inversión en eficiencia presenta hoy en día un enorme potencial de mejora, de modo que podría reportar grandes ganancias en términos de seguridad energética, crecimiento económico y medio ambiente. La consecución de estos beneficios no depende de una nueva e inesperada innovación tecnológica, sino de que se actúe para eliminar los impedimentos que obstaculizan la aplicación de las medidas de eficiencia energética que son económicamente viables. Una acción eficaz en este sentido tendría notables consecuencias medioambientales.

1.5.1.3. ¿Cuál debería ser la estrategia de un país como España, dependiente en más del 80% de las importaciones energéticas?

La prioridad pasa por gestionar la demanda, es decir, por ahorrar energía y ser más eficientes. Se trata de no gastar más de lo estrictamente necesario, de evitar el derroche y de hacer más o lo mismo con menos. Hay que saber compaginar el sentido común que nos hace ser ahorradores con la tecnología que nos permite ser más eficientes. Y por ese orden: primero ahorro y luego eficiencia. Una

vez gestionada la demanda, podemos pasar a ocuparnos de la oferta. Lo más lógico es que cuanto más energía autóctona utilicemos, mejor. Así que convendrá utilizar las renovables a tope de sus posibilidades y no descuidar la exploración de hidrocarburos en nuestro territorio. A nivel político, habría que conferir al tema energético un nivel de prioridad máxima en la acción de gobierno, e integrar la política energética con las políticas económicas, ambientales, de seguridad, de asuntos exteriores y de I+D. Y también convendría dotarse de una hoja de ruta en materia energética. Tanto el anterior gobierno como el actual, se han limitado a intentar cumplir, de mejor o peor grado, los compromisos adquiridos con la Unión Europea en materia del denominado paquete 20-20-20, prescindiendo de la elaboración de una hoja de ruta a más largo plazo. Esta hoja de ruta, que por supuesto debería ser lo suficientemente flexible para poder adaptarse a situaciones imprevistas, resulta imprescindible para cualquier país, no solo porque no puede esperarse nada bueno para quien camina a tientas sin saber adónde va, sino también porque la incertidumbre que genera su ausencia constituye un serio inconveniente para la industria que no puede tomar decisiones sobre inversiones a largo plazo. Que España sea uno de los pocos países del entorno de la OCDE que todavía no ha hecho pública su política energética en el horizonte 2030-2035, debería hacernos reflexionar. Y más en

la actual coyuntura de crisis. Sabemos que los políticos viven bajo la presión de los réditos electorales y de los titulares del día, de modo que difícilmente piensan en proyectos que vayan más allá de un ciclo electoral. Pero la política energética necesita superar esta visión cortoplacista. Y para ello se hace necesario un pacto de estado en energía.

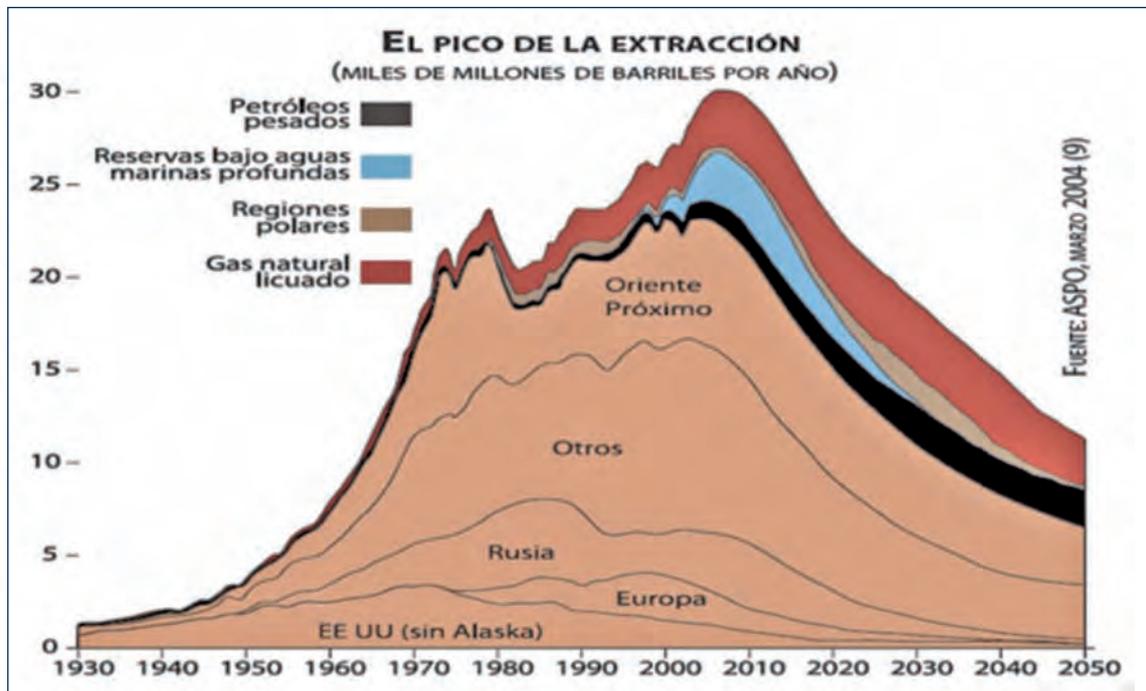
CAPÍTULO II

2. Tendencias sectoriales

2.1. El petróleo enfrentando el peak-oil

Hablar de energía es, inexcusablemente, hablar en primer lugar del petróleo. Deducir las tendencias es hacer investigación prospectiva y, por tanto, incierta y sometida a muchos factores desconocidos. Sin embargo, muchos autores, desde Marion K. Hubbert, que en 1956 predijo que en

Estados Unidos 48 estados continentales alcanzarían su cenit de producción entre 1967 y 1972, hasta la ASPO (Association for the Study of Peak Oil), que dijo que en el año 2010 se llegaría al cenit de la producción mundial, han defendido que se debe estar siempre dispuesto a hacer estimaciones tendenciales en el mundo del petróleo. La expresión gráfica hecha por la ASPO hace 9 años visualiza, en la siguiente representación que trata de la extracción mundial de crudo desde 1930 hasta el horizonte de 2050, el llamado peak-oil y lo sitúa entre 2010 y 2020. La realidad posterior a estas visiones prospectivas ha desautorizado estas amenazas y, al día de hoy, la revolución del gas de esquisto y el intensivo uso

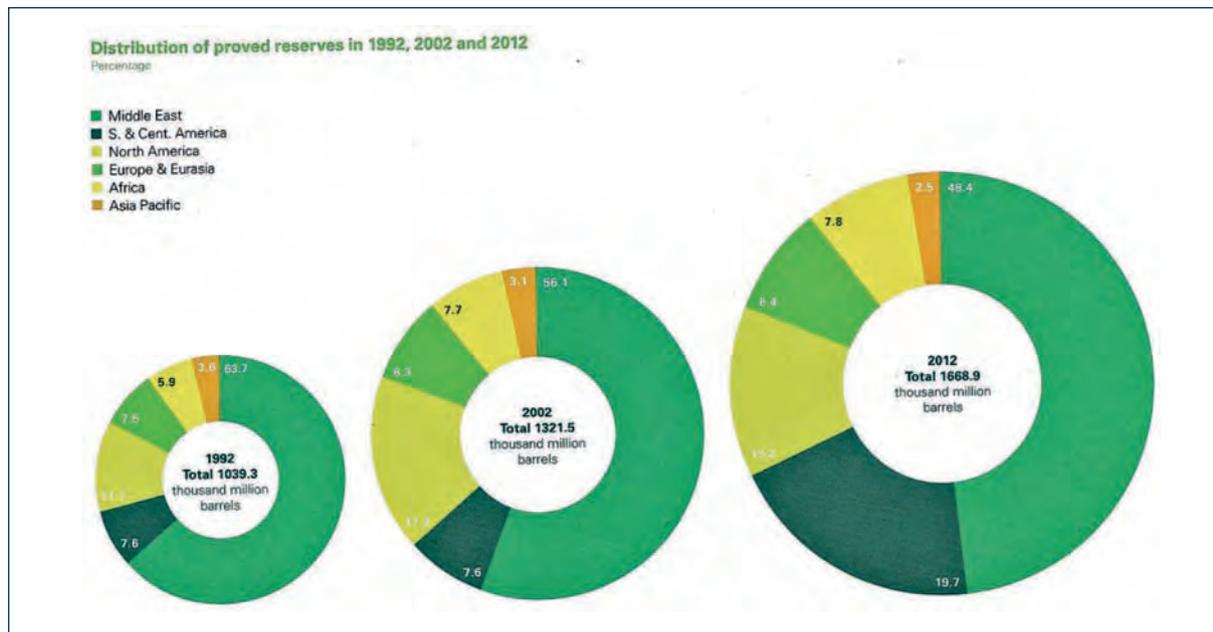


de las renovables, hacen que por 13º año consecutivo el petróleo sigue perdiendo cuota, si bien sigue siendo el combustible principal con un 33,1% del consumo mundial de energía.

Como telón de fondo de una economía mundial más débil, y un crecimiento menor de la demanda de petróleo, los precios mundiales de éste en el pasado año 2012 se mantuvieron fundamentalmente planos: el Brent con plazo de entrega aumentó solo una media de 41 céntimos hasta los 111,67 USD por barril –record máximo en precio nominal, pero el menor cambio absoluto desde 1978–. No obstante, esta aparente estabilidad enmascara los importantes cambios acaecidos en 2012 y hasta la fecha. En apariencia, los

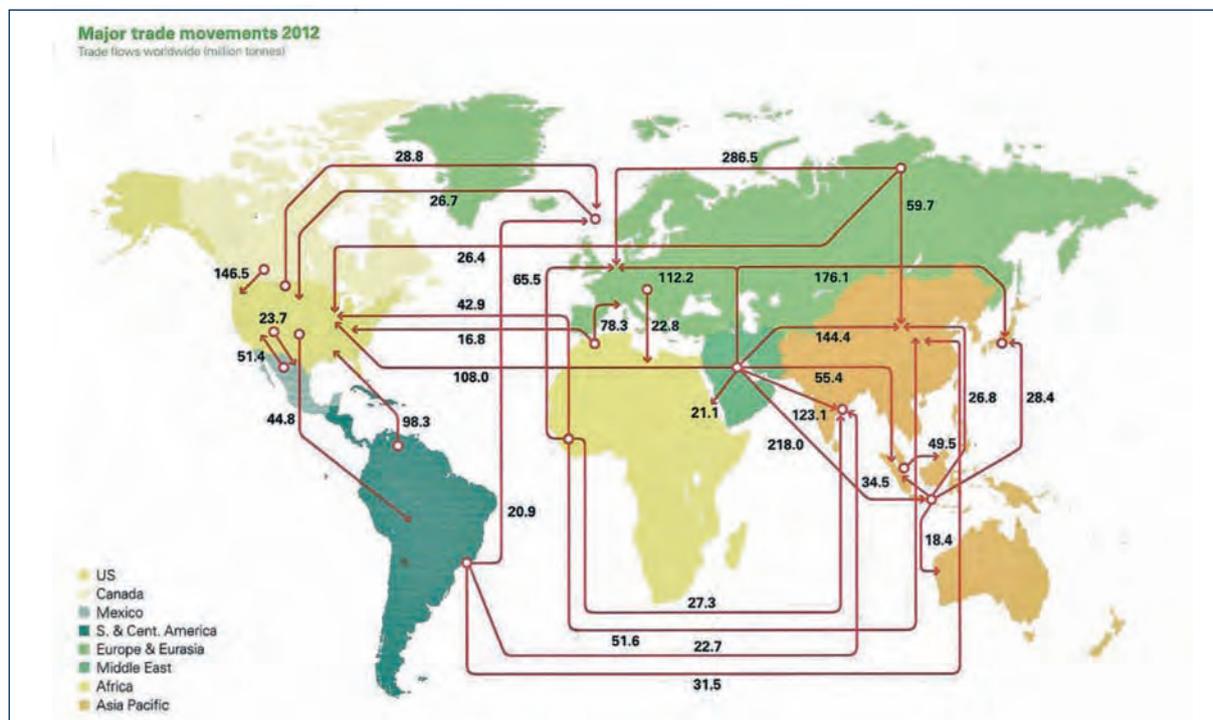
datos del mercado de petróleo de 2012 sugieren una desconexión entre oferta y demanda no reflejada en la estabilidad relativa de los precios.

El consumo mundial de petróleo aumentó por debajo de la media en 890.000 barriles al día. Sin embargo, la producción mundial de petróleo creció el doble de rápido, en 1,9 millones de barriles al día por encima de la media, casi el doble del crecimiento experimentado en 2011. Por segundo año consecutivo, un gran productor de la OPEP experimentó una importante caída de la producción. La producción iraní cayó en 680.000 barriles al día debido a las sanciones internacionales; esto se suma a los cortes de varios de varios países de Oriente Medio y del



norte de África que provocaron pérdidas totales de más de 1 millón de barriles al día otra vez en 2012 –continuando muchas de estas interrupciones en 2013–. Y sin embargo, la producción mundial siguió aumentando con fuerza, representando la OPEP casi tres cuartas partes del crecimiento de la producción mundial. La casi completa recuperación de la producción libia se combinó con grandes aumentos de Arabia Saudí, Irak y Kuwait. La producción fuera de la OPEP también aumentó en 490.000 barriles al día. EE.UU. registró el mayor incremento del mundo en 2012 –y el del año pasado fue también el del mayor aumento de producción de

petróleo en la historia de este país–. No es de sorprender que el petróleo de formaciones compactas continuase siendo el motor del crecimiento del suministro: el año pasado la producción de Dakota del Norte y Texas –los estados con los recursos más productivos de petróleo de formaciones compactas– aumentó casi en 800.000 barriles al día. En lo que va de año, el suministro no ha dejado de acelerarse, con una producción este año en EE.UU. (a fecha de 31 de mayo 2013) que creció en más de 1,3 millones de barriles al día. Por otra parte, los aumentos de Canadá y Rusia no lograron compensar las interrupciones de Sudán, Siria y



Yemen, así como las continuas caídas de regiones maduras como el Mar del Norte.

Con un desajuste tan grande entre producción y crecimiento del consumo en 2012, ¿cómo permanecieron estables los precios del petróleo? La respuesta está en las existencias. A primera vista, el comportamiento de éstas en la OCDE –una norma industrial para valorar los cambios de existencias– no parece ayudar: durante todo el año crecieron básicamente en 70 millones de barriles, no lo bastante para explicar la diferencia entre el crecimiento del suministro y la demanda. Pero si la experiencia de la última década nos revela algo, es que la OCDE ya no es el principal motor de los mercados de petróleo y que las existencias de los mercados emergentes que continuarán expandiéndose para cubrir el creciente consumo, se están convirtiendo en un factor crítico de las balanzas mundiales del petróleo. Y naturalmente, las estimaciones de movimientos de existencias fuera de la OCDE, aunque incompletas, ayudan no obstante a “rellenar las lagunas” de la historia del mercado del petróleo en 2012. Los aumentos estimados de existencias fuera de la OCDE representan casi dos tercios de los cambios mundiales comunicados el último año, ya que productores y consumidores incrementaron voluntariamente las existencias en un ambiente de creciente preocupación por los riesgos del suministro. Por ejemplo, se calcula que los aumentos de las existencias estratégicas chinas –oficialmente un secreto de estado– han superado todo el aumento de las existencias de la OCDE.

OPINIÓN

2.1.1. Antonio Brufau, presidente ejecutivo de REPSOL



Licenciado en Ciencias Económicas. Inició su trayectoria profesional en Arthur Andersen, donde llegó a ser socio director de Auditoría. En 1988 ingresó en “la Caixa” como director general adjunto. Entre 1999 y 2004 ocupó el cargo de director general del Grupo “la Caixa”. Entre 1997 y 2004 fue presidente del Grupo Gas Natural. En la actualidad ocupa, además de la presidencia ejecutiva de Repsol, la vicepresidencia del Grupo Gas Natural Fenosa y la presidencia de la Fundación Repsol. Es patrono de la Fundación CEDE-Confederación Española de Directivos y Ejecutivos.

2.1.1.1. ¿Cuál es el futuro del petróleo en un mundo cada vez más respetuoso con el medio ambiente?

El cambio climático causado por las emisiones de Gases de Efecto Invernadero asociadas, en una importante proporción, al uso de combustibles fósiles, es una realidad que nos obliga a tender hacia un sistema energético más

sostenible. Eso significa apostar por el ahorro y la eficiencia energética, y por fuentes de energía con menor intensidad en carbono. Sin embargo, esta transición tardará décadas en producirse. Según los estudios más fidedignos, como los de la Agencia Internacional de la Energía o el Consejo Mundial de la Energía, incluso en el escenario más favorable a las energías renovables, los combustibles fósiles seguirán siendo dominantes en la dieta energética hasta, al menos, la mitad del presente siglo. La causa principal es el transporte: cada año siguen saliendo a las calles 50 millones de nuevos vehículos que consumen productos petrolíferos.

Por tanto, tenemos que cubrir dos objetivos al mismo tiempo: promover nuevas energías más compatibles con la lucha contra el cambio climático, y producir los productos petrolíferos que la sociedad global va a seguir demandando con un perfil de sostenibilidad cada vez más exigente. En Repsol estamos plenamente comprometidos con este doble objetivo.

2.1.1.2. ¿Cómo evolucionarán los combustibles sintéticos y los biocombustibles?

Es importante ser capaces de imaginar cuáles van a ser los saltos cualitativos que van a permitir en los próximos años modificar en profundidad la forma de proporcionar energía al transporte dado que, como he dicho ante-

riormente, hoy por hoy sigue siendo una actividad que consume masivamente productos petrolíferos. Así como la generación de energía eléctrica ha incorporado con gran éxito diversas tecnologías bajas en carbono en las últimas décadas, debemos encontrar la forma de lograr algo similar en el terreno de la movilidad.

Es sabido que el uso a gran escala de biocombustibles con las tecnologías actuales puede tener contraindicaciones en términos de sostenibilidad (deforestación, competencia con cultivos alimentarios etc.). Por ello, dichos saltos cualitativos deberán aprovechar otros enfoques. En mi opinión, algunas de las opciones más prometedoras pueden tener lugar en dos ámbitos: la electrificación del transporte, permitiendo expandir las redes inteligentes y usar los vehículos como elementos tanto de consumo como de almacenamiento de energía, y el desarrollo de la biología sintética, superando las limitaciones mencionadas de los biocombustibles tradicionales.

En ambos campos Repsol está haciendo un gran esfuerzo: hemos lanzado con el Ente Vasco de la Energía la sociedad IBIL, que desarrolla y promueve sistemas de recarga de vehículos eléctricos, y estamos desarrollando con la Universidad de Harvard una alianza estratégica para trabajar juntos en el campo de la biología sintética.

2.1.1.3. ¿Cómo se presentan las nuevas áreas de prospección de hidrocarburos en la España peninsular y en la extra-peninsular?

A este respecto, hay dos campos principales de interés en nuestro país: la exploración offshore de petróleo y gas, y el estudio de los recursos no convencionales disponibles susceptibles de ser explotados mediante nuevas tecnologías como la fractura hidráulica o fracking. Como es conocido, Repsol está especialmente activo en el primero de esos rubros, en especial en la costa mediterránea, tanto en las costas de Tarragona como las de Málaga, y en aguas próximas a Canarias. En este último caso, los recursos pueden ser particularmente importantes: del inventario de posibles trampas geológicas interpretadas en la sísmica 3D se ha evaluado en principio el potencial de siete de ellas, que suman un recurso (“máximo razonable”), superior a los 2.200 millones de barriles recuperables.

Sin embargo, todos estos posibles proyectos están siendo objeto de una controversia pública en la que no se tiene en cuenta suficientemente la información técnica. En Repsol apostamos por favorecer debates públicos sobre el impacto potencial de los proyectos energéticos, basados en la transparencia y el rigor. Y, al mismo tiempo, defendemos el derecho de cualquier país a conocer los posibles recursos que alberga su territorio. Especial-

mente cuando ese país, como es el caso de España, tiene un elevadísimo porcentaje de dependencia energética del exterior.

2.2. El gas natural licuado, en un mercado casi global

La gasificación de España comienza antes de finalizar el siglo XIX con el llamado gas ciudad, que abastece poblaciones importantes como Madrid y Barcelona con actividad industrial. Los gasómetros eran la visualización de cómo se fabricaba este gas a partir de carbón de coque. Hay que llegar a los años 70 para empezar a formar parte de la tendencia mundial de pasarse al gas natural y Cataluña, desde el puerto de Barcelona, es un primer punto de descarga de buques metaneros procedentes de Argelia. En los años 80 entra en funcionamiento el gasoducto del Magreb, obsesión del visionario ingeniero catalán Pere Duran i Farell, que hará posible que España y Portugal se pongan de acuerdo para compartir las importaciones del gas argelino.

Durante casi veinte años, en Europa no se permite que el gas pueda tener otras aplicaciones que las térmicas domésticas e industriales, y debemos llegar a la mitad de los 90 para encontrarnos con un panorama bien distinto, consecuencia de la autorización del uso del gas natural para producir electricidad, coincidiendo con los prolegómenos de la liberalización de los

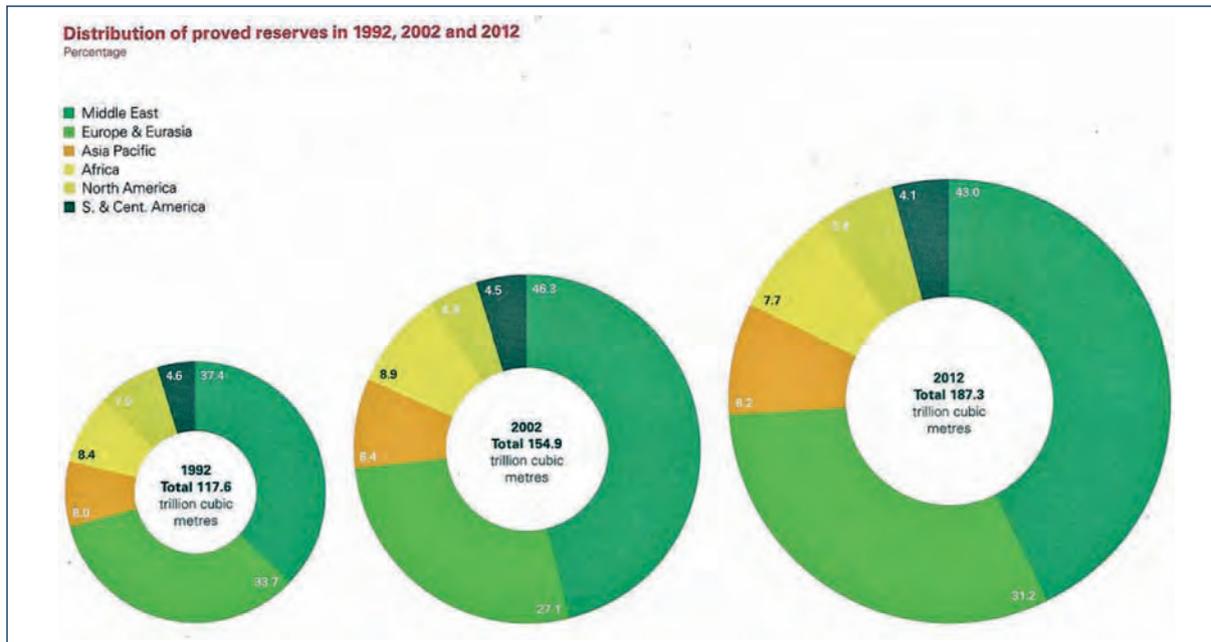
sectores eléctrico y del gas natural. A partir de esta apertura, se multiplican las iniciativas de llevar gas de todo el mundo, no sólo a través de los gasoductos sino con barcos y su logística asociada, es decir trenes de licuefacción en origen y plantas de regasificación en el destino, manteniendo en los buques metaneros la cadena del frío. En el día de hoy, la mitad del consumo de gas natural en España llega licuado y el resto viene a través del gasoducto del Magreb. Este hecho ha permitido que, durante mucho tiempo, el gas vendido en el mercado libre proviniese de GNL y que el consumo que permanece en el mercado regulado bajo tarifa fijada por el Gobierno fuese en un alto porcentaje de GN por gasoducto. La regulación española establece, por razones de seguridad de abastecimiento, la limitación de un máximo del 60% procedente de un mismo país proveedor. Este porcentaje ha ido mejorando en los últimos años a pesar de que no hace tantos que la dependencia del gas de Argelia era casi total. Hoy en día, el gas procedente de este país alcanza un valor cercano al 43%, la segunda zona del mundo que nos suministra gas es la de los países del golfo con valor superior al 16%, el tercer país es Nigeria con un 15% y el cuarto por primera vez es Egipto que alcanza los dos dígitos con un 10%.

Con respecto a la seguridad de suministro, la situación actual del modelo español es relativamente favorable: existe un exceso de capacidad, tanto en generación eléctrica, con un margen de cobertura previsto superior al 30%, al menos

hasta 2016, como en infraestructuras de importación de gas, con unos ratios de utilización de las mismas del 40-60% hasta 2014, y una amplia diversificación de aprovisionamientos de gas natural y de puntos de entrada al sistema.

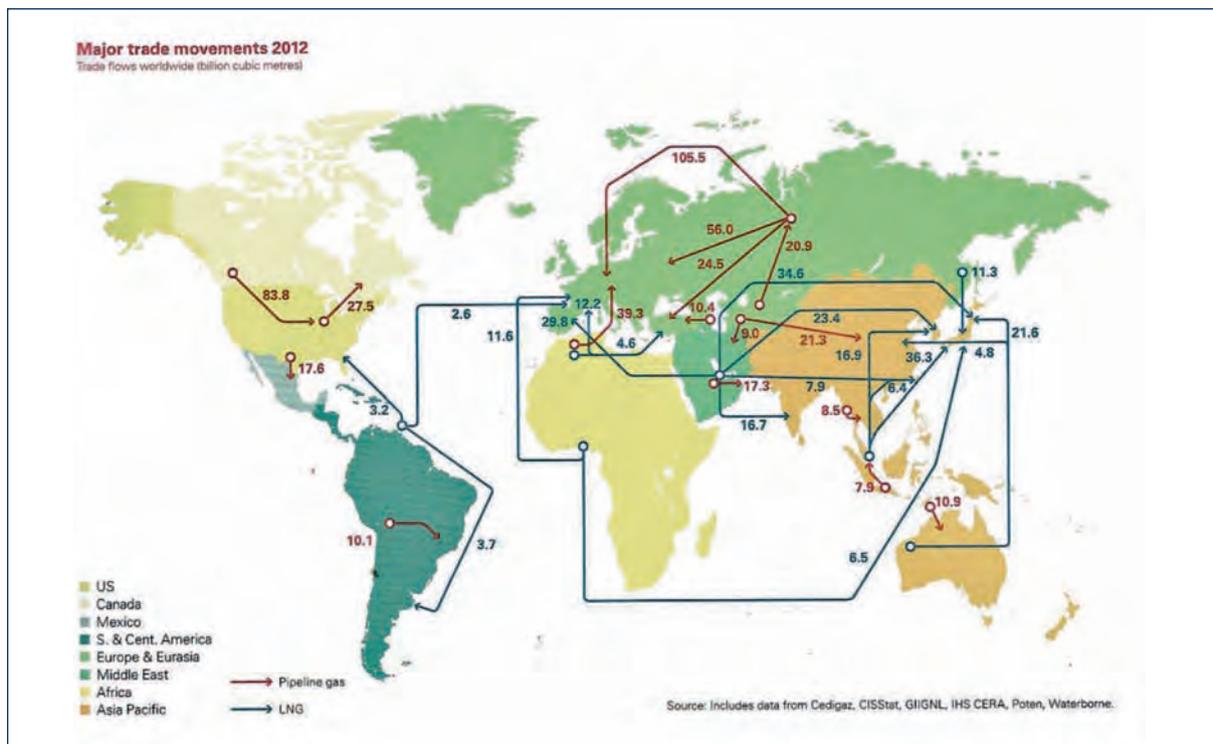
En suma, todo lo anterior indica que no existe un problema de suministro en el medio plazo, a diferencia de la situación de insuficiente capacidad de generación que se ha detectado en algunos países europeos, entre los cuales cabe señalar Francia y Reino Unido, o de dependencia elevada del gas ruso, como, por ejemplo, en Alemania e Italia. Asimismo, España ostenta una de las tasas más altas de incorporación de capacidad de generación eléctrica de origen renovable en Europa, lo que ha contribuido a una reducción significativa, del 44%, de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico entre 2005 y 2011. No obstante, los principales aspectos del debate europeos son también relevantes para España, en particular en lo que afecta al desarrollo de las interconexiones eléctricas y la gestión de congestiones en las mismas, como elemento para favorecer la integración de las energías renovables y la exportación de la energía excedentaria a otros países, y al establecimiento de mecanismos de mercado capaces de aportar una señal de precio estable y eficiente a las nuevas inversiones de generación.

En el ámbito europeo, España es un caso aislado porque mientras el resto de países pueden ser suministrados por gasoducto, desde Rusia o desde el mar del Norte, la península Ibérica



permanece una isla energética. Italia y Francia empiezan a desarrollar planes para incluir el GNL en su mix energético. El gas natural ha tenido un gran crecimiento mundial y ha multiplicado casi por cuatro la demanda de hace veinte años. Este hecho ha provocado una cada vez más alta volatilidad de precios, y el hecho de que el GNL sea transportado en barcos ha permitido, como lo ha sido en el sector del petróleo, que los precios formados en una región del mundo se enviaran muy rápidamente al resto. Este ha sido el caso de los últimos inviernos, debido a la alta demanda y consecuente elevación de precios, en la costa Este de EEUU.

La menor extracción de gas procedente del Mar del Norte en Europa hace que los únicos posibles suministradores por gasoducto sean Rusia y Argelia, por lo que el GNL se generalizará en países que hasta ahora confiaban totalmente en el gas por tubo. El precio (en dólares EE.UU./millón de BTU) del GNL está fuertemente vinculado a la distancia de transporte, y hay estudios que demuestran que en las grandes distancias hay convergencia de precios. El shale gas o gas de pizarra o esquisto, abundante en los EE.UU. está provocando un importante diferencial de precios, desde los 2-4 US\$/MBTU a los 9-12 del NBP (GB) en Europa o los 15-20 del lejano Oriente (Japón, Corea, India). El arbitraje



entre estas tres áreas de precios del GNL del mundo hará converger los valores, pero el ritmo dependerá del ritmo de la demanda de los nuevos grandes consumidores asiáticos.

2.3. La electricidad sigue siendo generada localmente

Si hasta aquí hemos tratado de presentar las tendencias en los sectores del petróleo y del gas natural y hemos constatado que ambos tie-

nen en común el hecho de ser cada vez más globales, al iniciar el análisis del sector eléctrico podemos empezar diciendo que aún en el día de hoy este sector es muy “doméstico” y que la oferta se produce a nivel de cada estado miembro de la UE, y que a pesar de las grandes declaraciones de mercado único, la electricidad todavía permanece generada localmente.

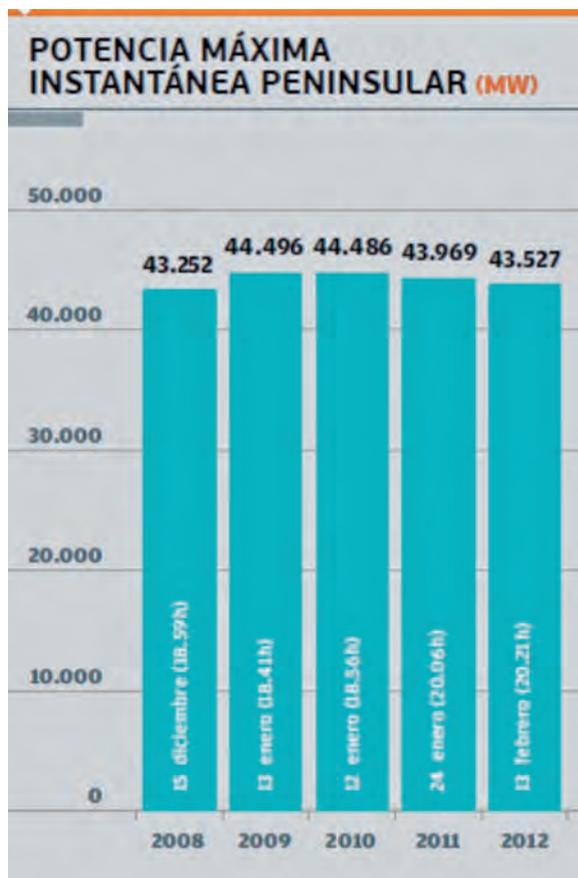
España y Portugal son una isla energética. El intercambio de electricidad con el resto de Europa no llega al 5% del consumo interno. Este

hecho no se produce por casualidad. Hay razones que explican el porqué de esta situación. En primer lugar, el aislamiento internacional de España en los años de la dictadura no permitió que, como ocurrió en el resto de Europa, se construyeran redes de gran capacidad, y si bien estas interconexiones no fueron inexistentes, no lo fueron como en otras fronteras centroeuropeas que junto con el resto de infraestructuras fueron las precursoras de los ejes del actual mercado único. Otra explicación, sin duda, han sido las empresas eléctricas españolas que siempre han mirado con recelo al otro lado de la frontera donde una empresa pública, EDF, ha dispuesto de una energía eléctrica más competitiva que la generada en España, como consecuencia de la política energética del vecino del Norte que ha optado por la energía nuclear, bien aceptada por la opinión pública. Una tercera razón puede radicar actualmente en la propia EDF que no encuentra, en una mayor interconexión, ningún aliciente en su desarrollo internacional y más bien cree que con la liberalización su papel hegemónico puede ir atrás y, por tanto, lo más fácil es dejar que los movimientos de los “anti-líneas” de alta tensión trabajen para ellos.

En el mercado eléctrico de generación español encontramos básicamente cuatro energías primarias: el carbón tanto de origen nacional como el de importación, la nuclear, el gas natural aplicado a las centrales del tipo ciclo combinado (CCGT) y las plantas de cogeneración, y las energías renovables incluyendo la hidráulica, la eólica la fotovoltaica y la termosolar.



La estructura del mix es bastante equilibrada pero en una constante modificación hacia una polarización en, principalmente, dos energías primarias, las renovables y los ciclos combinados a gas natural. La moratoria nuclear establecida en marzo de 1984 limitó el número de unidades nucleares y su producción hoy en día es de solo el 7,7% de la potencia instalada. El carbón representa hoy en día un menor porcentaje de la potencia instalada que en el pasado, con solo un 11,0%. Por todo ello, si bien el papel del carbón y de la energía nuclear en el corto plazo se estabilizará, sus porcentajes a más largo plazo irán en retroceso junto con los productos petrolíferos en menor grado, y el gas natu-



ral y las energías renovables presentarán un incremento sobre todo, en este último caso, por el fuerte incremento de la aportación eólica. En los últimos cinco años, la potencia máxima demandada se ha visto reducida, desde los 44,5 GW del año 2009 hasta los 43,5 del pasado año 2012, significando una reducción del 2,24%, debido a la profunda crisis que estamos viviendo.

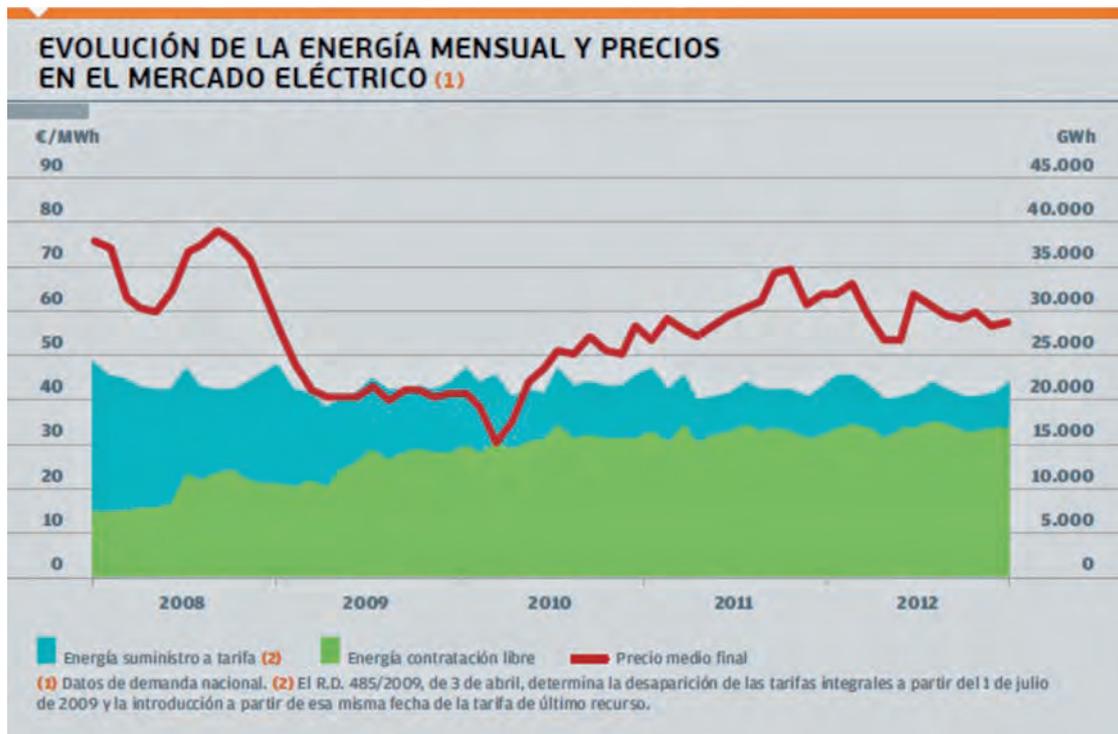
BALANCE DE POTENCIA A 31.12.2012. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	%12/11	MW	%12/11	MW	%12/11
Hidráulica	17.761	1,1	1	0,0	17.762	1,1
Nuclear	7.853	0,0	-	-	7.853	0,0
Carbón (1)	11.248	-3,2	510	0,0	11.758	-3,1
Fuel/gas	520	-37,6	2.909	0,9	3.429	-7,8
Ciclo combinado	25.340	0,1	1.854	0,0	27.194	0,1
Total régimen ordinario	62.722	-0,7	5.274	0,5	67.996	-0,7
Hidráulica	2.042	-0,1	0,5	0,0	2.042	-0,1
Eólica	22.573	7,4	149	0,0	22.722	7,4
Solar fotovoltaica	4.298	5,8	240	18,1	4.538	6,4
Solar termoeléctrica	2.000	100,3	-	-	2.000	100,3
Térmica renovable	953	9,9	3	167,5	957	10,2
Térmica no renovable	7.240	-0,4	121	2,9	7.361	-0,3
Total régimen especial	39.106	7,9	514	9,0	39.620	7,9
Total	101.828	2,4	5.787	1,2	107.615	2,3

(1) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

En lo referente a los precios formados en el mercado mayorista, el MIBEL está muy estabilizado en los 58 €/MWh, valor muy en línea con los que podemos encontrar en equivalentes mercados de nuestros vecinos europeos, lo cual corrobora que nuestra industria productora es tan competitiva como puede serlo la de otros estados miembros de la UE. La razón de ser una de las energías eléctricas más caras de Europa hay que buscarla en el factor del componente administrativo denominado tarifa de acceso al que, como ya se ha mencionado en puntos ante-

riores es discrecional y se utiliza para incluir coste de la política energética como las primas al régimen especial.



EVOLUCIÓN ANUAL DEL PIB Y DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR (%)

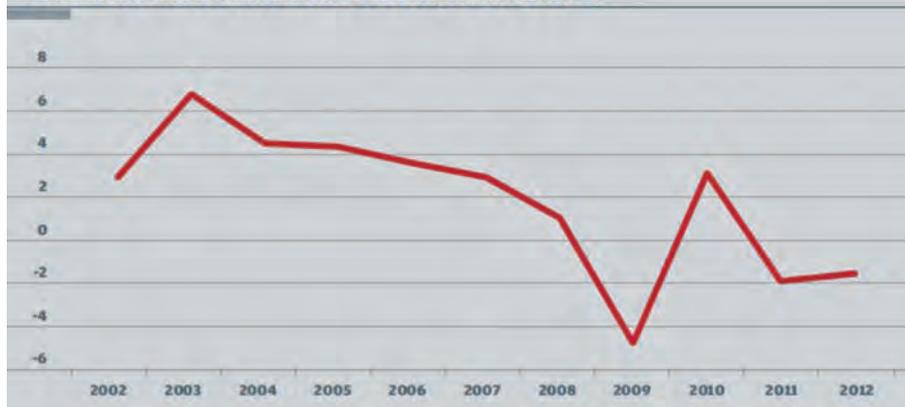
	PIB	Δ Demanda	
		por actividad económica	Δ Demanda
2008	0,9	0,7	1,1
2009	-3,7	-4,7	-4,7
2010	-0,3	2,7	3,1
2011	0,4	-1,0	-1,9
2012	-1,4	-2,0	-1,5

EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PENINSULARES



El sector energético está muy regulado, como ya ha sido comentado precedentemente, y en particular el eléctrico, que lo está en un grado superlativo. Desde cómo se obtienen los ingresos vía los distribuidores a cómo se reparten esos ingresos entre las diferentes actividades de la cadena de valor, generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores, operadores del sistema y del mercado –es decir REE y OMEL–, subsidios diversos como las ayudas a las energías renovables, el carbón nacional, en las redes extra peninsulares, a la garantía de potencia, el déficit tarifario y a las instituciones como la CNMC, hay un largo camino, lleno de procedimientos, de barreras de todo tipo para todo nuevo jugador en este mercado y, en definitiva, de elementos discrecionales para el verdadero regulador sectorial que es el Ministerio de Industria, que siempre ha querido tener controlada la renta sectorial.

EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN B.C. (%)



Previsiblemente, habrá importantes cambios regulatorios a corto plazo, todos en la línea de tratar de dar un impulso a la eficiencia del mercado eléctrico. En el marco regulatorio eléctrico hay que ver si se mantiene el principio de retribución marginalista o se pasa a un sistema que diferencie por tecnologías, despreciando las leyes de los mercados. La constitución de la tarifa, dada su repercusión macroeconómica, ha sido siempre motivo de polémica y hace falta una metodología que le dé transparencia. Muchas cosas para un período convulso como el que parece dibujar el panorama internacional. Cuando se tratan las tendencias en el ámbito de la electricidad, hay voces que anotan la necesidad de avanzar hacia una generación distribuida como alternativa a la más generalizada de las grandes instalaciones de generación. A estas alturas de la tecnología, no parece que la generación distribuida plantee una verdadera competencia en la generación convencional, sobre todo por razones de tipo técnico como el del balance energético global. Será la economía y su vertiente más técnica como la del rendimiento o la eficiencia de los procesos los que establecerán qué opción será la ganadora, pero por ahora no parece que haya ninguna necesidad de hacer prevalecer esta alternativa.

OPINIÓN

2.3.1. **Eduardo Montes,** presidente de UNESA



Ingeniero Industrial. Entre 1988 y 1993 fue director general de Alcatel y entre 1993 y 1995 fue presidente y consejero delegado de GEC Alsthom Transporte. En 1995 fue nombrado vicepresidente y consejero delegado de Siemens, S.A.,

y en 2000 se hizo cargo de la presidencia de la Región Suroeste de Siemens en Europa y del Grupo Siemens en España. En 2006 se incorporó al Managing Board de Siemens AG con el cargo de vicepresidente senior y es nombrado CEO de la División de Comunicaciones. Entre junio de 2008 y 2010 fue presidente ejecutivo del Grupo Ferro-Atlántica.

2.3.1.1. ¿Cómo queda el sector eléctrico español después de los cambios regulatorios?

La reforma eléctrica anunciada por el Gobierno es una oportunidad perdida de resolver los problemas del sector. Dicha reforma ni tan siquiera consigue el objetivo fundamental hacia el que se encaminaron todas las normas y medidas que la componen: la resolución del

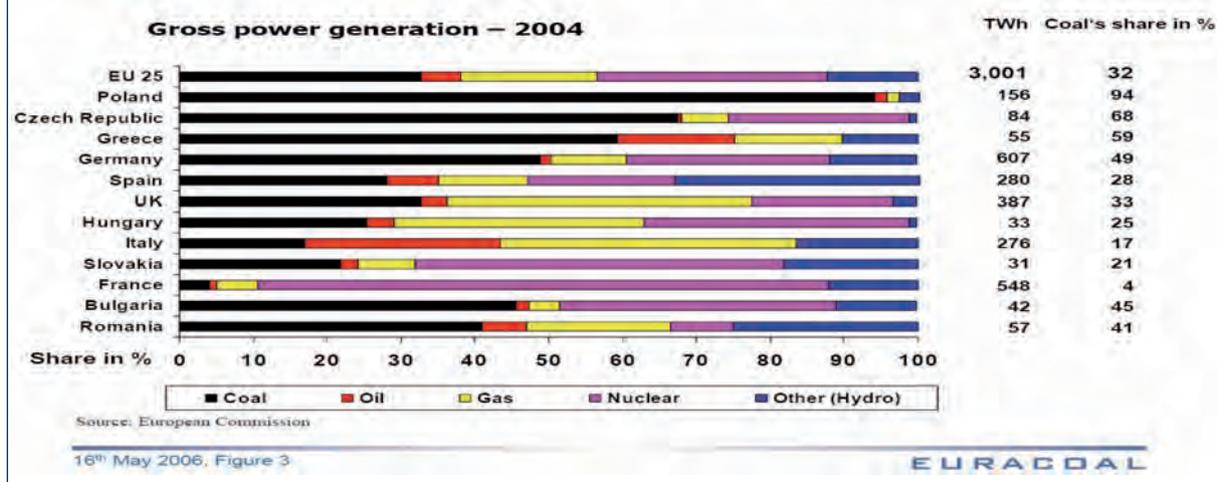
déficit de tarifa. Así, y tal y como ha reconocido el Ejecutivo, en 2013 el déficit no será finalmente cero, sino que ascenderá a casi 3.000 millones de euros. Y ello a pesar de los duros recortes que incluye la nueva regulación que, añadidos a los aprobados en 2012, suman más de 4.500 millones de euros para las empresas de UNESA. Las nuevas medidas no actúan sobre el principal problema del sector: el hecho de que la tarifa incluya partidas ajenas al suministro de energía eléctrica. Se trata de costes que se corresponden con decisiones de política energética y social, tales como el bono social. Asimismo, se penaliza nuevamente a la actividad que garantiza la seguridad del suministro: la distribución, a la que se retribuye con una tasa de rentabilidad insuficiente para cubrir los costes de capital invertido. De hecho, esta reforma introduce un concepto, el de “rentabilidad razonable”, que destruye valor para la actividad eléctrica y conduce al sector hacia una difícil situación. La viabilidad y rentabilidad de los ciclos combinados también pende de un hilo tras estas nuevas medidas, que reducen radicalmente la retribución que recibe esta tecnología para dar cobertura de respaldo al sistema. Entre otros muchos aspectos, ha de recordarse, además, la precipitación con que se ha llevado a cabo esta reforma y lo desequilibrado de las decisiones que se han tomado a través de la misma. Así, de las tres “patas” entre las que iba a repartirse el peso de la reforma (Administración, consumidores y empresas), son las compañías del sec-

tor eléctrico las que van a tener que asumir cerca del 65% del esfuerzo vinculado a estos cambios normativos.

2.3.1.2. ¿Cómo se valora de necesario un nuevo ciclo inversor en un futuro indeterminado?

La inversión es siempre imprescindible en un sector que ha de prestar un servicio básico, como es la electricidad, con una calidad del suministro del 99,999%. Las redes de distribución y las instalaciones de generación requieren de fuertes y constantes inversiones para su desarrollo y mantenimiento, incluso en un momento de crisis. Así, en 2012 la inversión en activos materiales de la actividad eléctrica nacional de las compañías de UNESA se situó en más de 3.200 millones de euros; una cantidad inferior a la de ejercicios previos a la crisis pero, aun así, de una gran cuantía. Si en el actual escenario el sector eléctrico precisa de este volumen de inversión, en un contexto post-crisis, con una demanda creciente, cabe pensar que estas inversiones aumentarían de forma considerable. Es decir, en una situación en la que la economía volviera a crecer, las empresas del sector tendrían que hacer importantes inversiones, acordes a ese nuevo ciclo expansivo, dando así respuesta a las necesidades eléctricas de la sociedad.

Different power generation composition



El mapa de generación en Europa es un arco iris con países como Polonia con un 95% de generación eléctrica basada en carbón, Francia con un 80% de nuclear o el Reino Unido con un 45% basado en el gas natural. Estas grandes diferencias, junto con las débiles interconexiones entre la mayoría de países, hacen que el mercado sea muy imperfecto.

Esta realidad estructural y económica, junto con la débil unión entre los sistemas eléctricos, hace que el mercado único de la energía en Europa sea una utopía a corto plazo. Tal vez, a más largo plazo, estas limitaciones y barreras desaparecerán y las posiciones de dominio de cada campeón nacional en su país irán desapareciendo, pero hasta que eso llegue puede pasar mucho tiempo y mientras tanto las fusiones intraeuropeas

podrán producir campeones europeos, que además de tener un control sobre su país de origen lo tendrán sobre otros. Esto puede ser el caso de EdF, E.ON y VATTENFAAL y de algún otro grupo. Hay quien vislumbra una Europa, de aquí algunos años, con sólo tres o cuatro grandes operadores energéticos que competirán entre ellos y sobre todo que lucharán en el escenario internacional global de la energía, como parece que caminamos aceleradamente.

Y entretanto, ¿qué hay de los tratados, las cumbres, las directivas, los reglamentos, las decisiones, y los libros verdes y blancos, que con una perseverancia sin desánimos, la CE produciendo y la maquinaria europea poniendo en funcionamiento? ¡Pues aunque parezca contradictorio: muy bien, gracias! Las razones de esta aparente

contradicción hay que encontrarlas en parte en las instituciones europeas, que son la causa y el efecto: Parlamento, Comisión Europea, Consejo de Europa, Tribunal de Luxemburgo, BEI, y un largo etcétera de instituciones hacen que la maquinaria administrativa europea sea coherente con el llamado “Acquis Communautaire”, es decir, con el conjunto de normas que los estados miembros se han ido dando y que estas instituciones, con la Comisión Europea a la cabeza, sean los guardianes. Un ejemplo: en ningún tratado establece ninguna limitación a la propiedad pública o privada de las empresas energéticas. Esto le ha permitido a EDF gestionar las redes de distribución eléctrica de la LONDON ELECTRICITY en Reino Unido o a ENEL controlar una opa a Endesa. Tratar de oponerse a estos movimientos en contra de la libre circulación de los capitales es motivo de denuncia al Tribunal de Luxemburgo por parte de la CE que, como se ha dicho, es el guardián de los tratados de la UE.

Hay unos cuantos principios que son fundamentales para entender las razones últimas que hay en toda actuación comunitaria de control del mercado. Entre otros está el de subsidiariedad, progresividad, reciprocidad y regionalización. Por el principio de subsidiariedad cada estado miembro, EM, podrá desarrollar las leyes y regulaciones que quiera si no hay otros de nivel comunitario que se opongan. Este principio es de los más importantes, ya que llegar a establecer una norma comunitaria requiere previamente que una cumbre lo acuerde y lo sugiera en la CE, que ésta lo proponga al Parlamento y al Conse-

jo, que un tratado lo establezca, que las directivas lo desarrollen y que todos los EM las apliquen a sus leyes nacionales. Un largo camino, difícil de recorrer. Con el principio de subsidiariedad, cada EM hace un poco lo que quiere y aparentemente no hay marcha atrás en la evolución hacia el mercado único. Los principios de progresividad y de regionalización son de efecto similar en el mercado único de la energía. Como la progresividad establece calendarios de implantación de normas comunitarias, la regionalización concreta estos calendarios en el territorio dándoles una solución espacial. Un ejemplo son los mercados eléctricos regionales como el NORDPOOL, o el MIBEL, que en una región concreta los países que lo acuerden permitan trabajar a los agentes de esa región como si fueran agentes locales. En estos casos las dificultades aparecen por las asimetrías regulatorias y por la reticencia a hacer cesiones de soberanía. Un buen ejemplo es el MIBEL. Acordado en cumbres bilaterales entre Portugal y España, hace años, ambos gobiernos tardaron mucho en ponerlo efectivamente en marcha porque esto significó perder el control de los mercados y sectores y ceder el poder de decisión a entes supraestatales como los reguladores, los operadores de sistemas o los operadores de mercado, regionales. Además, España pertenece a la OCDE y como miembro debe respetar las políticas que en materia de energía establece la Agencia Internacional de la Energía (AIE), ente en el que la OCDE delega los temas de política energética. La expresión más sintética de las políticas que salen de la AIE es el respeto a las 3E, en inglés Efficiency, Environment y

Energy Security. Europa casi coincide en los temas relacionados con la eficiencia, porque en definitiva son todos aspectos relacionados con el buen funcionamiento de los mercados. Sin embargo, del tema medioambiental Europa también es una defensora y ha desarrollado todas las directivas necesarias para llevar a cabo las políticas de reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) y de otras como las de promoción de las energías renovables o sobre el uso eficiente de la energía.

El tema que la UE no ha sabido afrontar adecuadamente ha sido el de la seguridad de abastecimiento, y el principal obstáculo es el hecho de que este tema no se ha incluido nunca en los tratados de la UE, y si bien existen iniciativas como el paquete verde sobre una estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura, no se trata de una verdadera política energética europea.

2.5. La investigación, el desarrollo y la innovación

2.5.1. Éxito de las renovables: eólica, fotovoltaica, termo-solar, bio-combustibles

Energías renovables son todas aquellas que tienen la posibilidad de ser recurrentes en su utilización, contrapuestas a las no renovables, como los combustibles, que no lo son al menos en los plazos en los que serían utilizables para la huma-

nidad, pero sí lo son desde un punto de vista geológico de unos cuantos millones de años.

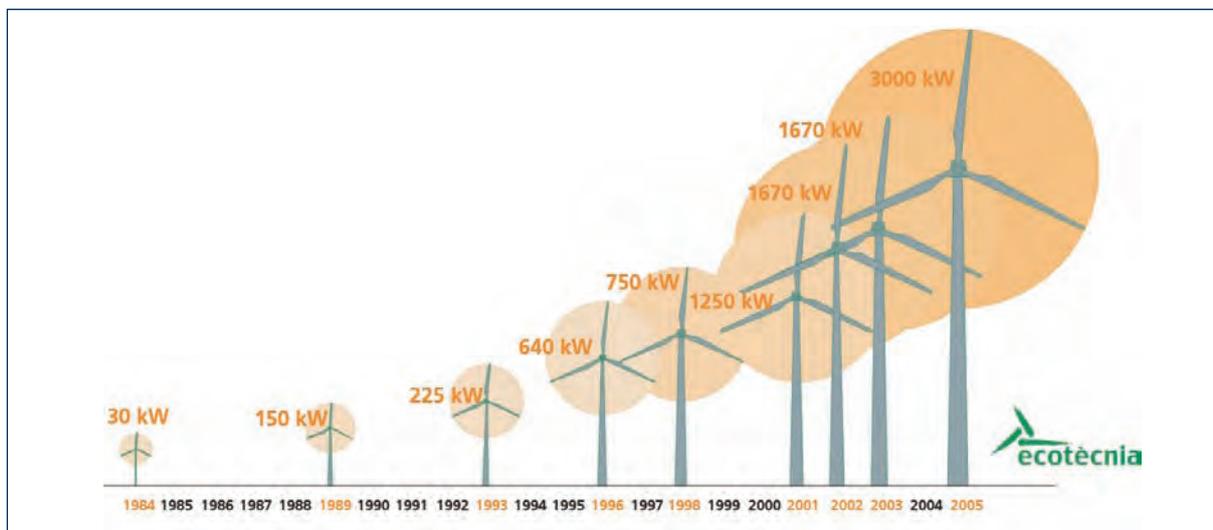
Desde hace muchos años se ha explotado la energía hidráulica, pero desgraciadamente su crecimiento parece actualmente limitado por la presión ambiental hacia toda nueva construcción de grandes embalses e incluso de pequeñas centrales hidráulicas, como las construidas en nuestros Pirineos durante el siglo pasado.

Las “nuevas” energías renovables comenzaron a introducirse en el mercado a principios de los años 80, como consecuencia de la decisión de algunos gobiernos y de la Unión Europea de apoyar su implantación para reaccionar a la crisis del petróleo de finales del 70. La energía eólica ha sido la que más rápidamente ha alcanzado la capacidad de competir económicamente con el resto de fuentes energéticas. A principios de los 80 los gobiernos de Dinamarca y California decidieron impulsar la implantación de la energía eólica mediante primas a la electricidad producida y ayudas fiscales que hicieron viables las instalaciones. Este hecho provocó la creación de un mercado de aerogeneradores que rápidamente fue cubierto por empresas danesas y estadounidenses que se constituyeron específicamente con este objetivo. La existencia de un mercado es el elemento más importante a la hora de provocar el despliegue de una determinada tecnología. Esto, ligado a la existencia de unos programas de investigación y desarrollo tecnológico iniciados desde Dinamarca, los Estados Unidos y la Unión Europea, y posteriormente ampliados a

otros países como España, fue consolidando esta industria y ha permitido la reducción de costes que ha alcanzado la energía eólica en los últimos 25 años.

Otras energías renovables están en un estadio de competitividad económica diferente y a pesar de los programas de ayuda no han alcanzado todavía la implantación en el mercado de una manera tan rápida y eficiente. En cualquier caso, durante todos estos años la Unión Europea ha ido impulsando la utilización de las energías renovables como parte de su política de diversificación de fuentes de energía y preservación del medio ambiente, promoviendo la investigación y el desarrollo tecnológico para conseguir su competitividad. Por un lado, la publicación de los libros verdes, directivas, documentos de estrategia sectorial y declaracio-

nes en las cumbres mundiales y, por la otra, la defensa que la UE ha hecho del Protocolo de Kyoto y de la implantación de sus mecanismos dejan clara la voluntad de continuar con esta política. De hecho, un éxito destacable de esta política, compartido con algunos de los estados miembros, es que el 90 % de la industria eólica es europea. España dispone de una potencia instalada en energía eólica que supera los 20 mil MW, el 7% del total mundial de la potencia eólica instalada. La evolución tecnológica de la energía eólica ha llevado a un incremento de tamaño de los aerogeneradores que los hace más eficientes desde el punto de vista energético, económico y ambiental. En la siguiente representación gráfica se puede apreciar la evolución de medida de cada modelo desarrollado a lo largo de los años por un fabricante catalán de aerogeneradores.



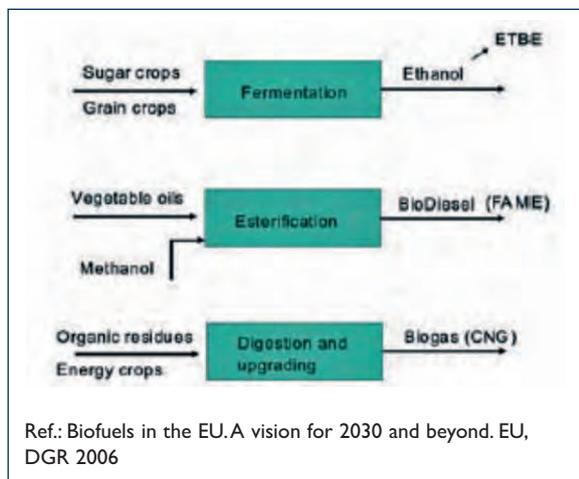
Si bien hasta ahora el tamaño y la reducción de costes han sido los elementos clave a la I+D en eólica, a partir de ahora el sector se está centrande en lograr una implantación masiva de aerogeneradores off-shore, porque desde el punto de vista económico y ambiental es una tecnología excelente que ya ha demostrado su viabilidad.

Otra línea de investigación que ayudará a mejorar la gestión de estas instalaciones es la predicción de la energía que un parque eólico entregará a la red; se están desarrollando herramientas que ligan la meteorología con la gestión de la energía del parque eólico, lo que permitirá informar a la red de la energía que el parque eólico entregará en las próximas horas, de modo que los operadores de la red y del sistema tendrán más capacidad de gestionar todo el sistema eléctrico con más eficiencia. El problema de la falta de garantía de disponibilidad de la potencia eólica nos lleva a la necesidad de disponer de inversiones en otras centrales, el funcionamiento de las cuales queda limitado a la cobertura de los déficits de potencia del parque eólico. Esto supone un coste para el sistema que conceptualmente habría que añadir a la prima asignada a la generación eólica. Un incremento de la capacidad de interconexión transfronteriza nos permitiría poder aumentar la potencia del parque eólico y al mismo tiempo se reducirían las inversiones y el coste de la operación del parque de generación adicional necesario para cubrir adecuadamente la curva de la demanda.

Ante la implantación masiva de aerogeneradores en un territorio, llega un momento en que el efecto visual puede afectar negativamente la apreciación de la población de este tipo de energía. Por esta razón, algunos países (Dinamarca y el Reino Unido) están empezando a instalar molinos en el mar (*off-shore*) a una distancia entre cinco y diez kilómetros de la costa. El problema principal de este tipo de instalaciones es el elevado coste de las infraestructuras y de la logística a desarrollar (cimientos, cableado submarino y grúas), así como la baja accesibilidad a los aerogeneradores cuando hay una tormenta, que se traduce en menos horas de funcionamiento. Este, pues, es también uno de los ámbitos de desarrollo tecnológico importantes para ampliar la penetración de la eólica en los sistemas eléctricos. Como cualquier otra tecnología, la eólica necesita un período de madurez para llegar a equipararse con otras tecnologías con más años de experiencia, como la hidráulica, el automóvil, la aviación, el ferrocarril, etc. y alcanzar excelentes niveles de fiabilidad en su funcionamiento en condiciones realmente adversas. Si bien en las instalaciones en tierra este cambio ayudará a mejorar la eficiencia energética y el coste del kWh producido, en las instalaciones en el mar este concepto es básico para conseguir que la eólica off-shore disminuya su riesgo desde el punto de vista financiero y sea viable. Aunque la eólica, como ya se ha dicho, es la tecnología renovable que más rápidamente ha alcanzado el nivel de competitividad en el mercado, otras tecnologías como la solar térmica, la solar fotovoltaica y los biocombustibles están en varios esta-

dos de desarrollo hacia la viabilidad económica, a la que llegarán en plazos diferentes.

Los biocombustibles están considerados como una de las alternativas del transporte para aliviar las emisiones de CO₂. En el sector del transporte hay pocas alternativas al petróleo con capacidad de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, la pila de combustible podría ser una alternativa, pero hay que esperar a ver cuál será la fuente energética para obtener el hidrógeno. Desde el punto de vista económico, la utilización de los biocombustibles está ligada a la evolución del precio del petróleo; hasta hace poco, éste era tan bajo que no había incentivo para desarrollar la tecnología apropiada de estos carburantes. Con la subida del precio y la certeza de que hemos entrado en una nueva época de precios altos y volátiles, derivados de la elevada demanda de otros países y de la especulación,



la consideración de los biocombustibles como una alternativa económica ha facilitado la implantación de políticas de impulso de estas tecnologías. Hoy en día, los bio-carburantes de primera generación se pueden utilizar mezclados con un bajo porcentaje de combustibles convencionales en la mayor parte de los vehículos y se pueden distribuir a través de las infraestructuras existentes.

En cuanto a los bio-carburantes de segunda generación, la transformación de ligno-celulosa es una de las tecnologías más interesantes.

Un tema muy importante es el del abastecimiento de materia prima y los cultivos energéticos. Por un lado, la Política Agraria Común (PAC) de la Unión Europea incentiva la producción de áreas de cultivo dedicadas al sector energético, pero hoy en día estos cultivos deben competir con los dedicados al sector alimentario.

Otro de los aspectos importantes a considerar es la fiscalidad. Una parte considerable de los impuestos de un país provienen de los hidrocarburos, la Unión Europea permite hasta 2012 (de momento) no tasar los biocombustibles. Hay que ver si ésta será una política a largo plazo o no. El otro aspecto clave en el desarrollo de los biocombustibles está ligado a la logística. La estructura logística de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos, junto con la obligatoriedad legal de mantener unos stocks de seguridad, complica la creación de una red alternativa de bio-carburantes.

Finalmente, la biomasa y su aprovechamiento también se presentan como una oportunidad de uso racional y al mismo tiempo un uso indirecto de la energía solar incidente sobre la superficie agrícola y forestal. Hay que encontrar un equilibrio entre el concepto de reciclaje de los materiales y la producción de energía. Un ejemplo: el biogás en Austria, con valores de venta de la energía eléctrica producida en torno al doble de los valores españoles, es una experiencia de éxito de cómo estimular esta tecnología. En este sentido, el Plan de energías renovables 2005-2010 del Gobierno español es poco ambicioso en el ámbito del biogás, porque programa sólo un incremento 0,19 Mtep, cuando sólo en Cataluña ya hay capacidad sobrante para cubrir este objetivo.

OPINIÓN

2.5.1.1. **Ángel García Altozano,** director general Corporativo de ACS-Actividades de Construcción y Servicios



Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos. Se incorporó a ACS en 1996. También es presidente del Consejo de Administración de XFERA Móviles (Yoigo), así como consejero de HOCHTIEF. Entre los años 1986 y

1990, Ángel García Altozano fue director general del Instituto Nacional de Industria y responsable, entre otros, del Grupo ENDESA, en el sector eléctrico; de IBERIA, en el de transporte aéreo; del Grupo INISEL (actualmente INDRA), en el sector electrónico; y de Construcciones Aeronáuticas, en el sector de defensa. Ha sido presidente de Bankers Trust para España y Portugal entre 1990 y 1996 y miembro de su Consejo Europeo.

2.5.1.1.1. ¿Era previsible el revisionismo sobre las primas a las renovables a la luz del creciente déficit tarifario creado el año 2003?

El nivel de la deuda acumulada por el déficit tarifario, que a mediados del año 2013 superaba los 26.000 millones de euros, es uno de los desequilibrios estructurales que tenía que abordar el actual gobierno de forma prioritaria. La necesidad de solucionar este problema no solo compromete la propia sostenibilidad del sistema eléctrico sino que repercute de forma directa en la competitividad de todo el tejido industrial español y en las propias economías familiares.

La ley del sector eléctrico de 1997, inició un cambio estructural hacia su liberalización. Una década después se pusieron ya de manifiesto ciertos desequilibrios que no fueron corregidos por las distintas administraciones

que se sucedieron. En el año 2008, cuando todavía las renovables no se habían prácticamente empezado a desarrollar en España, la deuda acumulada consecuencia del déficit eléctrico ascendía ya a 17.000 millones. Los desequilibrios estructurales que la generaba, no eran consecuencia por lo tanto de las primas de las renovables ya que por esas fechas eran despreciables dentro de los costes regulados del sistema. Y a partir de ese año, la caída de la demanda consecuencia de la crisis económica en la que estamos inmersos, ha sido la causa principal del agravamiento del problema del déficit. Lógicamente, las primas de las renovables, crecientes por la incorporación de nuevas instalaciones en los últimos cuatro años, no han ayudado a la solución de ese problema. Sin embargo, siendo las últimas en aparecer, a las renovables se les ha exigido un enorme ajuste en los últimos dos años para contribuir a la solución del déficit. Ahora el Gobierno está inmerso en una reforma en profundidad de todo el sistema. Faltan por definir los parámetros esenciales que van a determinar el sistema retributivo por lo que resulta difícil hacer en la actualidad una valoración en profundidad de la misma. En todo caso, esperamos que los textos normativos que finalmente entren en vigor sean respetuosos en cuanto a las inversiones ya acometidas eliminando todo ajuste retroactivo y garantizando la seguridad jurídica de las mismas de manera que se recupere la confianza de los inversores nacionales y extranjeros así como de las entidades financia-

doras que han apostado por invertir en un sector crítico y regulado.

2.5.1.1.2. ¿España sigue liderando la tecnología de renovables?

La especial sensibilidad sobre nuestra enorme dependencia energética exterior, la existencia en nuestra geografía de recursos de calidad (tanto sol como viento) y la capacitación técnica de nuestros profesionales han permitido que España liderase, o tuviese un papel muy protagonista en el desarrollo de las tecnologías renovables (tanto de la eólica, como más recientemente, de la termosolar). Sin embargo, para que una industria se consolide, máxime en un entorno regulado, es importante que exista una política industrial que genere unos estímulos que permitan un desarrollo ordenado a medio y largo plazo. Por desgracia, en la última década, esta premisa no se ha cumplido. Se han sucedido, en un breve espacio de tiempo, épocas con estímulos regulatorios que han propiciado crecimientos excesivamente acelerados de la industria, con otras en las que se han producido parones radicales de dichos estímulos abortando, por tanto, la más mínima actividad industrial. La paralización radical de la actividad nacional incide de forma directa en todos los programas de innovación tecnológica imprescindibles para mantener la competitividad de cara al exterior. La pérdida de peso significativo, a nivel mundial, de las empresas tecnológicas españo-

las en el ámbito renovable es cada vez más acuciada, solo manteniéndose en el ámbito específico de la construcción e integración donde todavía mantenemos un papel protagonista.

2.5.1.1.3. ¿Tenemos alguna ventaja competitiva en nuestra actividad internacional a partir de nuestro aprendizaje?

Sin lugar a dudas. El dominio de las tecnologías, adquirido por haber estado activos desde el principio del desarrollo de las mismas, nos ha permitido desarrollar ciertas ventajas competitivas en este sector tales como la capacidad técnica que se concreta en la especialización en el desarrollo, construcción, gestión y operación de este tipo de infraestructuras. El posicionamiento de la empresa española en el ámbito renovable, en mercados geográficos en los que tradicionalmente España ha tenido presencia como son Sudamérica o México, sigue siendo muy fuerte. También estamos entrando con fuerza en mercados en los que no teníamos tanta tradición como Sudáfrica, Estados Unidos o el norte de África. Es de destacar, por ejemplo, que en la práctica totalidad de los proyectos de plantas termosolares que se están desarrollando en cualquier parte del mundo tienen presencia de empresas españolas.

2.5.2. Combustión limpia del carbón y secuestro del CO₂

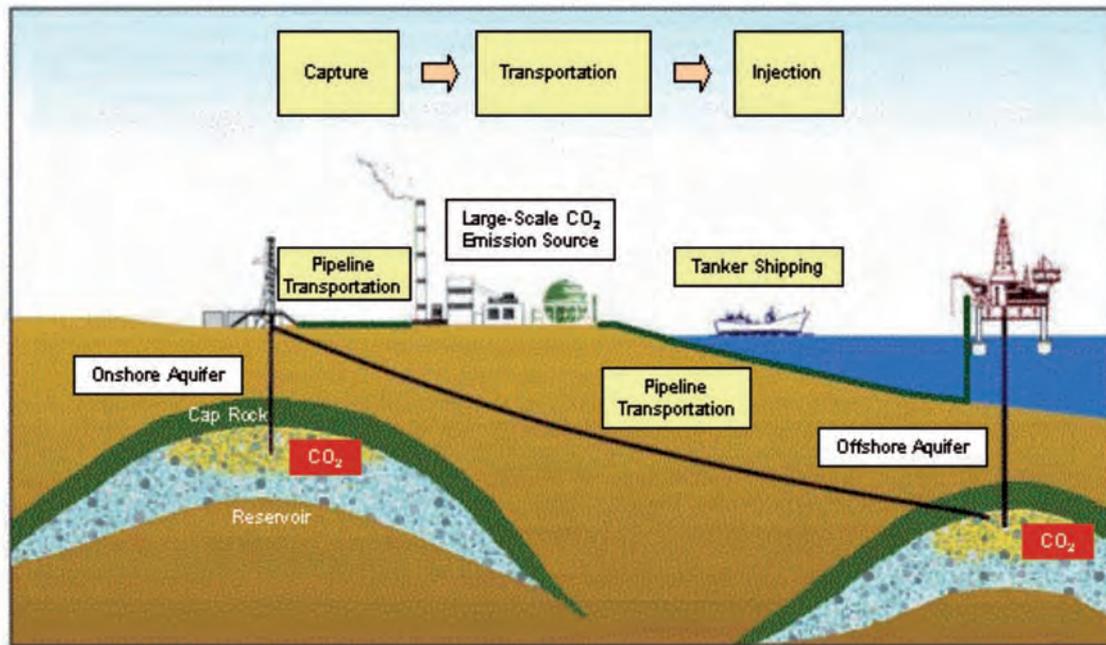
La captura y almacenamiento geológico del CO₂ constituyen técnicas en desarrollo de gran importancia, orientadas a alcanzar en un futuro próximo una opción en la estrategia de mitigación de los efectos ocasionados por la emisión de estos gases en la atmósfera, que favorecen el desempeño de los compromisos nacionales e internacionales relativos al control de los gases de efecto invernadero. Las investigaciones relativas a la captura están concentrando en tres líneas principales de investigación: precombustión, postcombustión y oxy fuelóleos. Por otra parte, el desarrollo del almacenamiento se centra en la investigación de las formaciones geológicas con capacidad potencial para almacenar CO₂, especialmente yacimientos de hidrocarburos, minas de carbón y formaciones salinas profundas, si bien hay otros que también pueden resultar interesantes.

En la Unión Europea se están desarrollando proyectos de cierta importancia desde el año 1998, con la colaboración de organizaciones y empresas de los diferentes estados miembros, como es el caso del ENCAP, centrado en la captura, el SACS, que ha estudiado el almacenamiento en formaciones salinas, el Recópolis, para el almacenamiento en minas de carbón, o el CASTOR, más bien dedicado al estudio de aprovechamiento en antiguos yacimientos de hidrocarburos. También se ha desarrollado el proyecto GESTCO, con el objetivo de crear una base de datos europea de centros de emisión y de potenciales almacenes.

En 2004 el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) entró a formar parte de la red CO₂NET, colaborando con su presentación del proyecto Geocapacity, continuación del anterior proyecto GESTCO en que coopera con 24 otras organizaciones y empresas de 13 países. En España, a pesar de que se empezaron las investigaciones más tarde que en el resto de Europa en 2003, están surgiendo importantes iniciativas como el proyecto ALCO₂, en el que cooperan el IGME y ELCOGAS, o más recientemente la creación del Centro tecnológico CIEMAT-Bierzo. En

el mundo, esta tecnología se está investigando con mucha intensidad y tanto en los Estados Unidos de América como en Japón ya hay primeras experiencias con que verificar la viabilidad técnica. Las condiciones que parecen críticas son el poder encontrar el lugar adecuado para hacer el depósito geológico y la distancia desde la instalación productora del CO₂ hasta el depósito. No parece fácil que estos dos puntos puedan situarse muchas veces a la distancia que haga económicamente viable el soterramiento.

Overview of the CO₂ Geological Sequestration System



Note: This figure is explaining the implementation of the CO₂ geological sequestration technology

Desde el lado de los ecologistas, varias organizaciones como Greenpeace o Ecologistas en Acción consideran que aún no se trata de una tecnología madura y que podría convertirse en una opción de futuro cuando todas las dudas y problemas se hayan resuelto, pero mientras tanto hay una necesidad de tomar medidas urgentes como la inmediata implantación de energías renovables, acompañadas de mejoras en la eficiencia energética y de ahorro. Después del reciente fracaso de los primeros pasos del almacenamiento de gas natural CASTOR, con un coste de unos dos mil millones de euros, todas estas tecnologías tendrán una fuerte contestación social y nuevas y tal vez imposibles exigencias técnicas.

2.5.3. El hidrógeno como vector energético

El desarrollo del hidrógeno como vector energético se está dirigiendo a diferentes campos : a) por un lado están las instalaciones actualmente adaptadas a grandes edificios de servicios a modo de pruebas y que se podrían llegar a utilizar ligadas a instalaciones eólicas como almacén de energía y hacer de esta manera más flexible esta tecnología, b) por otro lado están las pequeñas pilas con el objetivo de sustituir o complementar las tradicionales pilas químicas y, c) finalmente está el uso ligado al transporte, línea especialmente interesante por la gran problemática desde el punto de vista energético de este sector. El uso del hidrógeno como combustible para los vehículos podrá recortar el consumo de

petróleo y las emisiones de CO₂ pero, para eso, todavía falta mucho tiempo.

La pieza clave para dar forma al puzzle energético será el descubrimiento de fuentes energéticas limpias aplicadas al transporte. Las dificultades para alcanzar este reto parece que se concentren en dos datos. La primera, el número mundial de vehículos, hoy de unos 750 millones, con expectativas de triplicar su valor en 2050, como consecuencia del mayor poder de compra de los consumidores de China, India y otros países con economías en desarrollo. La segunda, el hecho de que el 97 % de la energía para el transporte procede del petróleo. A corto plazo, las mejoras en eficiencia y ahorro parecen la mejor manera de reducir el uso del petróleo y la emisión de los gases de efecto invernadero. Pero aún haciendo supuestos de mejora de triplicar la eficiencia implantando políticas de uso del transporte público que modifiquen comportamientos de los usuarios, el explosivo crecimiento del número de vehículos en todo el mundo limitará muy seriamente cualquier reducción en el consumo y la emisión de dióxido de carbono. Para hacer cortes más drásticos, el sector debe asumir una estrategia de menos CO₂ para llegar a un futuro sin petróleo. Combustibles líquidos derivados de biocombustibles, o la síntesis a partir de arenas o del carbón, pueden jugar un papel importante a corto plazo. Con perspectivas más lejanas en el tiempo, la forma de disponer de vehículos altamente eficientes y ninguna emisión solo será posible con conexiones a la red eléctrica o con el uso del hidrógeno como

combustible para el transporte. Desgraciadamente la comercialización de vehículos eléctricos ha sido bloqueada por un obstáculo desalentador: ni siquiera un gran número de baterías puede almacenar una carga suficiente como para hacer que los vehículos recorran una distancia comparable a la de los vehículos con motor de gasolina. Por esta razón, muchos fabricantes de automóviles han abandonado esta tecnología. En sentido contrario, vehículos con celdas de combustible que combinan combustible hidrógeno con oxígeno atmosférico, son capaces de mover ingenios eléctricos sin demasiadas dificultades técnicas y con el entusiasmo por parte de los fabricantes de vehículos, de las empresas energéticas y los reguladores. Hoy en día, los vehículos con celdas de combustible son tan eficientes como los convencionales y sus emisiones son sólo de vapor de agua.

El hidrógeno, además, se puede obtener sin añadir ningún gas de efecto invernadero a la atmósfera. Por ejemplo, la generación eléctrica necesaria para obtenerlo vía hidrólisis que separa el hidrógeno del oxígeno, puede proceder de fuentes de energías renovables como celdas solares, turbinas eólicas, plantas hidroeléctricas o instalaciones geotermales. Como alternativa, el hidrógeno puede ser extraído desde combustibles fósiles como el gas natural o el carbón y el CO₂ resultante del proceso puede ser capturado y secuestrado geológicamente. Antes de que un futuro basado en el hidrógeno como combustible sea realidad hay muchos retos que habrá que superar. Los fabricantes de vehículos

deberán aprender a fabricar este tipo de vehículos y los consumidores los tendrán que encontrar suficientemente atractivos como para comprarlos. Las empresas energéticas deberán adoptar técnicas para producir este hidrógeno y establecer toda la nueva red logística que llegue a reemplazar las existentes infraestructuras de plantas de refino y distribución de las gasolinas. El hidrógeno no resolverá todos nuestros problemas mañana mismo, de hecho, pasarán décadas hasta que se empiecen a reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero y el uso del petróleo en una escala global. Es importante reconocer que la transición hacia el hidrógeno será una maratón, no un sprint. De la misma manera que la electricidad, el hidrógeno debe producirse a partir de fuentes de energías primarias. Hoy en día, la mayoría del hidrógeno se obtiene a partir del gas natural o el petróleo tratándolos en procesos de altas temperaturas. Las refinerías utilizan el hidrógeno para purificar los combustibles derivados del petróleo y la industria química para hacer amoníaco y otros componentes. La producción de hidrógeno consume el 2% de la energía global y su porcentaje crece muy rápidamente. Si todo este hidrógeno se utilizara en vehículos a motor podría cubrirse las necesidades de hasta 150 millones o, lo que es lo mismo, el 20% del total. En lugar de ello, la mayoría del hidrógeno que se produce, se consume en la misma planta refinadora o química y sólo entre un 5 y un 10% se entrega fuera de las plantas productoras para productos y camiones.

La generación de hidrógeno desde combustibles fósiles produce como subproducto el temido CO₂. Si el hidrógeno se produce a partir de gas natural, el método más común hoy en día, y se utiliza en un vehículo a celda de combustible eficiente, las emisiones de gas de efecto invernadero son de unos 110 gramos por kilómetro. Esta cantidad aumenta hasta 150 en el caso de los vehículos llamados híbridos y hasta 195 en los motores de los vehículos convencionales. Obviamente, el objetivo final es obtener hidrógeno sin la producción de estos gases. Una opción es separarlos del hidrógeno y tratarlos con técnicas de secuestro geológico. Este proceso se puede hacer a gran escala pero es caro. Un segundo método es la obtención a partir de la biomasa. Esta técnica es respetuosa con el medio ambiente ya que reinyecta el CO₂ por las plantas, cuando crecen. La tercera posibilidad es la electrólisis del agua que utiliza generadores eléctricos con energías primarias del tipo renovable. La necesidad de una nueva infraestructura para lograr que el hidrógeno pueda llegar a los consumidores puede crear un problema del tipo “el huevo o la gallina”. Los consumidores no comprarán vehículos sin gasolina hasta que no estén ampliamente al alcance y a un precio razonable, y los suministradores no construirán plantas de hidrógeno hasta que haya suficientes vehículos. ¡Romper el círculo puede poner las condiciones para empezar a dar pasos hacia una economía del hidrógeno, pero para eso todavía falta mucho!

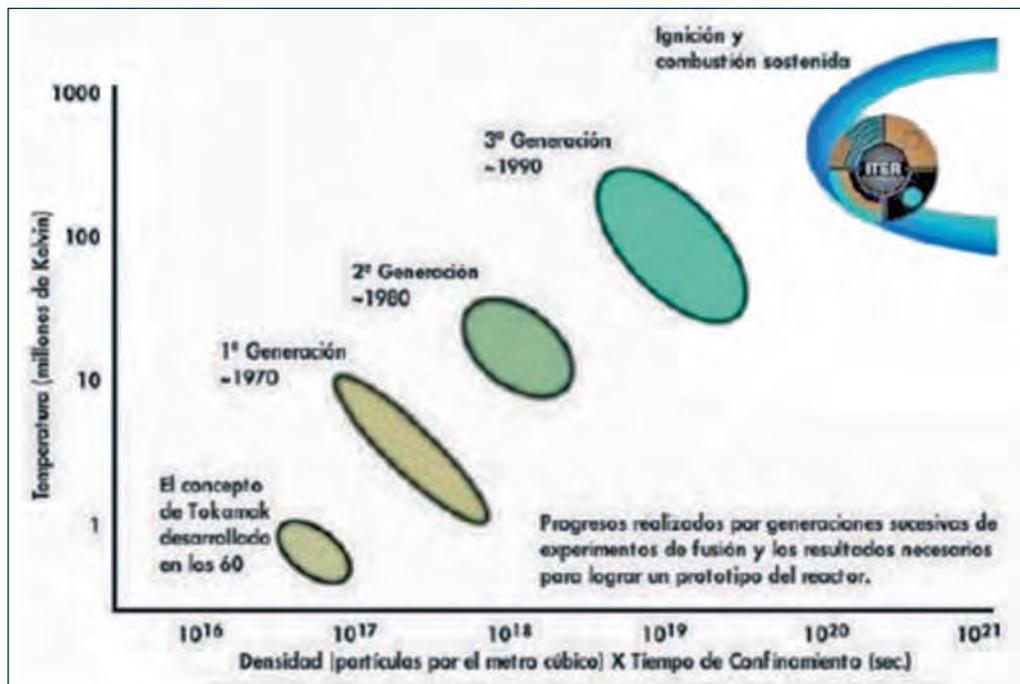
2.5.4. La fusión nuclear y sus cincuenta años hasta su uso industrial

La fusión nuclear es el proceso mediante el cual los núcleos ligeros se fusionan para formar núcleos más pesados y, en consecuencia, se libera gran cantidad de energía. Se trata del mismo proceso que genera la energía del sol y de las estrellas. Los reactores de fusión aprovechan núcleos de átomos ligeros (isótopos de hidrógeno) para la producción de energía. Esta reacción se produce a temperaturas muy altas, en torno a unos 150 millones de grados centígrados. Cuando la materia se somete a estas temperaturas se encuentra en estado de plasma y este plasma se confina en un reactor en forma de anillo donde la fuerza para contener el plasma lo ejercen unos campos magnéticos, para evitar que el plasma caliente se enfríe al tocar la estructura de confinamiento. ¿Cuáles serían las ventajas de la fusión como método de generación eléctrica? Principalmente de seguridad y medioambientales. En primer lugar, como la fusión no es una reacción en cadena, no se puede perder el control y en cualquier momento se puede parar la reacción, simplemente cerrando el suministro de combustible. En segundo lugar, el combustible, deuterio y litio, están disponibles en todas partes y hay suficiente para producir energía durante millones de años. De hecho, el aspecto de seguridad más importante de un reactor de fusión lo plantea el tritio, gas radiactivo. Sin embargo, como el tritio se produce a partir del litio dentro del reactor, no se necesitan transportes de material radiac-

tivo en el reactor y, por otra parte, la cantidad de este gas que se necesita es muy pequeña.

Desde la perspectiva del medio ambiente, es importante destacar que la fusión no produce gases que contribuyen al efecto invernadero, de hecho, la reacción por sí misma sólo produce helio, un gas no nocivo. En cuanto a los residuos, hay que decir que la parte del reactor expuesta a las radiaciones del plasma sí acaba volviéndose radiactiva al cabo de un tiempo, pero la mayor parte de esta radiactividad desaparecería en unos cincuenta años y, por tanto, en este sentido, los reactores de fusión no suponen una carga para las próximas generaciones.

Dadas las anteriores consideraciones sobre los reactores de fusión, se entiende que su investigación les ha situado desde hace tiempo en un objetivo para la humanidad, en términos de obtener energía, abundante y a buen precio. La cuestión, obviamente, es cuándo la fusión podrá convertirse en una energía disponible, y si esto sucederá este siglo XXI o ya será algo que verán las próximas generaciones en el siglo XXII. Hace sólo algunas décadas, algunos científicos cuestionaban que esta tecnología fuera posible, ni siquiera de manera experimental en los laboratorios. Pero en el transcurso de los últimos veinte años el progreso en este campo ha sido inmenso, según sustenta David E Baldwin, responsable del Grupo de Ener-



gía en DIII-D, el más grande reactor de fusión de EE.UU. hoy en día. Se han hecho progresos con el Tokamak, máquinas que utilizan campos electromagnéticos gigantes y que confinan el combustible ionizado en unas cámaras en formas de “donut” con plasma a más de 100 millones de grados Celsius. Se sabe que la fusión funciona, pero la cuestión que queda por averiguar es cuándo será económicamente viable y cuánto tiempo deberá transcurrir desde los prototipos experimentales actuales hasta una explotación a escala comercial viable. El horizonte de la operación comercial está fijado, actualmente, hacia el año 2050.

Hasta ahora, los políticos habían impulsado los programas de investigación de fusión nuclear con poco entusiasmo y sólo como programas nacionales. Han sido necesarios casi veinte años para llegar a la aprobación del proyecto ITER, el International Thermonuclear Experimental Reactor, que se está construyendo en el sureste de Francia (Cadarache). El proyecto ITER tiene tres objetivos principales:

1. El primero es el de demostrar que un Tokamak a gran escala puede controlar la fusión de los isótopos de hidrógeno, deuterio y tritio, en helio y al mismo tiempo generar diez veces más energía que la empleada.
2. Un segundo objetivo es el de investigar el uso de neutrones de alta velocidad nacido de la reacción producida en tratar el combustible tritio.
3. El tercer objetivo es el de probar y desarrollar las diversas tecnologías necesarias para cons-

tituir una planta de fusión de tipo comercial. De hecho, uno de los aspectos de la misión del ITER es el de alcanzar unas dimensiones comparables a las de una central de producción de energía.

Si el proyecto ITER tiene éxito –y además de lograr los anteriores objetivos, pretende ser operativo durante unos veinte años–, no añadirá un solo vatio en la red –aunque se busca una producción de energía por fusión de unos 500 MW–, pero marcará un hito en la investigación de la fusión que comenzó, hacia el año 1942, de la mano del físico Enrico Fermi con la primera reacción en cadena. Entonces, once años más tarde, la fisión nuclear fue empleada para equipar, por ejemplo, los reactores de los submarinos nucleares. También se está trabajando en otros proyectos en los que el ITER y todos tratan de construir un prototipo, como el de 1.000 MW, el ARIES-AT, a un precio muy competitivo. Quién será el que llegará antes, no lo sabemos, pero lo que sí podemos afirmar es que la tecnología de los reactores nucleares de fusión no estarán disponibles antes de unos cincuenta años y, por tanto, al hacer la diagnosis de la situación del sector energético hoy, debemos situar la nuclear a fusión en el campo de la investigación junto al resto de proyectos de similares períodos de maduración como las granjas solares a gran altitud, las matrices de placas fotovoltaicas orbitales o el aprovechamiento de las olas o las mareas del mar. La investigación, el desarrollo y la innovación en el campo de la energía nuclear en fisión propone

una nueva técnica que facilite la gestión de los residuos de larga vida útil y al mismo tiempo reduzca el legado radiactivo en un plazo más corto. Esta técnica es la llamada transmutación, con la cual: 1) se reduce el inventario de radiotoxicidad de larga duración, 2) se reduce el tiempo necesario para alcanzar cualquier nivel de referencia en el inventario de radiotoxicidad (factor de reducción desde 1/100 hasta 1/1.000); 3) se elimina el riesgo de proliferación del almacén final; 4) se reduce el volumen necesario para almacenar los residuos de alta actividad; 5) se simplifica el almacén definitivo y, 6) se puede aprovechar la energía de fisión contenida en los elementos transuránicos. Esta investigación puede facilitar la tendencia al uso de la energía nuclear en fisión en los países donde la opinión pública contraria no sea instrumentada políticamente.

OPINIÓN

2.5.4.1. **Robert Moragues**, presidente ejecutivo del Open Energy Institute



Empresario, dirige su empresa Iniciatives Mediterrànies de Comunicació. Desde el think tank OPEN ENERGY INSTITUTE promueve el debate sobre la eficiencia energética, la sostenibilidad y las smart cities.

2.5.4.1.1. *¿Puede situarnos sobre el recorrido hasta la implementación final del ATC?*

El Almacén Temporal Centralizado es una necesidad que tiene el estado español para reunir y almacenar todos los residuos de alta actividad que se generan en las centrales nucleares. Desde el inicio se almacenan en piscinas dentro del recinto de las centrales, que al saturarse o entrar en proceso de desmantelamiento han dado lugar a los almacenes en superficie en unos contenedores de acero inoxidable (CN Trillo) o de acero al carbono blindados con hormigón (CN Zorita y Ascó). El gobierno anterior lanzó una convocatoria abierta para que los municipios interesados presentasen candidatura. En Cataluña se presentó Ascó, con dos grupos en su municipio y un tercero en Vandellós a 40 km., por tanto la mayor concentración española. A priori, emplazamiento idóneo. Determinados grupos políticos, el Gobierno tripartito de la Generalitat y el Parlament de Catalunya rechazaron esta posibilidad y el nuevo gobierno del PP decidió ubicarlo en Villar de Cañas (Cuenca), con una inversión de 700 millones de euros.

2.5.4.1.2. *¿Cómo deberíamos gestionar la opinión pública a favor de la opción nuclear como elemento de competitividad de nuestra industria en la creación de riqueza?*

La opinión pública es reacia en la aceptación de la energía generada por la industria nuclear.

Hace muchos años triunfaron las campañas de entidades ecologistas contrarias a la generación nuclear. En los últimos años había mejorado la opinión en general con esta energía. El calentamiento del planeta ha contribuido a reforzar la idea de que las energías renovables y la energía nuclear no contaminan y pueden ir del brazo para conseguir en el 2020 en Europa haber disminuido la liberación de un 20% de gases de efecto invernadero a la atmósfera. El accidente de Fukushima ha despertado de nuevo temores hacia el tema nuclear. No podemos renunciar en años a la contribución en la cesta energética de esta fuente de energía limpia, fiable y económica. Debemos incrementar la información y la proximidad de los ciudadanos hacia esta energía.

2.5.4.1.3. ¿Seguimos esperando otros 30 años para la fusión?

La fusión es un gran proyecto a escala mundial y se convertirá en una nueva fuente de energía limpia, segura e inagotable respetuosa con el medio ambiente. Se trata de obtener energía a partir de la fusión de átomos de hidrógeno. Este gran proyecto se conoce con el nombre de ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor). Las instalaciones se construyen en Cadarache (Francia) con una inversión de más de 10.000 millones de euros. España fue candidata junto con Japón y Francia a albergar esta instalación. España presentó el emplazamiento de Vandellós. En España quedó

la oficina de contratación del proyecto con sede en Barcelona. Socios de este proyecto experimental son: la UE, EEUU, Japón, China, Rusia, Corea del Sur e India. Se prevé que entre en funcionamiento en el año 2022 y, si todo va como los científicos esperan, podemos hablar de aplicaciones prácticas de uso comercial en un plazo de unos 20/30 años más. El futuro energético mundial pasa por la fusión nuclear, la energía inagotable de las estrellas.

2.6. Concentraciones vs competencia efectiva

En el paradójico mundo de la energía hay una máxima que es la siguiente: ¿Cómo podemos introducir competencia en un sector que, en el origen, está en manos de pocos, en su cadena de valor hay muchos monopolios naturales y en la que su carencia tiene repercusiones políticas? La respuesta ha ido cambiando a lo largo del tiempo. En los inicios, a finales del siglo XIX, en manos de capital privado, pero al final de la Segunda Guerra Mundial, en todo el mundo hay nacionalizaciones que dan lugar a empresas públicas que aún hoy en día subsisten. En Europa, EdF, ENEL, EdP, ENI, CAMPSA, ENDESA, y en Iberoamérica SEGBA, ELETROBRAS, entre muchas otras. Por razones de política económica, en los años 80 en Chile y el Reino Unido se producen las primeras privatizaciones de las empresas energéticas públicas que marcan el inicio de un período que ha durado unos veinte años. Por razones diferentes a las de

los años 80, en los 90 los organismos multilaterales FMI, WB, BID, CFI y otros propugnan la generalización del modelo, sobre todo en América del Sur y Centroamérica, con la implantación de regulaciones que introducen la liberalización y la privatización del sector energético, separando el rol de los inversores privados en las diferentes actividades de la que se reserva a los estados que corresponde a los entes reguladores.

El estado de California en los Estados Unidos es otro ejemplo referencial. Como ya ha sido comentado en puntos anteriores, en Europa, la liberalización llega a finales de los 90 de la mano de las directivas de gas y electricidad. Desgraciadamente, no fue acompañada de un proceso de privatizaciones y, por tanto, se mantuvo un statu quo entre las estructuras empresariales que permitió privatizar los estados miembros que lo quisieron hacer, España a la cabeza de muchos, pero permitió mantener en la órbita pública a aquellos otros que no lo quisieron. El fin del mundo ideal que nos debía proporcionar el modelo liberal y que tenía como paradigma principal el de la introducción de competencia en el sector energético, se puede situar con los episodios de California, donde la empresa ENRON quiebra y la seguridad de abastecimiento repercute en los consumidores con prolongados cortes y elevación de precios. Otras carencias de suministro como el de Italia poco después y otros fallos, hacen replantear el modelo y en los Estados Unidos, en Canadá y en todo Iberoamérica el proceso se interrumpe y hoy en día estamos ante un movimiento inverso que reivindica

el retorno hacia el sector público. Este es el caso de algunas provincias canadienses, algunos estados de EE.UU. y muchos países de América del Sur como Argentina, Brasil y Bolivia. En Europa, parece que esta ola inversa no lo está afectando, tal vez porque nunca se ha profundizado en una verdadera competencia y los estados miembros siempre se han reservado la última palabra en temas de seguridad de abastecimiento. Sin embargo, estamos en un cierto callejón sin salida que no nos permite discernir qué es mejor:

- Limitar las dimensiones de las empresas o los niveles de concentración, es decir regular ex ante.
- Permitir la libre concentración pero controlar los comportamientos y los abusos del poder de mercado, es decir regulación ex post.

Por ahora, las instancias europeas que tienen competencia en estos temas son las de la Dirección General de la Competencia (DGCOM), y sus últimas actuaciones parece que se enfrentan abiertamente con los estados miembros que pretenden encarnizadamente mantener sus campeones nacionales y la Dirección General de Energía (DG ENER), que tiene el control del mercado, sobre todo el cumplimiento del libre acceso a las redes. Estamos, pues, en un cruce sin visibilidad de lo que nos pasaría si tomamos el camino de la derecha liberalizadora, que refuerza las directivas o reestructura el mercado de manera pro-competitiva, o el de la izquierda, que permite la creación de campeones nacionales, públicos o privados, que aseguren el abastecimiento y den

tranquilidad a los gobiernos de los estados miembros, últimos responsables si vienen mal dadas. Definitivamente, no hay una tendencia clara que nos permita ver claro en este campo.

2.7. Hacia una política energética europea

A pesar de las dificultades en poner de acuerdo los 28 estados miembros europeos en una única política energética, hay un hecho incuestionable y es que, o Europa consigue unir esfuerzos en una proyección exterior única como comprador importante que es, o los vendedores, todas las empresas estatales de países muchas veces conflictivos, impondrán sus exigencias que, como no puede ser de otra manera, se traducirán en elevación de los costes energéticos y pérdidas de competitividad. La Comisión Europea, a la vez que la guardiana de los tratados, es la que tiene la capacidad de propuesta normativa y su aprobación debe superar un intrincado procedimiento que finaliza con la codecisión del Parlamento Europeo y del Consejo de la Unión Europea, máxima instancia ejecutiva de representación de los estados miembros. Siendo así de complicados los procedimientos y para ejemplificar la metodología utilizada por la CE para aunar criterios, vale la pena recordar el proceso que se inició con la publicación del libro verde donde se hizo una reflexión sobre la imperiosa necesidad de tomar conciencia de la situación europea en el tema de la energía, y donde se hicieron una serie de propuestas. Dicho Libro Verde sobre una estrategia europea para una energía sostenible,

competitiva y segura fue publicado en el año 2006 y las razones fueron las siguientes:

- Urgente necesidad de inversiones en el sector energético. En los próximos veinte años harán falta inversiones en torno al billón de euros para cubrir la demanda de energía prevista y para sustituir las infraestructuras obsoletas.
- Creciente dependencia europea de las importaciones que en veinte o treinta años alcanzarán, desde el 50% actual, el 70% procedente de regiones del mundo situadas bajo la amenaza de la inseguridad.
- Las reservas mundiales se concentran en unos pocos países. Hoy en día, la mitad del consumo del gas viene de sólo tres países: Rusia, Noruega y Argelia.
- La demanda global de energía sigue creciendo y se espera para el 2030 que la demanda mundial y las emisiones de CO₂ aumenten en un 20% desde las de 1994, y se proyecta una demanda mundial del petróleo aumentada en un 1,6% anual.
- Los precios del petróleo y el gas están aumentando y en los últimos dos años se han multiplicado prácticamente por dos, y los precios de la electricidad siguen una tendencia idéntica. Los consumidores sufrirán las consecuencias. Teniendo en cuenta la creciente demanda global de combustibles fósiles, la saturación de las cadenas de abastecimiento y la creciente tendencia de las importaciones, es probable que los precios del petróleo y del gas se mantengan elevados. Tal vez este hecho hará posible un incremento de la eficiencia energética y de la innovación.

- Estamos ante un cambio climático. Para el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), las emisiones de los gases de efecto invernadero han provocado ya un aumento de 0,6 grados en la temperatura mundial, que podrá alcanzar entre 1,4 y 5,8 hacia finales de este siglo si no tomamos medidas. Las economías y los ecosistemas de todas las regiones del mundo, incluida la UE, sufrirán las graves consecuencias, si bien no está aun consensuado por la comunidad científica, cuáles podrían llegar a ser dichas consecuencias.
- Europa aún no ha desarrollado unos mercados interiores de la energía plenamente competitivos. Solamente cuando estos mercados sean una realidad, los ciudadanos y las empresas podrán beneficiarse plenamente de la seguridad de abastecimiento y de unos precios más bajos. Con este fin es necesario desarrollar las interconexiones, implantar marcos regulatorios eficaces y darles a ellos plena vigencia, y velar por la rigurosa ejecución de las normas comunitarias de competencia y poner todas las fuentes energéticas en competencia real, sin prioridad de despacho ni garantía de rentabilidad.

A modo de plan de acción, el Libro Verde identificó seis sectores prioritarios:

1. Energía para el crecimiento y el pleno empleo en Europa: la plena implantación de los mercados interiores europeos de la electricidad y el gas. En este primer sector prioritario, el libro propone la creación de una red europea, un plan prioritario de interconexión, inversión en capacidad de generación, igualdad de condiciones con la importancia de la separación de actividades y refuerzo de la competitividad de la industria europea.
2. Un mercado interior de la energía que garantice la seguridad del suministro y la solidaridad entre los estados miembros. Esto representaría un aumento de la seguridad del suministro en el mercado interior, redefinición de la posición de la UE respecto a las reservas estratégicas de petróleo y gas y prevención de las interrupciones del suministro.
3. Seguridad y competitividad del suministro: en busca de una combinación energética más sostenible, eficiente y variada. Como cada estado miembro y cada empresa eligen su propia combinación energética, es inevitable que tengan repercusiones tanto en la seguridad energética de sus vecinos como en el conjunto de la UE. La mayor o menor dependencia del gas natural o las decisiones en materia nuclear aconsejarían una revisión de la estrategia del sector de la energía en la UE.
4. Enfoque integrado hacia la lucha contra el cambio climático. Producir más, consumir menos tratando de obtener una posición de vanguardia en la eficiencia energética, aumentar el uso de fuentes de energías renovables y captura del CO₂ y almacenamiento geológico.
5. Fomento de la innovación. Plan estratégico europeo de tecnología energética.
6. Hacia una política energética exterior coherente: una política clara para garantizar y diversificar las fuentes de suministro de energía, asociaciones energéticas con los produc-

tores, los países de tránsito y otros actores internacionales, reaccionar con eficacia ante las crisis e integrar la energía en otras políticas exteriores.

El Libro verde concluyó con la afirmación de que los tres grandes objetivos de la política energética europea deberían ser:

1. Sostenibilidad: 1. Desarrollar fuentes renovables de energía competitivas y otras fuentes y vectores energéticos de baja emisión de carbono, en particular combustibles alternativos para el transporte; 2. Contener la demanda de la energía en Europa; 3. Liderar los esfuerzos mundiales para detener el cambio climático y mejorar la calidad de la atmósfera local.
2. Competitividad: 1. Asegurar que la apertura del mercado de la energía resulta beneficiosa para todos los consumidores y para la economía en general y, al mismo tiempo, estimular las inversiones destinadas a la producción de energías limpias y al incremento de la eficiencia energética; 2. Amortiguar las repercusiones del aumento de los precios internacionales de la energía en la economía de la UE y de sus ciudadanos; 3. Mantener en Europa a la vanguardia de las tecnologías energéticas.
3. Seguridad del abastecimiento: se trata de frenar la creciente dependencia de la UE respecto a la energía importada; 1. Un enfoque integrado de reducción de la demanda, diversificación de los tipos de energía consumida (mixto energético) a través de un mayor uso de las energías autóctonas y renovables com-

petitivas, y diversificación de las rutas y las fuentes de abastecimiento de la energía importada; 2. Creación de un marco que estimule las inversiones adecuadas para hacer frente a la creciente demanda de energía; 3. Mejora del equipamiento de la UE para hacer frente a las situaciones de emergencia; 4. Mejora de las condiciones de las empresas europeas que deseen acceder a los recursos globales; 5. Garantizar que todos los ciudadanos y todas las empresas tengan acceso a la energía.

Realidad o utopía, la UE se quiso dar una herramienta de política energética y esta propuesta de la CE pudo ser un primer paso. Con la aprobación en el año 2007 del llamado Paquete verde y más recientemente con las directivas de eficiencia energética, Europa ha dado un pequeño paso hacia las propuestas del Libro Verde pero, como en tantas otras ocasiones, la capacidad de cesión de soberanía de los Estados fue mucho menor de la propuesta y a día de hoy aún no disponemos de una Política energética común ni se nos reconoce de forma internacional como un comprador poderoso. Quizás Europa ha encontrado sus últimas fronteras en la energía.

2.8. El medio ambiente como factor limitante del desarrollo

En el resumen de conclusiones del libro “La energía en el horizonte del 2030” de Ramon Folch, biólogo, e Ivan Capdevila, ingeniero, editado por el Instituto Catalán de la Energía, plantea

de manera muy clara el dilema entre medio ambiente y economía. La opción sostenibilista. La visión sostenibilista del sistema energético tiene por finalidad evitar, tanto la agravación de las disfunciones socioeconómicas sobre la gobernabilidad global y las disfunciones ambientales sobre el medio de propagación tendencial del actual sistema energívoro, como la prevención de las disfunciones de una eventual crisis energética. La sostenibilidad como alternativa real.

El escenario energético mundial y la plausible eventualidad de una crisis seria, aconsejan la gradual adopción de un modelo socioeconómico diferente. En efecto, sólo con medidas técnico-científicas, por otro lado necesarias, no se podrá revertir la situación. Hay que ser claros en este sentido. Buscar nuevas fuentes para satisfacer una demanda desbocadamente creciente o sólo elevar el rendimiento productivo de las unidades energéticas puestas al mercado, ni evitará el “peak-oil” y/o la crisis –si bien quizás retrasará su llegada unos cuántos años–, ni frenará los trastornos ambientales que permitan modular la oferta a la baja, en vez de tratar de satisfacer en balde una demanda indefinidamente creciente. Es por eso que la opción sostenibilista no puede basarse sólo en el incremento de la generación mediante fuentes renovables. El silicio de los plafones fotovoltaicos, por ejemplo, se encarece a medida que aumenta la demanda. Las placas fotovoltaicas abastecen menos de un 0,01% de la energía mundial (equivalente a un 0,003% de la energía primaria consumida): las disponibilidades y el precio del silicio evolucionarían mal si este porcentaje deja-

ra de ser simbólico. Tarde o temprano acabaría produciéndose la reacción contraria de algunos sectores por el elevado impacto ambiental de la producción de obleas de silicio, del mismo modo que ya se ha producido en el caso de la energía eólica cuando la proliferación de aerogeneradores ha deteriorado determinados paisajes. Por el contrario, la opción sostenibilista representa el necesario cambio de modelo efectuado desde el rigor tecno-científico y con realismo socioeconómico. En términos energéticos, se concreta en el establecimiento de unos límites al consumo, de forma que se puedan satisfacer las necesidades actuales sin comprometer las necesidades de las generaciones futuras, internalizando los costes de los procesos con lógica planetaria y voluntad de equidad mundial. Avanzar hacia la sostenibilidad energética también es avanzar hacia este modelo social de menos necesidades.

El consumo energético endógeno deseable, suficiente para satisfacer las necesidades físicas, intelectuales, y asegurar una calidad de vida digna en todo el mundo, se puede establecer en un valor entre 1,5 y 2 tep/hab. año. Un valor que hay que ajustar país a país en función del grado de especialización en sectores intensivos en energía; no consume lo mismo un país con bastante industria petroquímica o metalúrgica que un país especializado en servicios o microelectrónica. La limitación del consumo de energía es un planteamiento no excesivamente osado ni necesariamente impopular, teniendo en cuenta que la mayoría de personas de las sociedades occidentales ya hace años que se han autoimpuesto una limitación

energética con relación al consumo de alimentos. Así pues, la sostenibilidad aplicada a la energía no implica una sola forma de generar, una de distribuir y una de consumir. La sostenibilidad formula los objetivos para poder plantear modelos energéticos locales sostenibles, a través de varios caminos. De este modo, la sostenibilidad energética se define de acuerdo con diferentes respuestas a los factores estratégicos del sistema energético. El logro de un escenario sostenibilista de este tipo es una tarea ingente que durará buena parte del siglo XXI. La prioridad en el horizonte 2030 es revertir la tendencia de crecimiento del consumo mediante una transición energética que empiece a hacer disminuir el consumo por persona. Una transición también hacia un modelo energético que dependa mucho menos de los combustibles fósiles y mucho más de las fuentes renovables. Algunos países ya disponen de visiones estratégicas relativamente avanzadas en este sentido. El Reino Unido, por ejemplo, se propone reducir en un 60% las emisiones de CO₂ en el horizonte 2050, basándose especialmente en mejoras de eficiencia en la transformación y de gestión de la demanda. Irlanda, Austria y otros muchos países disponen de visiones estratégicas parecidas. En todas, los factores clave que marcan las estrategias de futuro para contrarrestar el incremento previsto del uso de combustibles fósiles son la seguridad energética y el cambio climático. Y las herramientas para hacer frente a estos factores clave son una combinación de políticas de: a) diversificación de las fuentes de energía; b) diversificación y mejora de las vías de abasto, en especial

de los combustibles fósiles; y, c) una política de gestión de la demanda.

2.9. La eficiencia en el uso y el ahorro como únicas salidas

La eficiencia energética es un factor clave en la evolución hacia un sistema energético sostenible, con menores emisiones de CO₂ y sin modificar sustancialmente los usos finales actuales, es decir, conseguir los mismos servicios disminuyendo el consumo de energía de estos. Es preciso entender y alinear los esfuerzos en el desarrollo de tecnologías y estrategias de eficiencia energética sobre cada una de las áreas prioritarias (edificios, equipos, transporte e industria) así como las acciones transversales a llevar a cabo para que un análisis coste vs. beneficio permita orientar los esfuerzos sobre las palancas adecuadas. La trasposición de la Directiva de Eficiencia Energética junto con las propuestas económicas serán las claves del éxito. El camino de la eficiencia energética en España lleva un largo camino recorrido. En España, a través de los planes derivados de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4) se han establecido, desde el año 2006, medidas concretas y se han asignado fondos para su desarrollo. Los mecanismos establecidos para la obtención de las ayudas, desde un principio, se han basado en convenios establecidos por IDAE con las Comunidades Autónomas (CCAA), en función de los cuales, cada administración autonómica ha realizado según su mejor criterio la asignación definitiva. El 9 de abril de 2010 se publicó el Decreto Ley 6/2010 que contemplaba medidas

para el impulso de la recuperación económica y del empleo. Este decreto incluyó medidas para potenciar el ahorro y la eficiencia como herramienta para la recuperación económica. En el artículo 19 de este decreto se definió por primera vez el concepto de Empresas de Servicios Energéticos (ESEs o ESCO, por sus siglas en inglés) y se activaba el plan de contratación de éstas para 330 edificios de la Administración General del Estado. El objetivo de este plan era la consecución de ahorros energéticos bajo contratos en los que el pago de los servicios debía basarse en la obtención de ahorros de energía. Posteriormente se ampliaron a 2000 el número de edificios a incluir en dicho plan. El 29 de julio de 2011, se aprobó el Plan de Acción 2011-2020, que constituye el segundo Plan Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (NEEAP), dando continuidad al primer plan 2008-2012 y, que de manera acorde a lo dispuesto en el artículo 14 de la Directiva 2006/32/CE2, del 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos, debía ser mandado por los Estados miembros a la Comisión Europea en el año 2011. A nivel sectorial, los ahorros de energía final de dicho Plan de Acción se concentran en el sector transporte, al que se le atribuye el 51% del total de los ahorros en 2020. Le sigue en importancia el sector industria, con ahorros equivalentes al 25% del total. Estos ahorros dan como resultado una disminución del consumo de energía final, entre los años 2007 y 2020, del 13% y 5%, en el industrial y transporte respectivamente. Si bajamos un nivel más, en concreto para el transporte, los ahorros se atribuyen al modo por carretera en un

77%, y al modo ferrocarril en un 22%, dirigiéndose principalmente al tráfico de mercancías, donde el Plan de Acción 2011-2020 asume los objetivos de cambio modal e incremento de los tráficos por ferrocarril incorporados en el Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte 2005-2020 (PEIT). En cuanto al sector industria, se ha fijado como objetivo una mejora interanual de la intensidad final del 2,5%, en el período 2010-2020. Por otra parte, en marzo de 2011 se publicó la Ley 2/2011 de Economía Sostenible que, en el apartado Modelo Energético Sostenible, mencionaba los principios en los que se basaría la planificación energética hasta el 2020 publicada en noviembre de ese mismo año. Dentro de esta ley se adelantaba que se desarrollaría una Ley de Eficiencia Energética y de Energías Renovables cuyo objetivo sería integrar el fomento del ahorro y la eficiencia energética así como la promoción de la energía procedente de fuentes renovables de una manera transversal en la sociedad española, con la finalidad de mejorar la seguridad del abastecimiento energético, alcanzar un desarrollo económico sostenible y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes.

Además, serviría para adoptar las estrategias necesarias para alcanzar un objetivo general de reducción de la demanda de energía primaria del 20% en 2020. Esta nueva Ley no ha sido aún publicada. No obstante, y tras la aprobación el 24 de octubre de la Directiva 2012/27/EU sobre eficiencia energética y aún cuando no ha sido traspuesta a nivel nacional, se debería realizar el análisis de la situación energética actual y establecer el modo de hacer frente a

los objetivos definidos en dicha directiva 5, con especial hincapié en su artículo 7. El Gobierno de España para ajustarse al calendario de trasposición marcado por dicha directiva deberá presentar antes de finales de 2014 el Plan de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020. El futuro Plan deberá revisar y fijar los objetivos a 2020 y detallará las medidas a implementar para la consecución de éstos.

2.10. CCGT, renovables y nuclear a fisión, las únicas energías disponibles a corto y medio plazo

En España, no deberemos hablar de inversiones en el sector energético en algún tiempo. Las sobrecapacidades tanto en el sector eléctrico como en el del gas natural, aconsejan establecer una moratoria “de facto” en ambos subsectores. Si la deseada recuperación de la economía se produce más pronto que tarde, esta capacidad excedente se irá agotando en algunos años y deberemos empezar a pensar en un nuevo ciclo inversor. Este mismo hecho ocurrió en el año 1996 y en el año 2001, rozamos el desabastecimiento que fue superado gracias a la rápida aparición de los primeros ciclos combinados que dieron la deseada seguridad de abastecimiento. Tan pronto se inicie, pues, la senda alcista en nuestra economía, deberemos encarar de forma disciplinada un nuevo ciclo inversor y debido al estado de las tecnologías, deberá basarse en CCGT, renovables como la eólica o la de concentración termosolar, y nucleares a fisión, si

la opinión pública mejora al respecto, cosa difícil en una post Fukushima.

En el mundo, hay otros factores que podemos poner en consideración, como dos mil millones de personas, un tercio de la población mundial, no tienen acceso a la energía eléctrica y que será muy difícil que países como EEUU, muy energívoros, quieran reducir su consumo renunciando a comodidades que ya forman parte del “*american way of life*”. Estamos ante una situación que puede solucionarse de manera racional y con consenso mundial o, como en muchas otras ocasiones, a golpe de guerras y nuevos comienzos. ¡El tiempo nos lo dirá!

Por todo lo expuesto, podemos concluir que, a corto plazo, sólo podemos estar seguros de disponer de las tecnologías que hoy están al alcance, es decir, las basadas en el gas natural aplicado a las instalaciones de cogeneración y a las centrales que utilizan turbinas del tipo ciclo combinado, en inglés CCGT, y las que utilizan las energías renovables, principalmente la energía eólica. La energía nuclear, que si bien es disponible tecnológicamente, no tiene el apoyo adecuado de la opinión pública, como es el caso en otros países. A medio plazo, el uso racional, el ahorro, el carbón limpio y el secuestro del CO₂ serán las nuevas fuentes que permitan diseñar un futuro más sostenible.

CAPÍTULO III

3. Oportunidades y amenazas para el sector energético en España

3.1. Nuevas centrales productoras

Tanto la Ley 54/1997 del sector eléctrico como la 34/1998 del sector de hidrocarburos, establecen que el diseño de sus respectivos planes de desarrollo de infraestructuras estará a cargo del gobierno del Estado, con la participación de las comunidades autónomas. Esta planificación tiene dos vertientes bien distintas. La que hace referencia a la demanda y su cobertura, que tiene solamente un carácter indicativo, y la que se refiere a las infraestructuras que es vinculante con respecto a las instalaciones que se derivan de ella. La concepción del método de planificación es el resultado del modelo liberalizado que fue implantado en España como consecuencia de la transposición de las directivas europeas en materia de energía, en el cual las actividades reguladas como las redes tienen un tratamiento muy diferenciado de las actividades liberalizadas como generación eléctrica o la importación de gas natural. Esto plantea un problema porque los sectores de gas y electricidad constituyen sendos sistemas y, por lo tanto, es muy difícil definir un elemento como las redes sin hacer una hipótesis plausible con el resto de elementos. El instrumento que el gobierno central ha venido utilizan-

do para hacer público su trabajo en el campo de la planificación ha sido el llamado documento de planificación de los sectores de electricidad y gas, el primero de ellos publicado en 2002. Con la crisis de estos últimos años, se ha detectado un problema de diseño del modelo vigente: dado que la planificación indicativa no es vinculante y el riesgo corre a cargo del inversor y en cambio la planificación de las infraestructuras es vinculante y, se usen o no, su retribución está asegurada, se está produciendo un fenómeno de encarecimiento de las tarifas de acceso ya que, si bien los mercados mayoristas tienen una cierta “contestación” de precios como consecuencia de su diseño competitivo, en cambio los obligados cargos derivados de los costes fijos de la tarifa de acceso deben asignarse a los consumos y la consecuencia de todo ello ha sido el déficit tarifario, que se ha acumulado precisamente al no transferirse todos estos costes fijos al consumo. Por todo ello, en unos años, las necesidades de nueva capacidad tanto en nuevas centrales productoras de generación eléctrica como plantas de regasificación o almacenamientos subterráneos de gas natural, salvo alguna necesidad puntual, verán frenada su carrera inversora. No obstante, deberemos recordar situaciones pasadas como la ocurrida a mediados de los '90 cuando, con un claro exceso de capacidad, se decidió interrumpir la inversión en centrales eléctricas, al cabo de cinco años y como consecuencia del relanzamiento económico a partir del año 2000, España bordeó el desabastecimiento eléctrico y gasista por agotamiento de la capacidad generadora. Ello fue debido al importante tiempo necesario para ma-

durar una inversión como la de una central eléctrica o cualquier otra infraestructura energética que precisa de autorización administrativa, previos informes de impacto ambiental y ocupación del territorio. Aunque parezca mentira, para poder afrontar con éxito el esperado relanzamiento económico en España, deberíamos empezar a diseñar hoy un nuevo ciclo inversor en materia de capacidades energéticas.

3.2. Interconexiones con Francia de gaseoductos y líneas eléctricas

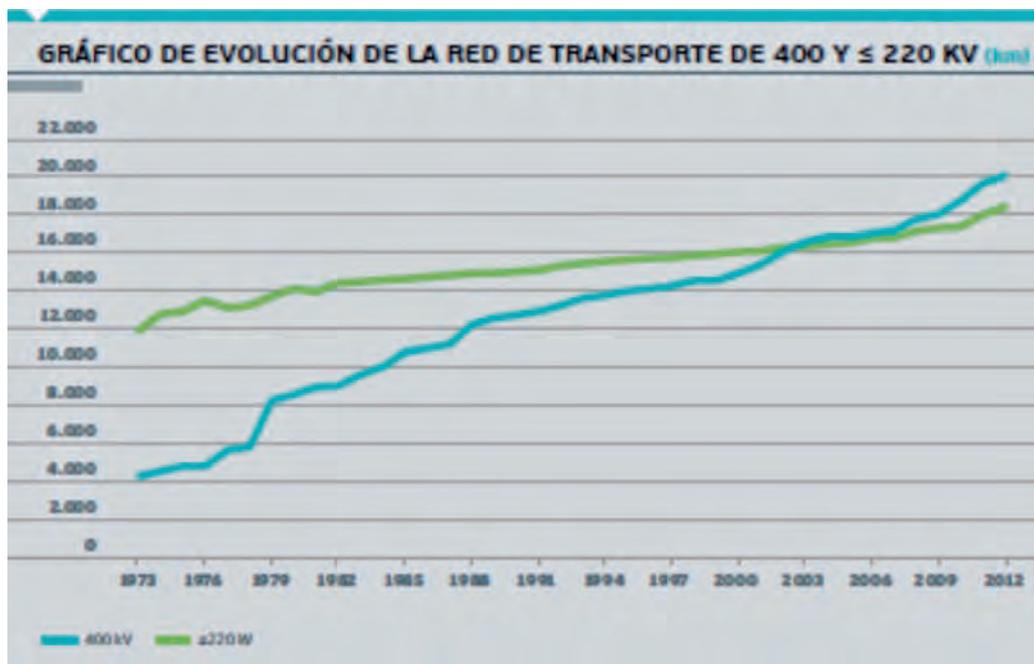
España es una isla energética en lo referente al mercado eléctrico ya que su capacidad de interconexión está limitada a un valor inferior al 5%. En cuanto al gas natural y a los productos derivados del petróleo, dada su casi total dependencia, todo su consumo se cubre con importaciones, con lo que su capacidad de acceso está adecuada a su consumo, con el tancaje adicional



a cargo de CORES, encargada de la cobertura adicional de los 90 días de reservas estratégicas de consumo de los productos derivados de los hidrocarburos líquidos que marca la Agencia Internacional de la Energía. Por todo ello, las infraestructuras energéticas que permiten facilitar la logística en el interior de la península Ibérica son esenciales para asegurar tanto la seguridad del suministro como la competitividad de sus mercados. La red de gaseoductos de alta presión que gestiona ENAGÁS y que cubre la totalidad de la geografía española, permite que la entrada de las importaciones pueda producirse por gaseoducto, o por barcos metaneros, de-

biéndose, en este caso, regasificarse antes de introducirlo al sistema.

En el caso del sistema eléctrico de alta tensión, la empresa encargada de su desarrollo es Red Eléctrica de España, REE, y tiene a su cargo las redes de 400 y 220 kV del sistema peninsular a la vez que las redes de transporte de los sistemas insulares de las Baleares y Canarias. En el caso de la Península Ibérica, el ritmo de crecimiento de dichas redes ha sido espectacular e incluso, en estos periodos de fuerte crisis y contracción de la demanda, el incremento de nuevas infraestructuras eléctricas ha sido notable.



En lo referente a las conexiones internacionales, propiamente dichas, España ha logrado recientemente incluir seis proyectos energéticos entre los prioritarios que recibirán apoyo de la Unión Europea, planes energéticos que forman parte de los llamados “proyectos de interés común” de la Unión Europea que recibirán apoyo y financiación comunitaria para su desarrollo. Efectivamente, la Comisión Europea seleccionó en total 248 proyectos, en su mayoría redes de transmisión de gas y electricidad, que podrán beneficiarse de una parte de los 5.850 millones de euros que facilitará Bruselas a las infraestructuras energéticas transeuropeas entre 2014 y 2020 mediante el Fondo “Conectar Europa”. España figura en el listado, dado a conocer por la Comisión Europea, con cuatro proyectos destinados al desarrollo de infraestructuras eléctricas y otros dos gasísticos. El primero de ellos es la famosa “MAT”, línea eléctrica terrestre de 40 kilómetros y 400 kV que conectará Santa Llogaia, Ramis y Bescanó (Gerona) con la idea de aumentar la capacidad de la interconexión entre Bescanó y Baixas (Francia), que deberá estar construido y operativo en 2014. El segundo proyecto español seleccionado es una interconexión eléctrica de 360 kilómetros y 2000 MW de capacidad entre el País Vasco y Aquitaine (Francia) a través del Golfo de Vizcaya, vía cable submarino, que deberá estar completa y operativa en 2020. La instalación de transformación de la subestación eléctrica de Arkale (País Vasco) es la tercera que aparece en el listado comunitario y estará también destinada a aumentar la capacidad de la conexión con Argia (Francia) y deberá

estar operativa en 2016. También recibirá fondos comunitarios la interconexión eléctrica de 162 kilómetros entre Beariz-Fontefría (Orense) y Vila Fria-Vila do Conde-Recarei (Portugal), que deberá estar completado y operativo en 2016. Los proyectos españoles incluyen además de estos cuatro planes eléctricos, otros dos para el desarrollo de infraestructuras gasísticas. Uno pensado para seguir adelante con el desarrollo del gasoducto de 310 kilómetros y una capacidad prevista de 142 GWh/d, que ya está siendo construido entre Zamora y Celorico da Beira y Braganza (Portugal), que deberá estar completado y operativo en 2018, y otro, el denominado “MIDCAT” para establecer un conducto nuevo de 184 kilómetros entre España y Francia, que reforzará la capacidad de la estación de compresión de gas de Le Perthus, que deberá estar terminado y operativo para 2020. Estos proyectos no sólo recibirán fondos de la Unión Europea sino que se beneficiarán también de procedimientos acelerados de concesión de licencias y de un marco normativo mejorado, algo que Bruselas confía en que fomente la participación de los inversores y agilice el desarrollo de los planes.

En cualquier caso, los estados miembros y el Parlamento Europeo todavía tienen que dar su visto bueno a la lista inicial de proyectos, que la Comisión Europea ha “consensuado” con los Gobiernos, los operadores y las empresas. La Comisión Europea destacó que una vez que concluyan estos proyectos se habrá logrado una mayor integración del mercado energético europeo, así

como la diversificación de las fuentes de energía. Los planes también permitirán poner fin al aislamiento energético que sufren algunos estados miembros y aumentarán la capacidad de la red energética europea para captar energías renovables, lo que en la práctica se traducirá en una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los proyectos fueron seleccionados en función de su contribución de si beneficiaban al menos a dos estados miembros, contribuir a la integración del mercado energético en la Unión Europea y al incremento de la competencia, su contribución a la seguridad de suministro y su contribución a reducir las emisiones de CO₂. Asimismo, los elegidos podrán optar “por un amplio abanico de instrumentos de financiación” a partir del fondo, por ejemplo “un porcentaje” de financiación o “préstamos con intereses bonificados” pero también a través de “una garantía” para que sea el Banco Europeo de Inversiones (BEI) el que asuma parte del riesgo del proyecto. Otra posibilidad es comenzar con bonos de proyectos con el BEI y otros bancos que pueden participar en estos bonos. La idea es que cada proyecto pueda utilizar los instrumentos más adecuados a fin de promover “un factor palanca” para “multiplicar” la “inversión inicial”.

OPINIÓN

3.2.1. Antonio Llardén, presidente de ENAGÁS



Ingeniero Industrial. Ha sido presidente del Consejo Directivo de Sedigas, miembro del Consejo Directivo de Eurogas y del Comité Ejecutivo de la Unión Internacional de la Industria del Gas (IGU). Consejero delegado de

Gas Natural Latinoamericana y Chief Corporate Officer del Grupo Gas Natural. Es presidente de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental; es miembro del High Level Group on the South-West Regional Energy Market de la Comisión Europea.

3.2.1.1. Necesidad de un sistema gasista con fuertes conexiones internacionales con Francia, Portugal, Marruecos y Argelia

El desarrollo de conexiones gasistas internacionales es clave para cumplir los tres grandes objetivos de la política energética europea: seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad. Es importante matizar que la

sostenibilidad debe entenderse no solo desde un punto de vista medioambiental sino también económico. Como es lógico, alcanzar esos tres objetivos europeos es asimismo muy deseable y positivo para España. Desde la óptica de la seguridad de suministro, en España no existen yacimientos de gas natural y es necesario importar del exterior el 100% de nuestra demanda. Sin embargo, aunque dependiente de otros países que sí son productores, España está bien posicionada: nuestro Sistema Gasista, gracias en parte a su ubicación geográfica, con dos vertientes marítimas y su proximidad al continente africano, es uno de los más diversificados de Europa. Dispone de una doble vía de entrada del gas –a través de plantas de regasificación y por gasoducto– y esto le proporciona un alto grado de disponibilidad de capacidad de entrada y le permite recibir gas natural desde cualquier lugar del mundo. Argelia continúa siendo nuestro primer suministrador, algo que tiene su explicación en las dos conexiones directas por gasoducto que tenemos con este país. Además, en 2012 España recibió gas de otras once procedencias. Sin embargo, y aunque España cuenta con un alto grado de diversificación, no podemos obviar o subestimar la importante influencia de la geopolítica en materia energética y los efectos que ésta puede tener sobre el suministro energético español y europeo. Por ejemplo, la situación que atravesaron algunos países del norte de África y de Oriente Próximo a comienzos de 2011 evidenció la necesidad de

reflexionar sobre nuestra seguridad de suministro, sus posibles vulnerabilidades y sus posibilidades de mejora. En aquel momento, una hipotética situación de inestabilidad prolongada en el norte de África podría haber afectado a buena parte de nuestras importaciones de gas natural. Esto debe servirnos para recordar que en cualquier momento pueden surgir problemas de seguridad de suministro y que sus soluciones no se improvisan en el instante en el que suceden. Requieren de actuaciones a largo plazo y deben planificarse con anticipación, sin depender de situaciones de mercado coyunturales. En este sentido, las conexiones internacionales con Europa a través de Francia son clave para blindarnos ante estas posibles contingencias y garantizar nuestra seguridad de suministro de gas natural. No debemos olvidar, por otra parte, que Europa ya ha vivido varios episodios de interrupciones de suministro de gas, especialmente del procedente de Rusia. Actualmente está pendiente lograr una capacidad de interconexión adecuada, que integre definitivamente la Península Ibérica en el mercado europeo, y que a su vez permita a la Unión Europea beneficiarse de nuestra capacidad de recepción y regasificación de GNL, así como de nuestras conexiones por gasoducto con el continente africano. Esto contribuiría significativamente a la seguridad de suministro europea y española.

3.2.1.2. El indispensable rol del gas natural como respaldo de la fuerte presencia de energías renovables

Además de su propio papel en la cesta energética, el gas natural cumple un rol fundamental en el desarrollo de las energías renovables. Estas requieren del apoyo de una instalación paralela de ciclos combinados de gas natural, que tienen la capacidad de entrar en funcionamiento inmediatamente cuando por falta de viento, agua o sol las renovables no producen. Es decir, el gas natural se convierte en su complemento idóneo, ya que aporta la gestionabilidad de la que carecen estas energías. Los ciclos combinados de gas natural son clave en la integración de las energías renovables porque, junto con la generación hidráulica, son las únicas tecnologías gestionables capaces de reaccionar de forma eficiente acoplando o desacoplado la potencia necesaria en pocas horas para dar cabida a la generación eólica en la cobertura de la demanda eléctrica. Esto es posible gracias al papel clave de las plantas de regasificación. La capacidad de generación eólica instalada en nuestro país, primera de Europa y cuarta en el mundo, es posible gracias a la apuesta previa de España por el gas natural y el desarrollo de las infraestructuras gasistas. En España tenemos un Sistema Gasista muy mallado, muy liberalizado y que goza, en general, de muy buena salud pero que, no obstante, tiene aún algunas necesidades en determinados ámbitos, en los

que estamos por debajo de otros países vecinos. La mejora continua de la red de gas contribuye a garantizar la seguridad de suministro del Sistema Energético nacional y a reforzar el papel clave del gas natural como soporte para el desarrollo de las renovables y como back up del conjunto de las energías que conforman la cesta energética de nuestro país.

3.2.1.3. Los futuros retos del transporte de gas natural en España

En este contexto, parece claro que más que de retos del transporte de gas en España debemos hablar de retos europeos. Uno de los grandes retos de Europa en materia de energía es precisamente la necesaria diversificación de sus proveedores de gas natural, especialmente tras las dos “crisis del gas” de 2006 y 2009 que dejaron sin suministro a media Europa en pleno invierno. Este objetivo de diversificación del suministro solo podrá alcanzarse con el desarrollo de interconexiones entre los países miembros y también de nuevos corredores europeos de transporte de gas que conecten Europa con Asia Central. Como dijo hace tiempo el Comisario Günther Oettinger, la evolución de la energía “no se puede parar en las fronteras”. Las grandes empresas energéticas ya nos hemos europeizado y ahora es imprescindible contar con una regulación y unas infraestructuras que permitan una integración europea real en

materia de energía. Para ello precisamos de una hoja de ruta común, clara y bien definida, especialmente en lo referente a la construcción de infraestructuras que trascienden las fronteras nacionales e incluso las comunitarias, que conecten la red europea con países productores. La Comisión Europea lleva tiempo impulsando estos proyectos, que considera una prioridad. Durante los últimos años, los agentes del sector gasista en Francia, Portugal y España han realizado un importante esfuerzo para el desarrollo de nueva capacidad de interconexión en el marco de la South Gas Regional Initiative, promovida por la Comisión Europea. Fruto de estas iniciativas, se han aprobado incrementos de capacidad en las conexiones internacionales de Larrau e Irún. Más recientemente, la Comisión ha seleccionado como “proyectos de interés común” o prioritarios dos infraestructuras gasistas de interconexión, un gasoducto entre Zamora y Portugal y otro, el proyecto Midcat, como prolongación del Eje Mediterráneo que permitiría aumentar de manera decisiva el flujo de gas con Europa a través de los Pirineos. Lo que está claro, en cualquier caso, es que si la política energética de la Unión se está orientando hacia la competitividad, el gas natural está llamado a jugar un papel clave, también en la generación de electricidad. Todo ello con el objetivo de que la energía pueda convertirse en uno de los motores del crecimiento económico de Europa.

3.3. Retornos a los planes de ahorro y eficiencia

La primera ley de ahorro de energía de España se publicó en el BOE en 1980. Previamente se habían producido en el mundo las dos crisis del petróleo de la década de 1970, en 1973 y 1979, ambas con ningún eco en el mercado español, que estaba inmerso en el cambio democrático y con inflaciones de dos dígitos.

Más recientemente la CE se ha centrado en la eficiencia energética, específicamente en el objetivo de reducir el 20% del consumo previsto en el año 2020 y con la idea de hacer un plan específico de acción de la UE con los objetivos relacionados con: a) la eficiencia energética de los edificios; b) en la promoción de inversiones en proyectos de eficiencia energética y la promoción de empresas de servicios energéticos; c) el transporte eficiente; d) la generación distribuida; e) los certificados blancos para las industrias; y, f) eficiencia energética en todos los bienes de consumo. El gobierno y el estado español han diseñado planes de acción donde se especifican las actividades y las subvenciones vinculadas a estos temas, si bien la profunda crisis en la que estamos inmersos las ha dejado en suspenso.

La cuestión de la eficiencia energética, desde el punto de vista del usuario final, es muy compleja en el sentido de que es necesario actuar en muchos frentes diferentes. Los retos de ahorro de energía y eficiencia energética son muy im-

portantes y extensos, y su desempeño implica dos cambios sociales con respecto a los cambios de hábitos y formas de vida como nuevas actividades, empresas y mercados. Todos estos planes pueden percibirse no solo como una oportunidad para mejorar el medio ambiente y evitar el colapso energético, sino también como una manera de encontrar nuevas actividades económicas que desarrollan la comunidad hacia un sistema más sostenible. Por otro lado, podemos tener la sensación de que todos estos planes vienen un poco tarde o que la sociedad no será capaz de seguir. Si los costes de los cambios resultan ser demasiado altos o si los cambios no ocurren a la misma velocidad que la de nuestros competidores, nuestras soluciones y por tanto nuestras tecnologías habrán resultado obsoletas, nuestros costos demasiado altos y nuestro medio ambiente también quedarán gravemente degradados. Debemos actuar de una manera coordinada, administrados y administración.

Reflexiones finales

I. La alta dependencia energética de España aconseja la máxima utilización de todas las fuentes disponibles en su territorio nacional, manteniendo un cuidado equilibrio entre el respeto al entorno natural, patrimonio de generaciones futuras y su coste. En este sentido, la política de explotar al máximo las energías primarias de origen renovable para la producción eléctrica debe valorarse positivamente, por ser contraria a la producción de gases de efecto invernadero, si bien su alto coste ha situado al sector eléctrico al borde de su inviabilidad. Un equilibrado mix de todas las tecnologías maduras para la producción de energía eléctrica y una exploración y posterior explotación de todas las reservas disponibles a costes razonables de nuestras energías primarias, salvaguardando las necesarias garantías medioambientales, nos alejarían de nuestra alta dependencia y nos acercaría, aunque mínimamente, hacia la media europea. En este sentido, la exploración y explotación de las reservas de crudo convencional situadas en el archipiélago canario y las de gas no convencional en la propia península no deberían ser abandonadas por razones puramente de política territorial. La utilización de la opinión pública para perjudicar la explotación de nuestros propios recursos energéticos, no le hace ningún favor a nuestra economía ni ayuda a salir de la profunda crisis en la que estamos situados, por lo que un gran debate sobre

nuestros recursos, seguido de un gran pacto de Estado inclusivo del máximo número de partidos de nuestro arco parlamentario, sería de gran ayuda para superar la delicada situación actual.

2. Si bien la política energética no forma parte de los Tratados que han configurado la Unión Europea actual, es cierto que desde hace varias décadas la Comisión Europea, que en la gobernanza de la UE es quien tiene la capacidad de proponer las Directivas y es el garante de su cumplimiento, ha ampliado el acervo comunitario de la política energética por la vía indirecta de regular los aspectos medioambientales que la configuran. Así, tenemos la batería de Directivas que luchan contra el calentamiento global y a favor del ahorro y de la eficiencia en el uso de la energía. Este camino, hasta ahora, no ha tenido ni marcha atrás ni revisión y, siempre que se ha llevado a cabo una evaluación de resultados, la CE se ha felicitado por el avance en materia de implantación de energías de origen renovable y de mejoras en el uso eficiente de la energía. Subsisten sin embargo aspectos que distorsionan el Mercado Interior de la Energía en Europa y uno de ellos, quizás el más importante, es la falta de armonización de su política impositiva. Por esta razón, al efectuar comparaciones de este aspecto entre los diferentes Estados de la Unión, los precios finales al consumidor aparecen altamente distorsionados y los conceptos por los que se imponen tasas, arbitrios e impuestos a las diferentes actividades relacio-

nadas con la energía dan resultados bien dispares. Sería de gran ayuda a la competitividad de los agentes que actúan en el Mercado Interior de la Energía en Europa que se armonizase la carga impositiva que soportan. Recientes datos de la CE confirman lo dicho, asegurando que existe una gran divergencia entre los Estados Miembros en cada uno de los distintos componentes de los costes de la electricidad, lo que representa un reto para el Mercado Interior de la Energía. Por ejemplo, en 2012 la contribución de los impuestos y gravámenes a los precios de la electricidad para los hogares se situaba en un intervalo de entre el 5% y el 56%.

3. Subsiste, tanto en España como en ciertas áreas del mundo, el debate sobre la bondad o inutilidad de abandonar al mercado ciertas actividades del campo de la energía. Claramente, los países con recursos propios de cualquier parte del mundo, incluido Europa (tal es el caso de Noruega, por ejemplo), no abandonan al mercado sus actividades de producción de crudo o de gas natural y son sus empresas NOC (National Oil Companies) quienes gestionan los ingentes ingresos derivados de las ventas de sus extracciones de crudo y gas natural a su macroeconomía. Cuestión muy diferente es la relativa a los países consumidores que deben abastecerse de fuentes ajenas y dependen en gran medida de unos mercados cada vez más globales. Es a estos últimos a los que les conviene realmente que sean los mercados los que asignen pre-

cios a sus transacciones, respetando eso sí, los principios de transparencia, reciprocidad y no abuso de posición de dominio. Es por ello que, frente a las voces que claman por un regreso a la regulación administrativa y estatal de todas las actividades ligadas al sector energético, se deberá declarar la bondad de mantener y reforzar las reformas tendentes a potenciar los mecanismos de mercado en aquellas actividades que sea posible. La razón básica que permite sostener esta tesis es que está más que demostrado que la injerencia política sobre las actividades reguladas del sector energético son el elemento más perturbador de su eficiencia, y un ejemplo de ello es el déficit tarifario del sector eléctrico español.

4. En línea con lo reflexionado en los puntos anteriores, resulta interesante tomar en consideración la reciente COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES titulada “Un marco estratégico en materia de clima y energía para el período 2020-2030”. La Comisión invita al Consejo y al Parlamento Europeo a que, antes de que finalice 2014, convengan que la Unión Europea debe comprometerse a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% (respecto a niveles de 1990), a más tardar a principios de 2015, en el marco de las negociaciones que concluirán en París en diciembre de 2015. La Unión también debe estar dispuesta a contribuir positivamente a la

cumbre organizada por el Secretario General de las Naciones Unidas en septiembre de 2014. La Comisión invita también al Consejo y al Parlamento Europeo a que refrenden un objetivo a nivel de la UE de, como mínimo, el 27% como cuota de la energía procedente de fuentes renovables que se ha de consumir en la UE antes de 2030 y que debe alcanzarse mediante compromisos claros de los propios Estados miembros, con el apoyo de mecanismos e indicadores de aplicación reforzados a escala de la UE. La Comisión invita también al Consejo y al Parlamento Europeo a que refrenden el planteamiento de la Comisión sobre las políticas futuras en materia de clima y energía, y su propuesta de establecer un sistema de gobernanza eficaz para la consecución de los objetivos climáticos y energéticos. En este contexto, en el período 2020-2030, la CE aconseja que deben reducirse progresivamente hasta su desaparición las subvenciones para las tecnologías de la energía maduras, incluidas las destinadas a las energías renovables.

5. Centrándonos en España, se hace indispensable, en esta reflexión final, ver las consecuencias de las nuevas leyes sectoriales energéticas que han colocado en una situación complicada a los agentes actuantes del sector eléctrico español. Efectivamente, desde hace unos meses, la acción del actual gobierno español se ha centrado en proponer medidas para evitar el engrosamiento del déficit tarifario eléctrico. Muchas de estas normas deberán pasar y, de hecho ya han superado algunas de ellas, los

trámites parlamentarios indispensables para su plena vigencia. El resultado final de todo ello es, sobre todo, el de una serie de recortes a las retribuciones de las actividades reguladas, y también a las primas a las energías de origen renovable consideradas amortizadas; la retribución a las redes de distribución y transporte eléctrico; y la implantación de un régimen impositivo a la gestión de residuos nucleares y, en general, a toda generación eléctrica, incluido el autoconsumo. Toda acción de gobierno implica tomar decisiones complicadas y valientes, especialmente en un sector sensible como el energético y en un momento económico como el actual. Por ello, es necesario implicar a los operadores del sector, con el fin de tener en cuenta los factores de inversión a largo plazo de un sector tan infraestructural como este.

6. Visto el panorama que presenta el sector eléctrico español, con uno de los precios más caros de entre los 28 Estados Miembros de la Unión y 13.000 millones en subvenciones, los consumidores se preguntan cómo evolucionarán en un futuro dichos precios y cómo se posicionarán nuestros exportadores de bienes y servicios, verdaderos receptores de los onerosos resultados de la política energética, ante sus competidores en el área internacional. Los precios de nuestro sistema eléctrico español son de los más caros debido a su propia estructura y, por ello, resulta muy difícil, por no decir imposible, que puedan llegar a situarse a niveles competitivos. A los consumidores

solo les queda atender a las recomendaciones de la Directiva Europa sobre la eficiencia energética y tratar de incrementar la eficiencia en su uso: 1) ahorro de energía para los consumidores: un acceso sencillo y gratuito a la información en tiempo real y al consumo de energía en el pasado, mediante contadores individuales más precisos, permitirá a los consumidores gestionar mejor su consumo de energía; la facturación debe basarse en el consumo real y reflejar correctamente los datos del contador; 2) a la industria: incentivos para que las PYME procedan a auditorías energéticas y difusión de mejores prácticas, al tiempo que las grandes empresas tendrían que realizar auditorías de su consumo de energía, para ayudarles a determinar sus posibilidades de reducir su consumo energético.

7. La mayor parte de los consumidores domésticos de electricidad (aquellos con potencia contratada menor de 10 kW, casi 26 millones de clientes) tienen derecho al PVPC, un precio regulado al que los denominados Comercializadores de Último Recurso (CUR) están obligados a proporcionarles el suministro eléctrico. De este colectivo, casi 16,7 millones de clientes son suministrados de acuerdo con esta tarifa. Como para cualquier otro suministro, el precio final que pagan estos consumidores se compone de tres elementos: 1) los peajes o tarifas de acceso, que se pagan por tener derecho a utilizar la red y cubren además los denominados costes regulados (básicamente transporte, distribución, subsidios a

las energías renovables y los sobrecostes incurridos por el suministro a las islas Canarias y Baleares, y Ceuta y Melilla); 2) el coste de la energía; 3) el impuesto a la electricidad y el IVA. La mayoría de los ofertantes en la subasta CESUR, para determinar el coste de la energía, han sido siempre intermediarios financieros que venden estas coberturas. Estos intermediarios, cuando empieza el trimestre, deben ir liquidando hora a hora a los CUR la diferencia entre el precio al que han vendido la cobertura y el precio horario del mercado. Si atinan exactamente en el precio de mercado, el saldo al final del trimestre resulta ser nulo. Si el precio al que han vendido en la subasta resulta ser más alto, tendrán un beneficio. Y si lo que ocurre es lo contrario y resulta ser más bajo, tendrán una pérdida. El jueves 19 de diciembre de 2013 se realizó la XXVª subasta CESUR, que dio como resultado un precio de 61,83 €/MWh para el producto base y 67,90 €/MWh para el producto punta. Con estos precios, se estimó un incremento medio de los PVPC, antigua TUR, a partir de 1 de enero del 11,0% respecto a la anterior, considerando la congelación de los peajes de acceso. El gobierno consideró impropia esta subida tarifaria y optó por la anulación de la subasta. Más recientemente, el gobierno acaba de lanzar una propuesta regulatoria en la que las subas-

tas CESUR dejarán de utilizarse y en su lugar el coste de la energía de los PVPC deberá basarse en los propios precios horarios del mercado eléctrico mayorista, contemplándose también que las CUR deberán ofertar precios anuales a tarifa plana. Deberá analizarse a posteriori la eficiencia de ambos sistemas tarifarios antes de pretender hacer una valoración de ambos.

8. Dadas todas estas situaciones previas expuestas como muestra de una situación límite y de agotamiento del modelo, se aprecia la necesidad de una política de Estado consensuada a nivel del arco parlamentario español.
9. Precisamente porque existe exceso de capacidad en la mayoría de nuestro parque energético, no deberíamos interrumpir las necesarias inversiones en ampliar la capacidad de las interconexiones energéticas con Europa, sobre todo las interconexiones a 400 kV y los gasoductos como el MIDCAT, para dejar de ser una isla energética
10. Finalmente y no por ello menos importante, se debe reflexionar sobre el nuevo modelo de regulador energético, que tendría que preservar su independencia y potenciar la formación sectorial profunda de sus miembros.

© de los textos

Edición: Fundación Cede

Diseño gráfico y maquetación: Vanguard Gràfic, SA

Impresión: Vanguard Gràfic, SA

Todos los derechos reservados.

Ninguna parte de esta publicación podrá ser reproducida por ningún medio sin previa autorización escrita del editor.

La responsabilidad de los textos de esta publicación corresponde exclusivamente a sus autores.





Patrocinado por:

