



Propuestas para una estrategia energética nacional

Edición 2013

Director
Miguel Marín

Coordinador
Pedro Mielgo

PROPUESTAS PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA NACIONAL

Edición 2013

Director

Miguel Marín

Coordinador

Pedro Mielgo

Con la colaboración especial de:

César Dopazo

José Antonio Guillén

Juan Luis López Cardenete

Conrado Navarro

© FAES Fundación para el Análisis y los Estudios Sociales, 2013

Director
Miguel Marín

Coordinador
Pedro Mielgo

Con la colaboración especial de:
César Dopazo, José Antonio Guillén, Juan Luis López Cardenete
y Conrado Navarro.

ISBN: 978-84-92561-21-6
Depósito Legal: M-17399-2013
Impreso en España / Printed in Spain
Imprime: Lavel, S.A.



Actividad subvencionada por el Ministerio de Educación, Cultura y Deporte

ÍNDICE

Presentación	7
Resumen ejecutivo	11
1. Introducción	27
2. El marco de referencia	35
3. Los problemas de la política energética en España	67
4. Análisis y diagnóstico de la situación actual	81
5. Recomendaciones para una estrategia energética nacional	221
Anexos	237
Siglas	253
Bibliografía	255

PRESENTACIÓN

En los dos años transcurridos desde la publicación de *Propuestas para una estrategia energética nacional* se han producido cambios significativos en el panorama energético, tanto nacional como internacional.

En el plano geoestratégico, los cambios políticos en el norte de África y la situación de inestabilidad en Oriente Medio abren interrogantes sobre la seguridad de los abastecimientos de petróleo. Por otra parte, la consolidación del gas de pizarra (*shale gas*) como una fuente abundante, fiable y barata de energía primaria ha transformado el mercado interior norteamericano y está llamada a tener un impacto nada despreciable a escala mundial, si se confirman las expectativas en otros países.

En el plano tecnológico, la rápida maduración de algunas tecnologías de generación a partir de fuentes renovables, en concreto la eólica y la fotovoltaica, ha tenido como resultado una fuerte reducción de los costes de inversión y de generación, acercándolas a niveles competitivos, lo que abre un capítulo cualitativamente diferente de su desarrollo, sobre todo en países que aún no lo habían iniciado.

El terremoto de Japón y sus consecuencias en la central nuclear de Fukushima han provocado reacciones políticas y sociales que no pueden ignorarse. En un primer momento, Japón decidió una moratoria temporal sobre buena parte de su parque nuclear, aunque no definitiva, y está por ver si verdaderamente puede prescindir de él. Las decisiones de otros países, como Alemania y Suiza, de abandonar la energía nuclear progresivamente, tuvieron motivaciones más políticas que técnicas y económicas, y han abierto un debate interno importante que no ha terminado.

En el orden regulatorio, la reciente *Energy Market Reform* en el Reino Unido está aún pendiente de demostrar su eficacia pero, en cualquier caso, representa un caso de estudio para futuras decisiones en otros países de la Unión Europea y más allá. El *Roadmap 2050* y la nueva Directiva de Eficiencia Energética de la Comisión Europea son otros hitos regulatorios.

En España también se han producido cambios en el escenario energético: el incremento del déficit eléctrico hasta niveles asfixiantes, los intentos de solución mediante cambios legislativos e impositivos, el consiguiente aumento del precio final de la electricidad, la incorporación de las Terceras Directivas de electricidad y de gas al ordenamiento jurídico español, la reducción de la demanda de energía como consecuencia de la crisis económica, los anuncios de una reforma regulatoria eléctrica y de un nuevo modelo de organismos reguladores, por citar sólo los más relevantes.

En resumen, el dinamismo de los sectores energéticos se manifiesta en múltiples direcciones y hace necesario tener en cuenta estos cambios, y otros que asoman en el horizonte, en el diseño de las estrategias nacionales y supranacionales. Las estrategias y las políticas no son ni pueden ser estáticas, sino que deben evolucionar de forma acorde con los cambios en los escenarios y en los factores que las determinan.

Esta es, en pocas palabras, la motivación de esta nueva publicación, que actualiza la primera. Entendiendo que las propuestas de aquella son esencialmente válidas, era necesario poner al día los análisis y diagnósticos sectoriales y adecuar algunas orientaciones de las que allí se proponían. Se trata, como entonces, de proponer ideas para un debate necesario y cada vez más urgente sobre una materia vital para España.

RESUMEN EJECUTIVO

La energía es un bien escaso. La era de la energía abundante y barata toca a su fin y se percibe hoy el riesgo de una posible escasez relativa a medio plazo. La energía –y, en particular, los combustibles fósiles– es un activo estratégico para los países consumidores y para los productores; así como para los poseedores y compradores de tecnologías energéticas. Es, asimismo, una fuente potencial de riesgos y de conflictos por la distribución geográfica de los recursos de energía primaria. Por último, la energía forma parte del debate actual acerca del clima y del impacto sobre el mismo de las emisiones de gases derivadas de la utilización de combustibles fósiles.

Estos tres factores enmarcan sustancialmente la cuestión energética hoy en día. A ellos subyacen cuestiones esenciales de naturaleza económica, estratégica, militar, diplomática y política, y de ellos se derivan consecuencias en todos esos campos.

En España no ha faltado la planificación energética indicativa (los Planes Energéticos, los Planes de Energías Renovables). Sin embargo, el debate energético ha brillado por su au-

sencia durante décadas. Lo poco que se ha debatido ha estado condicionado por posiciones ideológicas más que por la racionalidad y por el análisis de los hechos y de las opciones realmente disponibles. Como consecuencia de ello, no ha existido una verdadera estrategia energética nacional, vinculada a un proyecto amplio de nación que tenga en cuenta nuestra posición geoestratégica, nuestras potencialidades y las restricciones a las que nos enfrentamos.

España sigue siendo el país más dependiente energéticamente de las grandes economías de la Unión Europea y el que tiene una política energética más errática e incoherente.

La grave crisis que atraviesa la economía española ha desencadenado una creciente demanda de realismo político y de propuestas sólidas y viables, también en el campo de la energía. Se abre paso la conciencia de que los males actuales son consecuencia de una larga sucesión de errores en la definición de políticas y en la regulación de los sectores energéticos. Por ello es necesario abordar reformas de forma rigurosa y libre de prejuicios.

A pesar de que los gobiernos de 2004-2011 eludieron el debate energético abierto, se ha producido en los últimos años un cierto debate espontáneo aunque limitado, más centrado en el sector eléctrico, por los numerosos problemas urgentes que reclaman solución: déficit de tarifa, cierre de centrales nucleares, coste de las energías renovables, entre otros. Sin embargo, estos problemas urgentes son el reflejo de la ausencia de una estrategia energética nacional cuyas raíces vienen de muy atrás.

Las prioridades estratégicas

La preocupación por la seguridad energética es general y se articula en la actualidad alrededor de tres ejes principales:

- Seguridad de abastecimiento energético.
- Competitividad y crecimiento económico.
- Y protección del medio ambiente.

Las prioridades, sin embargo, no son las mismas en todos los países. Los Estados Unidos ponen el énfasis en la seguridad de abastecimiento energético. Buena muestra de ello es el éxito alcanzado en el desarrollo de la producción propia de gas natural a partir de esquistos, arcillas y pizarras, con lo que ese país es de nuevo autosuficiente en gas.

La Unión Europea ha emprendido un camino distinto, en el que se entrelazan las políticas energéticas y las ambientales, con una ausencia de enfoque común tanto en las políticas básicas como en la negociación con los países productores.

En Asia, la prioridad es claramente la competitividad y el crecimiento económico. Es evidente que los gobiernos de países como China, la India y otros del sur y este de aquel continente, no van a sacrificar sus posibilidades de crecimiento por la protección de un medio ambiente que, para la mayor parte de sus poblaciones, es mucho menos importante que poder salir de la pobreza y asegurar un futuro de prosperidad a sus familias.

El énfasis europeo en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, por otra parte, parece responder a un objetivo no declarado de poner a Europa a la cabeza de ese esfuerzo colosal que, en el mejor de los escenarios, sólo conseguiría reducir de forma marginal –y a un coste económico y social muy elevado– las emisiones globales. Si no se cuenta con la participación de las grandes economías y de los países en desarrollo fuertemente emisores, que ponen el acento en su propio desarrollo económico, el esfuerzo de Europa en solitario es inútil.

Para dar una idea de ello, basta decir que en los últimos veinte años (1989-2009) los países de la UE-27 han reducido su consumo de energía primaria en un 5% (equivalente a 88 Mtep¹). En el mismo periodo, las diez economías emergentes del sur y sudeste asiático aumentaron su consumo energético en un 200% (equivalente a 2.090 Mtep, es decir, 24 veces más que la reducción conseguida en Europa).

Una posible explicación complementaria de las políticas de descarbonización sería el temor no confesado a una pérdida de seguridad de abastecimiento de combustibles fósiles, que se podría manifestar en nuevos episodios de escasez o de precios altos y a una decisión, tampoco confesada, de ir hacia una economía *descarbonizada*, como estrategia básica de reducción de la dependencia energética.

No se entra aquí en el debate sobre los fundamentos científicos de las hipótesis sobre el cambio climático, su carácter

¹ Mtep: millones de toneladas equivalentes de petróleo. Las siglas utilizadas en el informe están al final (p. 253).

antropogénico o la cuantificación de sus eventuales efectos a largo plazo.

Las cuestiones clave hoy en día

El análisis de las principales cuestiones energéticas a escala mundial debe tener en cuenta los siguientes puntos clave:

- Las perspectivas de crecimiento de la demanda de energía primaria apuntan a un incremento del 45% entre 2006 y 2030, que se concentra en los países en desarrollo. China y la India suponen la mitad de dicho incremento.
- Los combustibles fósiles representarán en 2030 el 80% de la energía primaria.
- Estos datos sugieren, a medio o incluso a corto plazo, una escasez relativa de la oferta de petróleo que se traduciría en un repunte de los precios.
- La escasez relativa previsible se verá agravada por las presiones ambientalistas para prohibir las actividades de exploración y producción de petróleo en determinadas zonas y por cualquier episodio de inestabilidad política en los países productores.
- Los costes de exploración y producción seguirán aumentando, al estar localizados los nuevos yacimientos en aguas cada vez más profundas o en regiones con costes de extracción superiores.

- La producción de petróleo crecerá en esta década en los países no-OPEP, los Estados Unidos aumentarán notablemente su cuota, pudiendo llegar a superar a Arabia Saudita como primer productor, pero la OPEP seguirá siendo la clave del suministro después de 2020.
- Sea por razones ambientales o por la previsible –y ya mencionada– presión sobre los precios del petróleo, se plantea la necesidad de poner en práctica estrategias de sustitución del crudo como fuente de energía primaria, así como estrategias de ahorro y eficiencia energética.
- Cualquier estrategia en este sentido debe tener en cuenta fundamentalmente el sector del transporte, que representa alrededor de la mitad del consumo mundial de petróleo y se va a mantener en ese nivel.
- Entre estas estrategias de sustitución se enmarca el “retorno nuclear”, con las dificultades que pueda representar la reacción de algunos países al accidente de Fukushima.
- El carbón –que sufre un creciente rechazo por razones ambientales, en las opiniones públicas de los países ricos– va a seguir teniendo un peso importante en el mix de potencia eléctrica de muchos países. En los países más desarrollados, su futuro está condicionado en parte por el éxito en el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.
- La demanda de energía eléctrica aumentará en un 60% hasta 2035. El sector necesitará invertir el equivalente a

14 billones de euros en ese plazo, lo que da idea de los retos a que habrá que hacer frente.

La economía española y la energía

En España, la demanda de energía primaria prácticamente se duplicó en los veinte años que van de 1987 a 2007, lo que representa un crecimiento muy superior a la media mundial, justificado en buena parte por el fuerte crecimiento económico de los años 1996-2007. Sin embargo, el impacto de la crisis económica ha dado lugar a un fuerte descenso del consumo de energía primaria. Desde 2007 a 2011, como consecuencia de la crisis económica, la demanda de energía primaria ha descendido un 10%.

España sigue siendo altamente dependiente del exterior en cuanto al abastecimiento de energía primaria, muy por encima de la media europea. Incluso con la aportación de las energías renovables de los últimos años, el grado de autoabastecimiento español es de apenas un 24% a finales de 2011, cifra que contrasta con el 54% de la media de la UE-27. Entre las cinco grandes economías de la UE, España sólo es superada por Italia en grado de dependencia del exterior. Esta elevada dependencia se ve mitigada en parte por la diversificación de las fuentes de suministro.

Conviene señalar también que, aunque España está lejos del cumplimiento de los objetivos de Kyoto, sus emisiones por habitante están por debajo de la media europea.

En lo que se refiere a la electricidad, en la década de 1996 a 2006 se produjo un fuerte crecimiento de la demanda, parejo al fuerte crecimiento económico de esos años, y un importante cambio en la composición del mix de potencia, como consecuencia de dos fuertes ciclos inversores simultáneos: uno en ciclos combinados de gas y otro en energías renovables, sobre todo eólica, que suman 50.000 MW. Por otro lado, existe un problema grave de distorsiones en los precios y en el funcionamiento de los mercados derivado de un sobrecoste en la electricidad no asumido ni por los consumidores ni por los contribuyentes, y que se ha embalsado en el denominado déficit de tarifa. Este sobrecoste tiene su origen fundamental en el crecimiento descontrolado del volumen de primas a las energías renovables.

Regulación

En el terreno regulatorio, el proceso de liberalización iniciado con las leyes del Sector Eléctrico (1997) y de Hidrocarburos (1998), ha avanzado a paso desigual. Mientras que en el caso de los hidrocarburos puede decirse que la liberalización –desde el punto de vista legislativo– está completada salvo ajustes naturales, no se puede afirmar otro tanto de la electricidad. Ha habido una abundante producción legislativa y regulatoria, consecuencia de tres causas principales: la incorporación al ordenamiento jurídico español de diversas Directivas europeas, los intentos de abordar problemas urgentes con sucesivas medidas incompletas e insuficientes, sobre todo en lo relativo a la electricidad, y los cambios de orientación política sobre todo en el periodo 2005-2011. Sin embargo, la calidad de la regulación no ha sido la exigible. Después de quince años, se hace nece-

saría una revisión regulatoria que despeje la maraña de normas vigentes, simplificándola, mejorando su coherencia y dándole estabilidad a medio y largo plazo. El RD-Ley 9/2013 de 12 de julio y el conjunto de propuestas de otras disposiciones marcan el inicio de una reforma que en su desarrollo debería orientarse fundamentalmente a garantizar la estabilidad y la perdurabilidad de la regulación.

Cuestiones económicas y técnicas

- **Dependencia energética.** España es un país económicamente dependiente en términos de energías primarias y de tecnologías de transformación a energías finales. El grado de autoabastecimiento de combustibles fósiles es de los más bajos de la Unión Europea.
- **Mix energético rápidamente cambiante.** La apuesta por el gas y las energías renovables ha modificado rápidamente el mix de generación eléctrica. La entrada de fuentes de energía intermitentes, como las renovables, ha incrementado la vulnerabilidad del sistema eléctrico, y ha complicado y encarecido su gestión operativa. Asimismo, los mayores costes medios de las fuentes de energía renovables actualmente en operación están generando graves problemas económicos que es necesario atajar.
- **Carbón nacional caro y de baja calidad.** Las reservas de carbón nacional son modestas y de calidad pobre. La obligación de utilizarlo para generación eléctrica distorsiona el mercado y la libertad de empresa. En todo caso, un 70% del carbón

usado para la generación eléctrica es importado. El uso del carbón, con las actuales tecnologías, supone un incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con las centrales de gas de ciclo combinado.

- **Baja capacidad de las interconexiones energéticas con Europa.** La reducida capacidad de las interconexiones con Europa, sobre todo de electricidad y de gas, constituye una especificidad del sistema energético español y una limitación para su eficiencia. Por ello, hacen falta políticas nacionales, y actuaciones en el ámbito europeo, que remuevan los obstáculos para el aumento de las interconexiones.
- **Ineficiencia de la inversión energética.** Las inversiones del sector privado entre 2001-2011 en ciclos combinados de gas (27.144 MW), en respuesta a los incentivos del mercado, han coincidido con fuertes inversiones en energía eólica (23.147 MW) y fotovoltaica (4.200 MW) al amparo de incentivos públicos a través de las primas. En total, se han invertido en apenas diez años más de 70.000 millones de euros respondiendo a estímulos diversos desconectados entre sí, sin que se hayan analizado las posibles alternativas. De esta forma, la inversión es ineficiente, como muestran las sucesivas situaciones de exceso y de escasez de capacidad de generación que se han ido produciendo. A futuro, hay que tener en cuenta que el parque de generación térmica, fundamentalmente de carbón, se aproxima al periodo de cierre. Para su sustitución y para cubrir el incremento de la demanda harán falta cuantiosas inversiones de cuya eficiencia dependerá en gran medida la competitividad de la economía española.

- **Mercados intervenidos y precios distorsionados.** La preferencia de despacho² de las renovables y la obligación de quemar carbón nacional distorsionan profundamente el mercado mayorista. Los precios minoristas se ven distorsionados por el peso de los costes de acceso³, por la existencia del llamado bono social y por el impacto del aplazamiento en el pago del coste de la energía, embalsado en el llamado déficit de tarifa. Estas distorsiones de los precios envían señales erróneas a los agentes, afectando al atractivo de los negocios eléctricos y a las decisiones individuales de los consumidores.

Cuestiones estratégicas y políticas

- **Una política energética carente de visión global y una regulación errática y cambiante.** La regulación energética carece del sustrato de una estrategia energética nacional. La actuación política ha adolecido de planteamientos estratégicos y responde fundamentalmente a una visión intervencionista del sector, centrada en el control de precios y de los márgenes

² Preferencia de despacho es el término técnico que significa la colocación en el mercado de la energía de origen renovable por delante de las otras tecnologías con independencia de los precios. La energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables tiene preferencia de despacho al margen de cuál sea el resultado de la casación del mercado mayorista, que se realiza por orden de mérito económico y que sólo es alterada por REE, en su calidad de Operador del Sistema, por razones de seguridad. De esta forma, las tecnologías que no suministran energía de base se ven “expulsadas” del mercado por las renovables en la cuantía producida por estas, sin que medie mecanismo de precios o competencia.

³ Los costes de acceso incluyen las primas al Régimen Especial, las ayudas públicas a la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución, el pago por la moratoria nuclear y otros costes regulados.

empresariales, ignorando la necesidad de adoptar un enfoque de largo plazo y de sostenibilidad económica y estratégica.

- **Posición geográfica sin explotar.** La posición geográfica de España debería constituir un elemento básico de cualquier planteamiento estratégico y político tanto para explotar sus ventajas como vía de acceso a Europa del gas del norte de África, como para tratar de paliar sus inconvenientes derivados de la falta de capacidad de las interconexiones con el resto de Europa.
- **Carencia de una visión nacional.** El ejercicio particularista y sin visión de conjunto de las competencias atribuidas a las comunidades autónomas en materia energética, junto con la preeminencia del prejuicio ideológico frente a las consideraciones técnico-económicas, hacen que la política energética española carezca de la necesaria visión nacional.
- **Desorden en el proceso de apoyo a las energías renovables.** La regulación del Régimen Especial y, en particular, la implantación descontrolada de determinadas tecnologías de energías renovables, ha sido un ejemplo de desorden administrativo e institucional. El Estado ha sido incapaz de coordinar la actuación de las comunidades autónomas para hacerla compatible con los objetivos nacionales anunciados. La consecuencia ha sido un exceso de potencia instalada, con el consiguiente sobrecoste; la desconfianza de los inversores extranjeros, y un impacto en los precios de la electricidad que supondrá una pérdida de competitividad de nuestras empresas durante décadas.

- **Mala calidad legislativa e inseguridad jurídica creciente.** El desarrollo regulatorio en el sector energético ha sido irregular, reactivo en muchas ocasiones. Además, la producción legislativa ha mostrado una muy baja calidad, al quedar demasiado abierta a la interpretación de las Administraciones. Todo ello no hace más que acentuar la inseguridad jurídica.
- **Proceso de liberalización sin completar.** Los procesos de liberalización requieren una atención constante, a través del desarrollo regulatorio, los ajustes en el funcionamiento de los mercados y el buen funcionamiento de las instituciones. Sólo así se conseguirá que tengan el efecto social beneficioso que se persigue. Este proceso de ajuste constante ha sido deficiente en España.
- **Replanteamiento de los compromisos internacionales.** El cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de limitación de emisiones de gases de efecto invernadero no debe ser incompatible con una revisión de sus fundamentos de cara al reparto internacional del esfuerzo en función de criterios razonables y en línea con lo que otros países han anunciado o están haciendo ya.
- **Insuficiente independencia y necesidad de reforma de los organismos reguladores.** La falta de independencia de los reguladores conduce a la pérdida de seguridad jurídica y a la erosión de su prestigio y credibilidad. El estatuto de estas instituciones debe asegurar que se selecciona a los mejores para ejercer las responsabilidades que tienen encomendadas para que lleven a cabo sus funciones con plenas

garantías para la sociedad y para las empresas sujetas a su actuación.

- **Falta de información en la sociedad.** De forma recurrente, los análisis de opinión presentan a los españoles como los europeos menos informados y menos interesados en cuestiones energéticas. Sólo el fomento de una información abierta, clara y completa podrá hacer que los españoles entiendan las grandes cuestiones energéticas y acepten las soluciones más adecuadas a los mismos.

Recomendaciones y propuesta de modelo energético

Un nuevo modelo energético

La estrategia energética nacional debe partir de unos objetivos claros y estables, y de unos principios coherentes con estos objetivos:

Objetivos

- **Seguridad de abastecimiento energético.** La seguridad de abastecimiento energético, y la seguridad y continuidad del suministro en todas las situaciones, constituyen un objetivo irrenunciable y prioritario para el buen funcionamiento de la economía y para permitir la prosperidad de la sociedad española.
- **Protección del medio ambiente.** Cualquier política económica o sectorial debe considerar un tratamiento adecuado

y respetuoso del medio ambiente. Esta exigencia es especialmente relevante en el caso de la política energética.

- **Competitividad y crecimiento económico.** La energía es un insumo básico para el tejido productivo y para los hogares. De su calidad y de su precio dependen en gran medida la competitividad de la economía española y el bienestar de los ciudadanos. Asimismo, el sector energético, por su elevada intensidad en capital y en tecnología, tiene un impacto sobre el desarrollo de los sectores industriales y de servicios relacionados con la energía.

Principios

- **Una estrategia energética definida con claridad** y que responda a los objetivos nacionales.
- **Una política energética con una dimensión internacional clara.** Las políticas energética y exterior deberán diseñarse de forma coherente la una con la otra.
- **Una política energética de mercado.** El Estado debe limitarse a crear un marco de seguridad jurídica y a la adecuada y eficaz supervisión del funcionamiento de los mercados.
- **Seguridad jurídica** como condición y marco en el que se pueda desarrollar eficientemente la libre actuación de los agentes económicos. Buscar la máxima calidad de la producción legislativa y regulatoria.

- **Unos organismos reguladores que ejerzan con excelencia su función supervisora**, creíbles, independientes y con las capacidades necesarias para llevar a cabo sus funciones y desarrollarlas con la máxima eficacia e independencia.
- **Promoción de la competencia** como vía para estimular un funcionamiento más ágil de los agentes económicos y la creación de valor para la sociedad, por la vía de la asignación eficiente de los recursos.
- **Un sistema energético sostenible a largo plazo y con mayor seguridad de suministro**, que cuente con todas las energías primarias y con todas las tecnologías disponibles para maximizar las fortalezas de cada una y minimizar sus desventajas.
- **Una política energética orientada a apoyar la industria nacional**, como base de su competitividad, y por su efecto tractor derivado de las inversiones en infraestructuras energéticas de todo tipo.

Propuestas

Este informe recoge cuarenta propuestas que abarcan desde la eficacia y competitividad, la seguridad jurídica, la eficiencia administrativa, la excelencia supervisora, la independencia e innovación y la visión estratégica. Las propuestas concretas se recogen en el capítulo 5, Recomendaciones para una estrategia energética nacional.

1

INTRODUCCIÓN

La energía es un bien escaso. Durante décadas, las políticas energéticas y los hábitos de consumo de la mayor parte del mundo respondieron a la percepción, espontánea o fomentada, de que la energía era fácilmente accesible, barata e ilimitada. El impacto de las crisis del petróleo de la década de 1970 derribó la idea del acceso fácil a la energía. Los sucesivos *shocks* del petróleo dieron lugar a una reacción política ante un nuevo escenario de posible escasez o, más bien, de una oferta fuertemente cartelizada. Pero en los últimos años, la preocupación por los problemas de la energía se ha agudizado en todo el mundo.

Empieza a imponerse la percepción de que:

- Se ha terminado la energía barata.

- El abastecimiento energético, por la distribución geográfica de las fuentes de energía, está sometido a tensiones geopolíticas que, lejos de disminuir, se acentúan.
- Las previsiones de fuerte crecimiento de la demanda de petróleo en las próximas décadas y los cambios políticos en buen número de países productores, hacen prever escenarios de menor seguridad de abastecimiento y de presión al alza sobre los precios.
- El gas es abundante hoy, pero su futuro está condicionado fundamentalmente por el desarrollo del *shale gas*⁴ y este por la seguridad ambiental de los procesos de producción.
- El carbón, aún siendo abundante, se enfrenta a fuertes limitaciones en el mundo desarrollado (con las tecnologías disponibles comercialmente en la actualidad) por las políticas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; sin embargo, su peso en la generación de electricidad seguirá siendo muy importante en las próximas décadas.

Por la distribución geográfica de los recursos de energía primaria, la energía es también un activo estratégico. Para los países consumidores ese carácter estratégico deriva de que la energía es un soporte indispensable de la economía mo-

⁴ A lo largo del texto se utilizará la expresión *shale gas* para designar de forma sintética al gas extraído de pizarras, arcillas o esquistos, para diferenciarlo del gas convencional. Igualmente se utilizará el término *tight oil* para designar el combustible líquido obtenido de forma similar. Ver documentación complementaria en los anexos (pág 237).

terna y del nivel de bienestar de que disfruta el mundo. Pero incluso más lo es para los países productores. Las políticas de algunos países se apoyan, de forma decisiva, en la energía y en la propiedad de los recursos energéticos. Las tensiones geoestratégicas que sacuden el mundo con epicentro en Oriente Medio y Asia Central tendrían otro carácter si esas regiones no estuviesen asentadas sobre mares de petróleo y de gas, con todas sus consecuencias. Los recientes cambios políticos en el norte de África no dejan de añadir incertidumbre en este sentido, pues representan una novedad absoluta en relación con los escenarios habituales hasta ahora de estabilidad política de esa región.

Si la consideración geoestratégica es importante en tiempos de bonanza económica y de paz internacional, lo será mucho más si se plantean situaciones de escasez, de inestabilidad, de perturbaciones en la producción o de rápido incremento de los precios del petróleo o del gas. Riesgos similares existen, aunque en menor medida, en relación con el carbón, que ya experimentó en los años 2005-2008 una notable escalada de precios.

Las políticas energéticas en numerosos países, y en especial en los más avanzados, se entrelazan cada día más con las políticas ambientales. Al margen del debate sobre los fundamentos científicos de las hipótesis sobre el cambio climático, sobre su carácter antropogénico y sobre sus eventuales efectos a largo plazo, se está haciendo recaer sobre las políticas energéticas, y sobre el sector eléctrico en particular, la mayor parte de los ajustes originados por las políticas de reducción de emisio-

nes, lo cual tiene un impacto directo sobre los costes de la electricidad y sobre la competitividad de las empresas.

Por último, las estrategias de sustitución del petróleo (por sus riesgos geoestratégicos) y, en general, de los combustibles fósiles (por razones ambientales) se han orientado principalmente hacia las energías renovables. Sin embargo, estas tecnologías, con los precios actuales de las energías fósiles, no pueden sustituir de forma eficiente a determinadas formas de energía final, y tampoco pueden sustituir, a un coste asumible y sin riesgo para la operación de los sistemas eléctricos, las necesidades de nueva capacidad de generación eléctrica, sobre todo por su incapacidad para ofrecer, con el actual desarrollo tecnológico y por su carácter intermitente, potencia firme y gestionable. Los progresos de los últimos años en reducción de costes y mejora de eficiencia de algunas de estas tecnologías son prometedores y merecen apoyo; hay que esperar que continúen y fructifiquen, y que a medio plazo lleguen a competir con las tecnologías convencionales. El desarrollo del *shale gas* se ve entorpecido por una polémica ambiental en gran parte injustificada. La energía nuclear también, por las respuestas políticas –con un elemento ambiental también subyacente– al accidente de Fukushima.

Los factores mencionados son los que enmarcan sustancialmente el debate energético mundial. En los últimos años se ha avivado la discusión sobre los temas energéticos. No obstante, el debate político, en no pocas ocasiones, ha estado lastrado por altas dosis de prejuicio y por la búsqueda de soluciones mágicas. Por eso la discusión muchas veces se ha

planteado erróneamente en términos de falso dilema, de apuesta mutuamente excluyente por distintas opciones tecnológicas, como las energías renovables, la energía nuclear, la electrificación del transporte (ferrocarriles de alta velocidad, coches eléctricos, transporte ferroviario de mercancías), o las tecnologías para el ahorro y la eficiencia energética.

En la discusión energética internacional subyacen también cuestiones muy importantes para el futuro económico de los países, como la posesión de las nuevas tecnologías energéticas, la evolución de sus costes, la posibilidad de obtener ventajas competitivas –tanto económicas como políticas– a partir de ellas, la capacidad de influir en los países productores de combustibles fósiles, la competitividad del conjunto del tejido productivo, el eventual papel que jugarán los “campeones nacionales”, el efecto de las distintas opciones tecnológicas sobre la industrialización y el empleo en cada país. En suma, lo que se está discutiendo a nivel global son las oportunidades y los riesgos derivados de un cambio de modelo energético con consecuencias profundas en el conjunto de la economía y de la sociedad.

El futuro de la energía, y en buena medida, de nuestro mundo, está en una encrucijada.

Sin embargo, en España el debate energético ha brillado por su ausencia durante décadas. La abundante producción de planes ha respondido a un voluntarismo político o a agendas concretas de corto plazo, más que al desarrollo de una estrategia nacional, de la que, de hecho, hemos carecido. Lo poco que se

ha debatido ha estado condicionado por posiciones ideológicas más que por la racionalidad y por el análisis de los hechos y de las opciones realmente disponibles. Como consecuencia de ello, no ha existido una verdadera estrategia energética nacional, vinculada a un proyecto amplio de nación que tenga en cuenta nuestra posición geoestratégica, nuestras potencialidades y las restricciones a las que nos enfrentamos como país.

Que la política energética en España haya carecido del anclaje de una estrategia energética nacional ha contribuido a que:

- Nuestro país siga siendo el segundo más dependiente energéticamente de las grandes economías de la UE.
- El sector de la energía en España carezca de los adecuados niveles de seguridad jurídica y esté sometido a un intervencionismo público exacerbado y arbitrario.
- La energía eléctrica haya pasado de ser una de las más baratas de Europa hace sólo una década, a superar el precio medio en la Unión Europea, encontrándose ya entre las más caras.
- El tejido industrial español haya perdido competitividad por la mayor alza de los costes energéticos, y que se haya producido una pérdida de peso de la industria en el PIB no sólo por la deslocalización (fenómeno que ha afectado más a otras economías) sino por la no-localización, es decir, por la pérdida de inversión extranjera y también de inversión nacional que se ha dirigido a otras regiones.

- El desarrollo de las energías renovables haya sido incontrolado al punto de afectar muy negativamente a la sostenibilidad económica del conjunto del sistema eléctrico.

En los últimos años se ha producido en España un cierto debate espontáneo centrado especialmente en el sector eléctrico por los numerosos problemas urgentes que reclaman solución: déficit de tarifa, cierre de centrales nucleares, coste de las energías renovables, entre otros. Estos problemas urgentes no son más que el reflejo de esa ausencia de una estrategia energética nacional.

La grave crisis que atraviesa la economía española ha desencadenado una creciente demanda de realismo político y de propuestas sólidas y viables en el campo de la energía. Se abre paso la conciencia de que los males actuales son consecuencia de una larga sucesión de errores en la definición de políticas y en la regulación de los sectores energéticos. Este documento tiene por objeto aportar una reflexión en ese sentido, exponiendo datos y sugiriendo propuestas. El objetivo es contribuir al debate proporcionando elementos para facilitar una visión más amplia y coherente de los problemas de la energía en España para la elaboración de una estrategia energética nacional.

2

EL MARCO DE REFERENCIA

El escenario global

Las prioridades estratégicas

La preocupación por la seguridad energética es general y se articula en la actualidad alrededor de tres ejes principales:

- Seguridad de abastecimiento energético.
- Competitividad y crecimiento económico.
- Protección del medio ambiente.

Las prioridades, sin embargo, no son las mismas en todos los países. Los Estados Unidos ponen el énfasis en la seguridad de abastecimiento energético. El objetivo de *Energy In-*

dependence está presente en los planteamientos estratégicos de aquel país desde la presidencia de Richard Nixon hasta hoy, con las adecuaciones derivadas de los cambios en los escenarios económicos y geopolíticos. Un buen ejemplo de logro estratégico es el éxito alcanzado en el desarrollo de la producción propia de *shale gas*.

La Unión Europea ha emprendido un camino distinto, que se puede resumir en el lema *Energía y clima*, que ha llevado progresivamente a una prevalencia de las políticas ambientales sobre las energéticas, hoy fuertemente condicionadas por aquellas. Este hecho, junto con la necesidad de cada Estado miembro de defender sus intereses nacionales, ha conducido a una evidente carencia de enfoque estratégico común, tanto en las políticas básicas para la seguridad del abastecimiento energético como en la negociación con los países productores.

Así, por ejemplo, mientras se multiplican los esfuerzos por asegurar el suministro de gas ruso, vital para las economías de Europa central y del norte, mediante las propuestas de construcción de nuevos gasoductos (North Stream, Nabucco, South Stream), no se ha planteado una política común con los países del sur y del Mediterráneo. Ello ha dejado sin explotar las posibilidades de desarrollar las conexiones con el Magreb, tanto de gasoductos como eléctricas, e impulsar un posible *hub* ibérico energético.

En Asia, la prioridad es claramente la competitividad y el crecimiento económico. Es evidente que los gobiernos de países

como China, la India y las economías emergentes del sur y este de aquel continente, no van a sacrificar sus posibilidades de crecimiento por la protección de un medio ambiente que, para la mayor parte de sus poblaciones, es mucho menos importante que poder salir de la pobreza y asegurar un futuro de prosperidad a sus familias. Además, al calor de las políticas de promoción y fomento en los países occidentales, se está produciendo en algunos países de Asia –China y la India, sobre todo– un rápido desarrollo de empresas en el sector de las tecnologías renovables, que están alcanzando posiciones de liderazgo en este terreno, de forma similar –y más rápida– a lo que ha ocurrido también con la tecnología nuclear en Japón, Corea y China, y que suponen una amenaza creciente para sus competidores occidentales.

El énfasis europeo en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, por otra parte, parece responder a un objetivo no declarado de poner a Europa a la cabeza de ese esfuerzo que, en el mejor de los escenarios, sólo conseguiría reducir de forma marginal –y a un coste económico y social muy elevado– las emisiones globales. Si no se cuenta con la participación y compromiso de las grandes economías y de los países en desarrollo fuertemente emisores, que ponen el acento en su propio crecimiento económico, el esfuerzo de Europa en solitario es inútil y contraproducente. Pero semejante planteamiento requeriría una aceptación de un marco internacional de cooperación real entre países ricos y en desarrollo y entre visiones estratégicas e ideológicas radicalmente opuestas, lo que hoy por hoy parece impensable.

Para dar una idea de ello, basta decir que en los últimos diez años (2001–2011) el consumo de carbón sólo en China y la In-

dia ha aumentado 40 veces más que la reducción de su consumo en Europa; para el gas, la proporción es de 30 veces y para el petróleo, de 5 veces. O también que en los últimos veinte años (1991-2011) los países de la UE-27 han mantenido prácticamente estable su consumo de energía primaria (1.690 Mtep), mientras en el mismo periodo, las nueve economías emergentes del sur y sudeste asiático aumentaron su consumo energético en un 238%, incremento que equivale a 2.640 Mtep, es decir, aproximadamente una vez y media el consumo total actual de la UE-27. La previsión para 2035⁵ es que sólo China acumulará el 90% del incremento de la demanda mundial de carbón, el 60% del incremento de la demanda mundial de petróleo y cerca del 60% del incremento mundial de emisiones de CO₂.

El cuadro 1 da una idea clara de lo expuesto.

CUADRO 1

Evolución del consumo mundial de energía primaria, 1965-2012

Región	Consumo 1965 Mtep	Consumo 2012 Mtep	Incremento (%)	Tasa media anual de variación (%)	% del total mundial 1965	% del total mundial 2012
Estados Unidos	1.284,0	2.208,8	76,7	1,24	33,6	17,7
Unión Europea	998,2	1.673,4	69,4	1,15	26,1	13,4
OCDE	2.620,7	5.488,8	110,9	1,63	68,7	44,0
Sur y este de Asia (*)	235,7	4.031,8	1.502,0	6,21	6,2	32,3
Sur y Centroamérica	109,5	665,3	486,7	3,92	2,9	5,3
África y Oriente Medio	115,5	1.165,2	880,1	5,08	3,0	9,3
Total mundo	3.813,1	12.476,6	221,9	2,57	100,0	100,0

(*) Diez economías emergentes

Fuente: BP Statistical Review

⁵ Agencia Internacional de la Energía. World Energy Outlook 2012.

El proceso de electrificación de todas las economías, desarrolladas o en vías de desarrollo, hace que todas las estrategias energéticas presten una atención especial al sector eléctrico. La intensidad tecnológica y de capital de la industria eléctrica, así como su impacto en la industria y en los costes de las empresas exigen realizar un análisis de largo plazo, pues las consecuencias de las decisiones que hoy se tomen nos van a acompañar –y las vamos a pagar– durante décadas.

Energía y clima: ¿objetivos compatibles?

En relación con las prioridades estratégicas, suele exhibirse, de forma rutinaria o políticamente correcta una lista de tres objetivos: la seguridad de suministro, los costes y la protección del medio ambiente.

Pero, a pesar de que se enuncien en ese orden, se ha producido en Europa un proceso de progresivo predominio de la política ambiental sobre la energética y, en cierta medida, sobre la política económica. Ante este hecho, los Estados miembros han adoptado una doble actitud: en sus manifestaciones públicas, proclaman las bondades de esa trinidad de objetivos y en especial de la necesidad de cumplir con los compromisos medioambientales. De puertas para adentro desarrollan políticas nacionales que tienden a defender los intereses propios en primer lugar. Véase, si no, el aumento del consumo de carbón en la UE, la construcción de nuevas centrales de carbón en Alemania, la lentitud del desarrollo de las tecnologías renovables en Francia, las ayudas de estado a la industria en ciertos países como compensación por costes ambientales, etc.

Pero además, los cada vez más frecuentes episodios de tensiones en los mercados energéticos –precios elevados de combustibles fósiles– y de interrupciones en el suministro eléctrico en amplias regiones de países de economía avanzada, deberían conducir a reflexionar sobre la necesidad de poner el objetivo de seguridad de suministro en primer lugar y asegurar, sobre todo, que las decisiones políticas sobre el futuro mix de energía primaria y de potencia eléctrica están orientadas a ese objetivo.

Por eso es necesario diseñar una estrategia energética nacional que tenga en cuenta las políticas europeas, pero que no se limite a ellas, considerando en primer lugar los objetivos nacionales, las restricciones, amenazas y oportunidades de nuestra economía y de nuestros sectores y empresas energéticas, debe orientarse al largo plazo y debe contar con un amplio apoyo político y social. Finalmente, una vez diseñada con esa orientación, debe constituir la base de la estabilidad regulatoria.

Finalmente, antes de dar por buenos esos tres objetivos, conviene hacer tres preguntas: ¿Son realmente compatibles? ¿Conviene establecer un orden entre ellos? ¿Hay algún otro que deba figurar también en el primer nivel de prioridad?

A la primera pregunta, la respuesta no es difícil. Si fueran complementarios, no cabría duda, por ejemplo, de cuál es el precio que puede pagarse por cumplir unos objetivos ambientales costosos, al margen del voluntarismo o de las preferencias ideológicas reinantes en Bruselas. También estaría

perfectamente claro hasta qué punto puede ponerse en riesgo la seguridad de suministro por cumplir esos objetivos ambientales o por abaratar la energía. Pero la realidad de estos últimos años ha dejado claro que no son complementarios. Hemos pagado un precio excesivo por unos objetivos que ni de lejos van a evitar el incremento de las emisiones de CO₂.

La respuesta a la segunda pregunta, por lo tanto, es sencilla. En cualquier conjunto de tres objetivos, es muy fácil que surjan conflictos entre dos de ellos o entre los tres, a la hora de poner en práctica las políticas que deberían conducir a ellos, por lo que es preciso explicitar prioridades.

La respuesta a la tercera pregunta –en un debate viciado por la excesiva politización– dependerá de las posiciones ideológicas o de las agendas de cada partido político, pero nadie en su sano juicio rechazaría objetivos como buscar, entre las opciones políticas y técnicas viables, las que tengan el impacto más positivo posible en la industria y en el empleo nacional, o las más compatibles con las evoluciones sectoriales futuras previsibles en un ejercicio atinado de prospectiva.

La respuesta se hace aún más fácil de entender si se observa lo que hacen de verdad las principales economías, es decir, aquellos países que tienen una estrategia nacional. Primero, la seguridad de suministro. ¿Es imaginable un apagón o escasez de combustibles en EEUU o en Alemania por abaratar la energía o por poner la reducción de emisiones por delante de la seguridad? ¿O que la influencia de Alemania y de otros Estados miembros en las políticas ambientales de la UE

no tenga nada que ver con sus intereses nacionales? Es necesario, por lo tanto, establecer una lista de objetivos fundados en el interés nacional.

Las cuestiones clave hoy en día

El análisis de las principales cuestiones energéticas a escala mundial debe recoger los siguientes puntos clave:

- Según la AIE⁶, la demanda de energía primaria se incrementará en un 33% entre 2011 y 2035, y se concentra en los países en desarrollo, con lo que el peso de los países no OCDE pasará del 55% al 65% del total mundial.
- El crecimiento económico de esos países implica, entre otras cosas, que el consumo de combustibles fósiles seguirá experimentando un fuerte aumento en términos absolutos, aunque su contribución al abastecimiento mundial bajará del 81 al 75%, por la penetración de las energías renovables.
- El proceso de electrificación de las economías continuará a un ritmo muy fuerte. La demanda de energía eléctrica se incrementará un 70% hasta 2035.
- Estos datos apuntan que a medio plazo podría producirse una escasez relativa de petróleo y un fuerte repunte de los precios, con las consecuencias previsibles sobre las eco-

⁶ En el escenario de referencia, World Energy Outlook 2012.

nomías de los países consumidores y sobre las tensiones geoestratégicas en ciertas regiones. La escasez apuntada se verá agravada por las presiones ambientalistas para restringir o prohibir las actividades de exploración y producción de petróleo en determinadas regiones o en aguas profundas. Unas presiones que se hacen más fuertes cada vez que se produce un vertido de crudo, sea en los campos de producción sea en su transporte.

- Los costes de exploración y producción seguirán aumentando, al estar localizados los nuevos yacimientos en aguas cada vez más profundas o en regiones con costes de extracción superiores.
- Los Estados Unidos podrían alcanzar una autosuficiencia total en combustibles fósiles en 2035, siempre según la AIE, gracias a los incrementos previsibles en la producción doméstica de petróleo, sobre todo *tight oil*, de *shale gas* y a las mejoras en la eficiencia energética. Las consecuencias de este hecho en los mercados y en los precios de la energía serán sin duda muy importantes.
- Sea por razones ambientales o por la previsible presión sobre los precios del petróleo, se plantea la necesidad de poner en práctica estrategias de sustitución del crudo como fuente de energía primaria, así como estrategias de ahorro y eficiencia energética.
- Cobran importancia las estrategias de búsqueda a medio plazo de energías primarias convencionales alternativas al

petróleo, como el gas, en la línea seguida por Estados Unidos. Sin embargo, a pesar de las aparentes perspectivas prometedoras, aún está por ver el potencial del *shale gas* y el coste de extracción del mismo en otras regiones.

- La rápida maduración de las tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables puede contribuir a cambiar el panorama energético mundial en las próximas décadas, gracias a la fuerte reducción en curso en los costes de generación. Igualmente se está generalizando el apoyo a estas tecnologías y las políticas de apoyo a las mismas. La competencia de tecnólogos asiáticos es otro factor que reforzará la tendencia a la reducción de costes.
- Las políticas de ahorro y eficiencia energética, y de reducción de la intensidad energética de las economías, son un medio para reducir la presión sobre los precios del petróleo y de las restantes energías primarias de origen fósil. Muchos desarrollos tecnológicos, aún no generalizados, pueden tener un peso creciente en las políticas energéticas futuras.
- El “retorno nuclear” forma parte también de las estrategias de sustitución de los combustibles fósiles como fuente de energía primaria y contribuye a la producción de energía no intermitente y libre de gases de efecto invernadero. Sin embargo, la reacción de algunos gobiernos posteriores al accidente de la central de Fukushima, en 2011, han planteado un interrogante y pueden frenar el desarrollo nuclear en el corto plazo.

- El carbón, que sufre un creciente rechazo por razones ambientales en los países desarrollados, va a seguir teniendo un peso importante en el mix de potencia eléctrica de muchos países. Su futuro, en el mundo desarrollado, va a estar condicionado por el éxito en el desarrollo y la penetración comercial de tecnologías técnica y económicamente viables de captura y almacenamiento de CO₂.
- Como consecuencia del descenso de los precios del gas en el mercado interior de los Estados Unidos, debido a la producción de *shale gas*, se está produciendo un aumento en el consumo de este combustible para generación eléctrica y un descenso paralelo del consumo de carbón. Consiguientemente, se está dando también un aumento de las exportaciones de carbón a Europa y un aumento del consumo de este combustible, por sus menores precios en el mercado internacional.
- Las inversiones en infraestructuras energéticas en las próximas décadas, tanto para ampliar la capacidad de producción y transporte como para reemplazar infraestructuras antiguas (generación eléctrica, sobre todo) son muy cuantiosas. La AIE estima un total de 38 billones de dólares (unos 30 billones de euros) hasta 2035. Es muy importante, por lo tanto, diseñar políticas acertadas, para hacer el mejor uso de esos recursos y optimizar su impacto sobre los costes de la energía y sobre la industria.
- En la Unión Europea se ha planteado la necesidad de reindustrializar Europa, pero sin debatir el impacto que en el

acelerado proceso de deslocalización de las últimas dos décadas haya tenido el coste creciente de la energía, que a su vez ha venido influido decisivamente por las políticas energéticas. Esto se hace aún más evidente cuando Europa se mira en el espejo de Estados Unidos. La Dirección General de Industria ha propuesto un objetivo de incrementar el peso de la industria en el PIB hasta el 20%.

La situación en España

Estructura energética

En España, la política energética es una de las grandes cuestiones nacionales de naturaleza económica, por su impacto sobre la competitividad. Los problemas son tan acuciantes que es preciso abordarlos con urgencia pero sin precipitación, con rigor y sin prejuicios, con realismo económico pero, sobre todo, con una visión estratégica nacional de largo plazo, como corresponde a la naturaleza del problema y a las implicaciones que tienen las decisiones que se tomen en todos los sectores económicos.

En España, la demanda de energía primaria se multiplicó por ocho entre 1960 y 2007 (con una tasa media anual de incremento del 4,45%), debido sobre todo a los periodos de fuerte crecimiento de los años 60 y 70 (la tasa media anual de incremento de la demanda entre 1960 y 1970 fue del 8,5%) y prácticamente se duplicó en los veinte años que van de 1987 a 2007. Parte de este incremento se justifica por el fuerte cre-

cimiento económico de los años 1996-2007. Sin embargo, el impacto de la crisis económica ha dado lugar a un fuerte descenso del consumo de energía primaria. Desde 2007 a 2011, como consecuencia de la crisis económica, la demanda de energía primaria ha descendido un 11% (ver cuadro 2).

CUADRO 2

Consumo de energía primaria en España (Mtep)

	1960	1970	2007	2011
Carbón	8.698	9.427	20.354	12.456
Petróleo	5.888	25.687	70.848	58.317
Gas natural	-	84	34.783	28.930
Hidráulica	4.336	7.405	2.342	2.631
Nuclear	-	258	14.360	15.024
Resto	-	-	7.128	11.982
TOTAL	18.922	42.861	146.364	129.339

Fuente: MINETUR, Ministerio de Hacienda

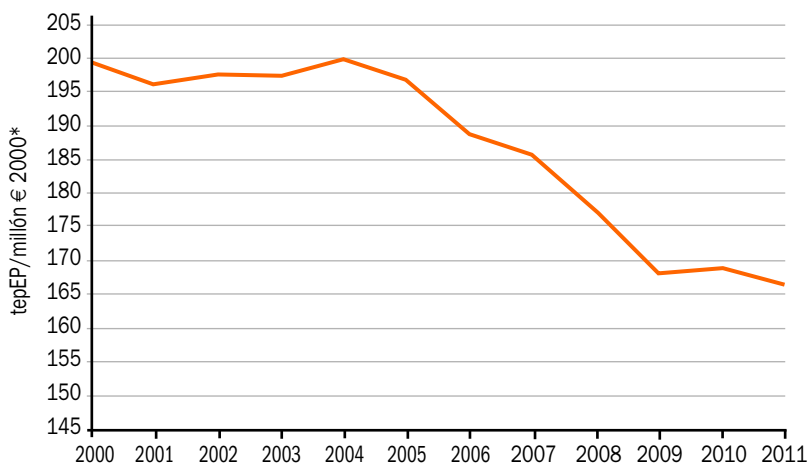
La intensidad energética primaria (es decir, el consumo de energía primaria por unidad de PIB) se mantuvo prácticamente constante hasta 2004. A partir de ese año, se ha reducido un 16% en cinco años (ver figura 1). El principal factor que explica esta evolución –más que los esfuerzos realizados en mejora de la eficiencia energética– es la caída de actividad de determinados sectores y la crisis económica, que ha afectado duramente a diversos sectores intensivos en energía.

La crisis económica ha hecho retroceder a España varios puestos en el *ranking* mundial de consumo de energía, tanto primaria como de combustibles fósiles. Ocupamos el puesto número 17 en consumo de energía primaria, el 19 en petróleo y el 27 en gas natural, y el consumo nacional representa respectivamente el 1,2%, 1,7% y 1,0% del total mundial. El impacto de la crisis se refleja en que el consumo de energía primaria se sitúa en 2012 a niveles equivalentes a los de 2003, el de petróleo, a niveles de 2000, el de gas natural, a niveles de 2005 y el de energía eléctrica, a niveles de 2006.

A menudo se señala que la intensidad energética de la economía española es elevada en comparación con la de nuestros socios europeos, pero carecemos de un análisis riguroso que proporcione una explicación de los factores estructurales que subyacen a esa diferencia y que permita poner en marcha políticas de reducción realistas y no simplemente voluntaristas. Este análisis debe tener en cuenta también el efecto de la economía sumergida en las posibles anomalías estadísticas que se observan al respecto⁷.

⁷ En la economía sumergida no se puede medir en su *output* (contribución al PIB), pero sí en algunos de sus *inputs*, como los consumos de energía, por lo que ratios como la intensidad energética quedan desfigurados –en este caso, al alza–, sobre todo en las partes recesivas del ciclo cuando aumenta la economía sumergida.

FIGURA 1

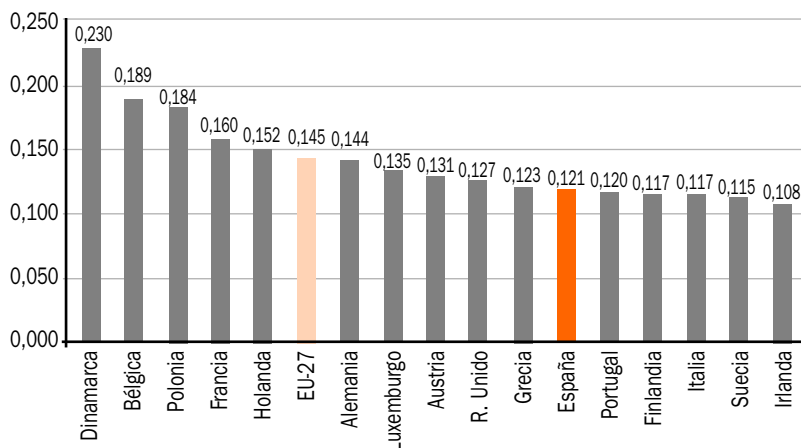
Intensidad energética primaria en España (2011)

Fuente: MINETUR

* Toneladas equivalentes de petróleo consumidas en España por cada millón de euros del 2000 del PIB

En cualquier caso, las cifras de Eurostat indican que la intensidad energética de España, tanto primaria como final, está prácticamente en la media de la UE-27 y es uno de los países que han experimentado una mayor reducción de dicha intensidad en la última década (dejando aparte los países del Este, cuya ineficiencia energética de partida era muy elevada).

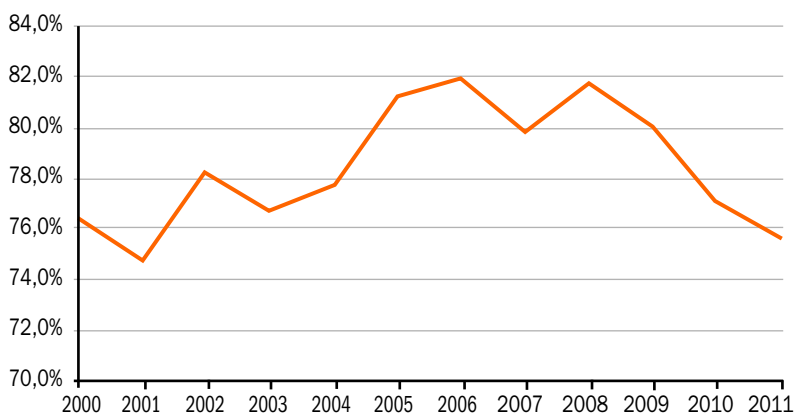
FIGURA 2

Intensidad energética primaria en Europa (tep/mil.€)

Fuente: Eurostat

España sigue siendo altamente dependiente del exterior en cuanto al abastecimiento de energía primaria, muy por encima de la media europea. Incluso con la aportación de las energías renovables de los últimos años, el grado de autoabastecimiento español es de apenas un 24% a finales de 2011, cifra que contrasta con el 54% de la media de la UE-27. Entre las cinco grandes economías de la UE, España es superada sólo por Italia en grado de dependencia del exterior.

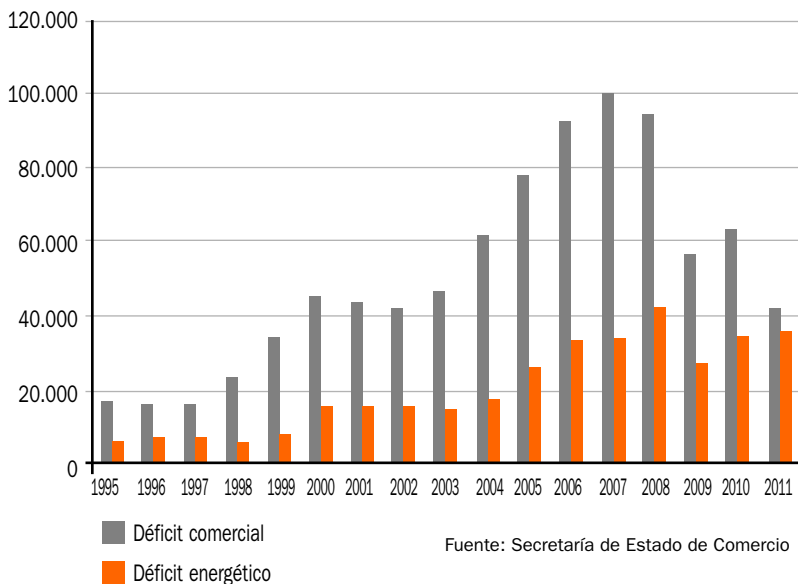
FIGURA 3

Grado de dependencia energética de España

Fuente: MINETUR

La dependencia energética no implica necesariamente una falta de seguridad en el abastecimiento, pero sí una gran exposición a la evolución de los precios en los mercados internacionales y un impacto notable en la balanza comercial, aunque este pueda verse compensado por la exportación de productos que incorporen esa energía. En España los suministros de energía primaria –tanto de petróleo como de gas– están diversificados. En el caso particular del gas, España cuenta con seis plantas de regasificación y obtiene dos tercios del suministro vía gas natural licuado (GNL). Esto contrasta fuertemente con la elevada dependencia de la mayor parte de Europa con respecto al gas procedente de Rusia. Una dependencia que se eleva hasta el 100% en algunos países del centro y este de Europa.

FIGURA 4

Balanza comercial de España: déficit comercial y déficit energético (mill.€) 1995-2011

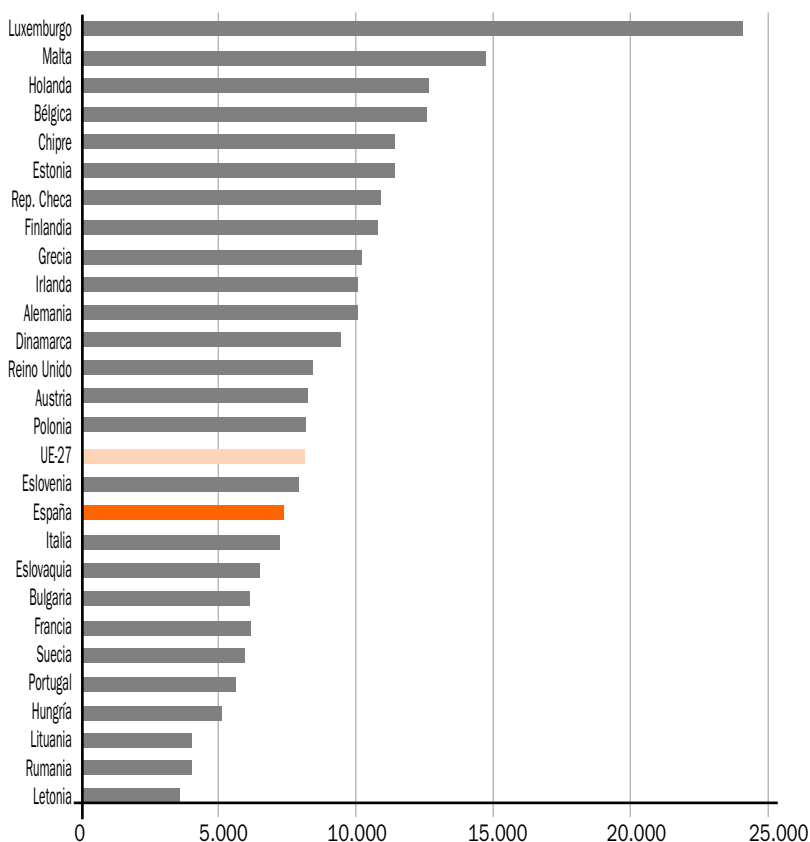
La estructura del consumo de energía primaria es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles (más del 75%). Destaca el petróleo, que representa un 45% de la misma, aunque su peso se ha reducido en los últimos años. Este nivel sigue siendo muy superior a la media de la UE.

Por último, aunque España está lejos del cumplimiento de los objetivos reducción de emisiones de la Directiva europea, hay que señalar que las emisiones de gases de efecto invernadero por habitante están por debajo de la media europea

(ver figura 5), lo que apunta a la eventual necesidad de modificar los criterios de reparto de cargas en el esfuerzo internacional de reducción de emisiones.

FIGURA 5

**Emisiones por habitante en la UE-27
(toneladas equivalentes de CO₂ por habitante), 2007**



Fuente: Eurostat

La estructura sectorial de la economía de un país es decisiva para explicar tanto la intensidad energética como el consumo por habitante y, por tanto, el nivel de emisiones. En España este efecto de la estructura es particularmente importante para explicar el nivel de emisiones, ya que la eficiencia energética de algunos sectores económicos españoles (aunque no todos) es elevada.

Regulación

En el terreno regulatorio, el proceso de liberalización, iniciado en 1997 y 1998 con las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos, ha avanzado a paso desigual. Mientras que en el caso de los hidrocarburos puede decirse que la liberalización, desde el punto de vista legislativo, está completada salvo los naturales ajustes, no se puede afirmar lo mismo del sector eléctrico.

Los procesos de liberalización requieren una atención constante a través de un desarrollo regulatorio de calidad, de los ajustes en el funcionamiento de los mercados y del buen funcionamiento de las instituciones. Sólo así se conseguirá que tengan el efecto social beneficioso que se persigue. La necesidad de ese ajuste permanente se hace evidente con sólo observar la abundancia de normas producidas durante estos años tanto en el ámbito doméstico como a escala europea. Entre 1997 y 2012 la Ley del Sector Eléctrico se ha visto modificada o afectada por diecinueve leyes y otros tantos decretos ley. Además, se han dictado cerca de setenta Reales Decretos y de un centenar de Órdenes. Ha faltado orden y lógica en el desarrollo regulatorio, ha

habido interferencias políticas en asuntos de naturaleza más bien técnica y un creciente intervencionismo que desvirtúa el espíritu inicial de la legislación liberalizadora.

A pesar de ello, no se han llevado a cabo revisiones formales periódicas de la regulación eléctrica, como se ha hecho en otros países, a pesar de haberse anunciado. El único intento fue el que se inició con la publicación del *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, en junio de 2005. Como el tiempo ha demostrado, lamentablemente aquel intento quedó en nada, y no sirvió ni para diagnosticar certeramente los problemas del sector –que no estaban en la generación– ni para abrir un debate que, en cualquier caso, habría sido positivo.

La reforma legislativa iniciada a mediados de 2013 debe completarse con un retorno a la coherencia y al realismo, abordando los muchos temas en que la regulación actual es manifiestamente mejorable y aquellos en que nuevas circunstancias o necesidades hacen preciso un tratamiento concreto. Si hubiera que resumir en un solo problema todos los que aquejan actualmente al sector de la energía, sin duda habría que señalar la falta de estabilidad regulatoria.

Fortalezas y debilidades del sector energético español

En el sector energético español se encuentran unos cuantos puntos fuertes de notable importancia, junto con algunas debilidades, que conviene no ignorar a la hora de diseñar políticas y estrategias. Veamos las fortalezas, en primer lugar.

- **Empresas energéticas eficientes.** En general, las empresas energéticas españolas de los principales subsectores (electricidad, gas, petróleo) son eficientes y lo han sido históricamente, si se comparan indicadores significativos, tanto operativos como financieros, con sus comparables europeas.
- **Éxito en la incorporación de tecnologías energéticas: carbón (carbones de baja calidad y difícil combustión), nuclear, renovables, refino.** La necesidad de utilizar al máximo los recursos domésticos (capital, técnica, combustibles) llevó, durante las décadas de 1950 a 1970 a conseguir éxitos notables en la asimilación e incorporación de tecnologías de origen externo. Se consiguió quemar carbones nacionales de muy baja calidad, eligiendo y aplicando las tecnologías más adecuadas, evitando la importación de carbón y el consiguiente impacto negativo sobre la balanza comercial y sobre el uso de divisas. Se alcanzó una participación creciente de la industria y los servicios de origen español en las sucesivas generaciones de centrales nucleares, hasta un 85-90% en la tercera generación, lo que constituyó un caso de estudio en todo el mundo. Un último ejemplo es la incorporación, en un tiempo récord, de las tecnologías de generación renovables más diversas.
- **Flexibilidad en la adaptación a nuevos marcos normativos.** Ejemplo: la adaptación al marco de 1997 en el sector eléctrico se llevó a cabo de forma ejemplar, sin dificultades normativas ni operativas dignas de mención, y en un plazo mucho más corto que en otros países, lo que pone de manifiesto la capacidad de adaptación de las empresas.

- **Redes básicas eficientes y de calidad.** Las redes logísticas básicas de electricidad, gas y petróleo son de gran calidad y eficiencia, como se pone de manifiesto en las comparaciones internacionales.
- **Un sector de empresas suministradoras de bienes y servicios muy capaz, eficiente y exportador.** Los éxitos tecnológicos citados habrían sido imposibles sin unos sectores industriales, de ingeniería y construcción perfectamente capacitados y comparables a los de otros países avanzados.
- **Expansión internacional de las empresas energéticas** y de los sectores auxiliares y complementarios. Otro ejemplo de adaptación a las condiciones del entorno normativo, societario y del mercado, la expansión de las empresas energéticas españolas ha sido mucho más ambiciosa y eficaz que la de muchos competidores europeos.
- **Bajas emisiones por habitante de gases de efecto invernadero**, lo que constituye un punto fuerte para cualquier negociación de futuros objetivos de reducción de emisiones.

Entre las debilidades, pueden mencionarse las siguientes:

- **Baja conciencia de la importancia de la titularidad de las empresas energéticas** (efecto sede) y de la necesidad de que cuenten con apoyo político en todas sus actuaciones, al igual que ocurre en los principales países competidores.

- **Políticas más nacionalistas de los principales socios europeos.** En el mismo sentido, nuestros competidores ejercen un cierto nacionalismo, en el sentido de apoyar a sus empresas y el papel que puedan jugar en el futuro escenario de mercado único. En España ha faltado sistemáticamente esa visión y las decisiones consecuentes, lo que da como resultado una mayor debilidad de nuestras empresas a la hora de acometer determinados proyectos, o en los casos de amenazas de adquisición. Otro ejemplo de esta debilidad es la tradicionalmente poca influencia en la legislación comunitaria, que en muchos casos beneficia claramente a países –no sólo a los más poderosos– que sí se toman en serio esta necesidad.
- **Impacto financiero del déficit de tarifa.** No cabe duda de que el déficit de tarifa ha tenido un peso considerable en las finanzas de las empresas obligadas a financiarlo.
- **Incertidumbre regulatoria:** menor valoración de las empresas españolas frente a los competidores de otros países europeos. Aunque en algunos momentos se han hecho las cosas bien, los vaivenes regulatorios de la última década han perjudicado gravemente la percepción, propia y ajena, de la regulación y del atractivo de España como destino de inversión.
- **Carencia de una estrategia nacional y en consecuencia una falta de orientación común: falta de estudios de prospectiva y guías de planificación fiables.** En España no han faltado los planes de todo tipo, y en particular en el sector energético: pla-

nes energéticos nacionales, planes de energías renovables, planificación indicativa, planes de infraestructuras de transporte... pero casi siempre faltos de referencias a objetivos de alto nivel y a estrategias. No se han realizado estudios serios de prospectiva que puedan enmarcar las líneas básicas de las grandes decisiones de política energética.

- Ciclos inversores irregulares e ineficientes.** Históricamente, se han llevado a cabo ciclos de inversión ineficientes, sobre todo en el sector eléctrico. La inversión en centrales térmicas de fueloil quedó anulada de hecho por la crisis del petróleo. El ciclo de inversión nuclear, paralizado en parte por la moratoria de los años 80, coincidió en el tiempo con el plan de construcción de centrales de carbón de 1980-1985, dando lugar a un exceso de potencia que duró bastantes años, y a una década sin apenas inversión en nueva capacidad. Los dos ciclos de inversión recientes, de ciclos combinados y de energías renovables han dado lugar a una situación similar, aunque peor en términos cuantitativos: en apenas una década se han añadido al sistema eléctrico 55.000 MW, un exceso sin parangón a escala mundial.
- Elevados precios finales de la electricidad como consecuencia de los sobrecostes incluidos en los mismos.** Los errores de diseño del sistema de apoyo a la generación renovable, junto con la falta de control en el cumplimiento de los objetivos de potencia y de los costes económicos de las instalaciones de este tipo, han dado lugar a un rápido y fuerte encarecimiento de los precios de la electricidad, que se sitúan ya entre los más altos de Europa, con el consi-

guiente impacto en las economías domésticas y en la competitividad de las empresas.

El marco energético europeo

Aunque la política energética es competencia de los estados miembros (en concreto, el diseño de la matriz energética), las instituciones comunitarias utilizan vías indirectas para influir y condicionar, cada vez más eficazmente, las políticas energéticas: mercado, medio ambiente, competencia, ayudas de estado y otras. La referencia a Europa es, por lo tanto, inevitable en cualquier análisis de estrategia energética nacional.

En los últimos años, el panorama energético español ha estado condicionado por las decisiones de política energética de la Comisión Europea y, especialmente, por las directivas conocidas como “paquete verde” que emanaron directamente del documento de conclusiones del Consejo Europeo de Bruselas de marzo de 2007.

Como consecuencia de estas directivas España adquirió, entre otros, los siguientes compromisos para 2020:

- Un 20% del consumo final de energía deberá ser de fuentes renovables (equivalente a un 35% de la producción de electricidad de fuentes renovables).
- Las emisiones de CO₂ deberán reducirse en un 20% respecto a las de 1990.

- Reducir en un 20% el consumo de energía primaria previsto (objetivo no vinculante).
- Alcanzar un 10% de cuota de biocombustibles en el total de carburantes.

Los objetivos del paquete verde se concebían como instrumentos para alcanzar dos objetivos estratégicos de mayor nivel: la disminución de la dependencia energética y la reducción de las emisiones de CO₂.

El mecanismo para alcanzar los compromisos quedó al arbitrio de cada uno de los Estados miembros y es aquí donde se cometieron errores importantes, especialmente en España. Se enumeran a continuación algunos de los más importantes:

- Incoherencia de los objetivos renovables con otros objetivos de política energética.
- Implantación de un sistema de retribución de las energías renovables vía primas, ajeno al precio de mercado y sin incentivos a la mejora o a la competencia.
- Ausencia de mecanismos para aprovechar las ventajas del proceso de madurez tecnológica, para aprovechar la curva de aprendizaje de la industria de tecnologías renovables.
- Cesión a las comunidades autónomas de las competencias en materia de autorizaciones administrativas sin establecer

simultáneamente ningún mecanismo de control de la potencia instalada.

- Admitir un ritmo de desarrollo superior al que habría sido necesario con la vista puesta en 2020.

Este conjunto de errores ha conducido a que el impacto de estas políticas, en términos de coste por unidad de energía eléctrica producida en España (en torno a 26 €/MWh, sin considerar el impacto de las primas a la cogeneración) sea el más alto entre todos los países de la Unión Europea y que este impacto, unido a los efectos de la crisis económica, haya dificultado que la Administración aborde los incrementos de peajes necesarios para cubrir los costes que se han reconocido al régimen especial.

Mientras Europa ha empleado cantidades muy importantes de dinero en incentivar el uso de energías verdes, sin un reflejo proporcional en desarrollo tecnológico propio (excepto en el caso de la energía eólica), los países emergentes han proseguido con una política energética indiferente al control de emisiones. Es decir, que en buena medida el esfuerzo europeo está resultando inútil.

Para evidenciar esta inutilidad, basta decir que el objetivo europeo (reducción del 20% de las emisiones en 2020) equivale a 0,2 Gt de CO₂, un 2% de las emisiones previstas para China en ese año.

Más allá de los objetivos del paquete verde, la Comisión propuso un objetivo colectivo para 2050 de reducción de emi-

siones del 80-95% respecto a 1990. En el “Energy Roadmap 2050” se identifican cuatro vías para lograr la completa “descarbonización”⁸: eficiencia energética, renovables, energía nuclear y captura y almacenamiento de CO₂ (CAC). El estudio de la Comisión presenta siete escenarios diferentes para alcanzar dicho objetivo de los que se extraen las siguientes conclusiones:

- La “descarbonización” es posible, y sus costes a largo plazo, según el estudio, pueden ser menos gravosos que el escenario de políticas actuales.
- Hay que dar mayor peso a la electricidad en el consumo final (su peso en la demanda final prácticamente se duplicaría en el 2050).
- Hay una transición hacia escenarios con mayor gasto en capital y menor gasto en combustible.
- El gasto en energía de los hogares (incluyendo transporte) aumentará hasta alcanzar un 16% de su gasto total en 2030.
- Las renovables aumentan en todos los escenarios, alcanzando al menos el 55% del consumo final de energía en 2050.

⁸ Se suele entender por descarbonización la reducción del peso de los combustibles fósiles (cuyo uso se basa en la combustión del carbono que contienen) en el mix de energía primaria.

- La captura y almacenamiento de carbono (CAC) debe desempeñar un papel básico en la transformación del sistema.
- Se reconoce la contribución positiva de la energía nuclear a la “descarbonización”.
- Durante el periodo de transición el papel del gas es clave. Su importancia durará hasta 2030-2035, contribuyendo a sustituir el carbón y el petróleo. Más adelante, se convertirá en una mera tecnología de soporte.

Muchas empresas energéticas europeas han expresado su preocupación acerca del *Roadmap*, en particular por la indefinición del papel del gas a partir del 2030-35, que puede tener un importante impacto en la firma de nuevos contratos de aprovisionamiento. A las incertidumbres sobre el gas y las incógnitas tecnológicas que deben resolverse para que el *Roadmap* tenga verosimilitud, se une la lógica preocupación de los negocios energéticos tradicionales y las incertidumbres que este tipo de objetivos difusos generan sobre la inversión a largo plazo.

Por otra parte, frente a la tesis del *Roadmap* existen otras, que van adquiriendo adeptos paulatinamente. El denominador común de todas ellas es la preocupación por la competitividad.

En los organismos europeos se empieza a detectar esta preocupación. Así, la comunicación de la Comisión Europea al Parlamento Europeo de 10-10-2012 acerca de las vías para

revertir la senda de disminución del PIB industrial europeo, efecto al que se achaca la mayor responsabilidad en el aumento del desempleo, recoge una preocupación fundamental en materia de competitividad: “Los precios de la electricidad en Europa son más altos que los de otras economías desarrolladas, y el diferencial se ha incrementado en la última década. El impacto sobre el precio de la energía en Europa debería ser cuidadosamente considerado cuando se definan las futuras políticas energéticas. La efectiva implantación de un eficiente mercado interno para la energía, más inversiones en infraestructuras, diversificación de fuentes e incremento de la eficiencia energética son los elementos clave en este aspecto.”

Es evidente que los intereses de los Estados miembros no sólo no son coincidentes, sino que la influencia de los más activos o con mayor capacidad de influencia en las instituciones comunitarias, pueden perjudicar a otros. Además, los errores en la instrumentación de los objetivos 20-20-20 en el caso de España reducen considerablemente nuestro margen de actuación.

La conclusión es que la política española en Europa en materia energética debería ser más beligerante, y regirse por objetivos como los siguientes:

- Impulsar las medidas que favorezcan la industrialización y la competitividad industrial y las que tengan un mayor impacto positivo sobre el contenido nacional de las nuevas inversiones energéticas, y evitar aquellas que las empeoren, teniendo siempre en cuenta que la energía no es un fin en

sí misma sino un *input* para la producción industrial y de servicios.

- Si se adoptan objetivos comunes en materia de emisiones, deberán establecerse también criterios para un reparto equitativo del esfuerzo correspondiente entre los socios.
- Retrasar la fecha para el cumplimiento del objetivo 20-20-20 o revisar el objetivo a la baja, puesto que España emite menos CO₂ por habitante que la media europea y consiguientemente el esfuerzo español debería ser menor. Los objetivos de emisiones deberían vincularse al PIB por habitante a la estructura económica de cada país.
- Replantear los objetivos de descarbonización si finalmente no pueden llevarse a cabo en términos económicamente aceptables y, por el contrario, considerar todas aquellas alternativas de bajo coste que supongan una mejora de la diversificación.

3

LOS PROBLEMAS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

Los principales problemas que aquejan a la política energética en España pueden sintetizarse como sigue.

Problemas económicos y técnicos

Dependencia energética

España es un país dependiente del exterior para el abastecimiento de energía primaria (combustibles fósiles) y de tecnologías de transformación a energías finales. El grado de autoabastecimiento de combustibles fósiles es de los más bajos de la Unión Europea.

La dependencia energética es una cuestión estratégica de primera magnitud, que tiende a ser ignorada en circunstancias normales y se hace patente en momentos de tensión. Proba-

blemente esta falta de visibilidad haya provocado que hasta ahora no se hayan emprendido políticas decididas para mitigar las consecuencias de la dependencia.

Mix energético rápidamente cambiante

La apuesta por el gas y las energías renovables ha modificado rápidamente el mix de generación eléctrica. La composición del parque generador español no planteaba problemas de seguridad de operación hace apenas dos décadas. La entrada de fuentes de energía intermitentes, como las renovables, ha complicado y encarecido su gestión operativa. Asimismo, el coste medio de generación ha aumentado de forma significativa.

El mix de generación ha pasado de ser un modelo de referencia en Europa a ser un caso de estudio por sus problemas, tanto económicos (de coste medio y marginal) como operativos (complejidad de la operación debida al grado de penetración de las renovables) y de calidad regulatoria. Los errores regulatorios han afectado muy negativamente a la seguridad jurídica y originan fuertes sobrecostes.

Como consecuencia de este rápido cambio, las centrales de gas y de carbón se ven reducidas al mero papel de respaldo de la generación renovable, lo que supone un despilfarro por la infrautilización de las inversiones, que ninguna economía puede permitirse, y una inversión del papel que correspondería a cada tecnología en una operación ortodoxa del sistema eléctrico.

Carbón nacional caro y de baja calidad

Las reservas de carbón nacional son modestas y de calidad pobre. La obligación de utilizarlo por presiones corporativistas y sindicales distorsiona el mercado y la libertad de empresa. En todo caso, un 70% del carbón usado para la generación eléctrica es importado. El uso del carbón, con las actuales tecnologías, supone un incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el resto del parque generador.

Siguen sin resolverse definitivamente los problemas asociados al coste del carbón nacional. No tiene sentido tratar de resolver un problema en el sector del carbón creando otro en el eléctrico, dañando la competitividad de toda la economía y actuando en contra de los compromisos de reducción de emisiones.

Baja capacidad de las interconexiones energéticas con Europa

La reducida capacidad de las interconexiones con Europa, sobre todo de electricidad y, en menor medida, de gas, constituye una especificidad del sistema energético español y una limitación para su eficiencia. Por ello, hacen falta políticas nacionales y actuaciones en el ámbito europeo, que remuevan los obstáculos para el aumento de las interconexiones, aunque no se pueda aspirar a que los territorios periféricos o peninsulares de la Unión Europea alcancen niveles de interconexión comparables a los del centro del continente. Las interconexiones son esenciales para la seguridad de suministro, la integración

de los mercados y la incorporación segura de las fuentes de energía renovables e intermitentes.

No habrá un verdadero mercado interior mientras las interconexiones de España –y de otros países periféricos– no alcancen las capacidades que en su día se pusieron como objetivo. Por otra parte, esta cuestión no puede resolverse únicamente en función de los intereses nacionales de algunos países y en perjuicio de otros. Es necesaria una decidida política europea en este sentido, si no se quiere que el mercado interior de la energía acabe consistiendo en un mercado central y otros periféricos subordinados.

Ineficiencia de la inversión energética

Las inversiones del sector privado entre 2002-2012 en el Sistema Peninsular en ciclos combinados de gas (25.300 MW), en respuesta a los incentivos del mercado, ha coincidido con fuertes inversiones en energía eólica (22.200 MW), fotovoltaica (4.200 MW) y solar termoeléctrica (1.900 MW en operación y otros 700 MW en construcción) al amparo de incentivos públicos a través de las primas. En total, se han invertido en apenas diez años alrededor de 80.000 millones de euros respondiendo a estímulos diversos desconectados entre sí, sin que se hayan analizado las posibles alternativas ni se previera el coste de estas políticas de estímulo. Las primas a las tecnologías renovables liquidadas en el periodo 2004-2012 ascendieron a un total de 26.000 millones de euros.

Si ya en otros ciclos de inversión anteriores se habían producido excesos de capacidad de generación precedidos de epi-

sodios de escasez, en esta ocasión se han superado todos los excesos imaginables. Buena parte de esta inversión se ha ejecutado en medio de una crisis económica y financiera, con lo que ello supone de coste de oportunidad de los recursos financieros absorbidos y del endeudamiento incurrido. El resultado ha sido un exceso de potencia que ha elevado el margen de reserva del sistema por encima del 30% (el objetivo habitual es el 10%) y una capacidad de producción de energía eléctrica de 70-80% por encima de las necesidades anuales actuales. La inversión ha sido así extremadamente ineficiente. El sistema tardará años en digerir este exceso pues, como consecuencia de la crisis económica, la demanda está estancada (la demanda peninsular en 2012 se situó al mismo nivel que en 2006).

A futuro, hay que tener en cuenta que el parque de generación térmica, fundamentalmente de carbón –cuyo último ciclo de inversión (entre 1980 y 1985) coincidió con la fase final del ciclo nuclear y con la moratoria– se aproxima al periodo de cierre. Para su sustitución y para cubrir el incremento de la demanda harán falta cuantiosas inversiones de cuya eficiencia dependerá en parte la competitividad de la economía española. En los próximos veinticinco años –con una recuperación económica incluso moderada– serán necesarios aproximadamente unos 25-30 GW de nueva potencia, con cuantiosas inversiones.

Mercados intervenidos y precios distorsionados

La constante intervención de los mercados energéticos, en especial de los eléctricos, tanto mayorista como minorista, de-

jan mucho margen para mejorar su funcionamiento. Esta excusa ha sido esgrimida por los partidarios de la intervención para reclamar más intervención.

La preferencia de despacho de las renovables distorsiona profundamente el mercado mayorista, al igual que el plan de ayudas al carbón nacional que obliga a utilizar determinadas cantidades de este combustible. De esto da idea el hecho de que a principios de 2013, la mayor parte de la energía eléctrica generada en España —alrededor del 70%— proviene de tecnologías subvencionadas o precio aceptantes.

Los precios mayoristas son comparables a los de otros mercados europeos. Sin embargo, los precios minoristas se ven distorsionados por el peso de los costes de acceso⁹, que necesitan una revisión urgente; por la existencia del llamado bono social, que no existe en ningún otro producto de primera necesidad; por la existencia de una tarifa de último recurso, que se aplica al 90% de los consumidores domésticos; pero sobre todo, por el impacto del aplazamiento en el pago del coste de la energía, embalsado en el llamado déficit de tarifa.

Este déficit de tarifa, bajo la apariencia de una reducción del precio final minorista de la electricidad, esconde un encarecimiento real. Su solución pasa por la titulización del total del déficit de tarifa acumulado tan pronto los mercados financieros los permitan a un coste razonable, por una reducción

⁹ Los costes de acceso incluyen las primas al Régimen Especial, las ayudas públicas a la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución, el pago por la moratoria nuclear y otros costes regulados.

decidida de los sobrecostes originados por las primas al Régimen Especial, y por una adaptación progresiva de las tarifas de acceso a los costes reales. Finalmente, es necesario que los ajustes por posibles descuadres de ingresos y costes del sistema sean automáticos, para evitar la generación de déficit adicional, ni siquiera temporal.

Estas distorsiones de los precios tienen dos efectos perniciosos principales. Por una parte, un precio indebidamente bajo –por no recoger el déficit– incita al consumo o, al menos, no al ahorro, haciendo así vano cualquier intento de mejorar la eficiencia energética. Por otra parte, un déficit financiado a la fuerza por las empresas afecta inevitablemente a su rentabilidad y al atractivo de los negocios eléctricos, impacta negativamente en su capacidad de endeudamiento y genera una percepción de incertidumbre regulatoria.

Problemas estratégicos y políticos

Una política energética carente de visión global y una regulación errática y cambiante

La regulación energética ha carecido del necesario fundamento de una estrategia energética nacional. La actuación política ha adolecido de planteamientos estratégicos y responde fundamentalmente a una visión intervencionista del sector, centrada en el control de precios y de los márgenes empresariales, ignorando la necesidad de adoptar un enfoque de largo plazo y de sostenibilidad económica y estratégica.

La carencia de una visión estratégica nacional en el campo de la energía se refleja también en las deficiencias a la hora de explotar las ventajas de las dimensiones atlántica y mediterránea de España, las relaciones diplomáticas y comerciales de nuestro país y en el tratamiento de cuestiones diversas, unas en el ámbito europeo, como las interconexiones de las redes físicas energéticas o la defensa del interés nacional en los procesos de elaboración de legislación comunitaria, y otras en ámbitos internacionales más amplios, como las relaciones económicas con países vecinos, suministradores o consumidores.

Posición geográfica sin explotar

La posición geográfica de España debería constituir un elemento básico de cualquier planteamiento estratégico y político, tanto para explotar sus ventajas como vía de acceso a Europa del gas del norte de África, como centro de comercio de gas entre Europa, América, África y Oriente Medio, o para tratar de paliar sus inconvenientes derivados de la falta de capacidad de las interconexiones con el resto de Europa.

Carencia de una visión nacional

El ejercicio particularista y sin visión de conjunto de las competencias atribuidas a las comunidades autónomas en materia energética, junto con la preeminencia del prejuicio ideológico frente a las consideraciones técnico-económicas, hacen que la política energética española carezca de la necesaria visión nacional.

Mientras la Unión Europea ha empezado a preocuparse formalmente por la necesidad de una política energética común, en España existe una miscelánea de visiones muy difícil de armonizar. El precio a pagar por esta falta de visión nacional es un descenso de la competitividad de la empresa española y un riesgo a medio plazo de menor seguridad de abastecimiento de energías primarias.

Desorden en el proceso de apoyo a las energías renovables

La regulación del Régimen Especial y, en particular, la implantación descontrolada de determinadas tecnologías de energías renovables, ha sido un ejemplo de desorden administrativo e institucional. Después de otorgar innecesariamente las competencias administrativas a las comunidades autónomas, se renunció a cualquier intento de poner orden y coordinación a escala nacional. La consecuencia ha sido un exceso de potencia instalada, con el consiguiente sobrecoste; la desconfianza de los inversores extranjeros, y un impacto en los precios presentes y futuros de la electricidad que pueden suponer una pérdida de competitividad de nuestras empresas durante décadas.

El error más importante ha sido no haber llevado a cabo un análisis del mix de potencia deseable a medio y largo plazo con estudios serios de prospectiva tecnológica y de costes, y haber desarrollado una regulación de forma poco meditada, casi improvisada, sin valorar con el rigor necesario los costes de la misma ni las opciones alternativas para alcanzar los objetivos de potencia de fuentes renovables.

Mala calidad legislativa e inseguridad jurídica creciente

El desarrollo regulatorio en el sector energético ha sido irregular, ha carecido de análisis profundos sobre sus consecuencias, y ha sido reactivo en muchas ocasiones. El desarrollo regulatorio, tanto en su contenido como en su ritmo, ha sido subordinado a las agendas políticas y no al interés nacional. Además, la producción legislativa ha mostrado una muy baja calidad, consecuencia de las frecuentes improvisaciones, redacciones poco meditadas, procesos de consulta insuficientes, continuos parches, lo que la deja demasiado abierta a la interpretación de las Administraciones Públicas y de las instancias judiciales, quedando numerosos frentes abiertos de forma permanente.

Todo esto no hace más que acentuar la inseguridad jurídica y hace crecer el riesgo regulatorio. Los inversores internacionales llevan tiempo manifestando su preocupación y renuncian a invertir en el sector energético nacional o le exigen una mayor prima de riesgo, y terminan por desviar sus inversiones a otros países con entornos más favorables. Esto sólo puede repercutir en un mayor coste del suministro energético o en su menor calidad frente a los países competidores y en un menor atractivo de España como destino de inversión.

Proceso de liberalización sin completar, sobre todo en el sector eléctrico

Los procesos de liberalización requieren una atención constante, a través del desarrollo regulatorio, los ajustes en el fun-

cionamiento de los mercados y el buen funcionamiento de las instituciones. Sólo así se conseguirá que tengan el efecto social beneficioso que se persigue. Este proceso de ajuste constante ha sido deficiente en España. La regulación ha avanzado a trompicones, con periodos de abundante producción normativa seguidos de otros de aparente falta de atención a los sectores energéticos.

Se aprecia una falta de confianza política en el proceso de liberalización, como lo demuestra, por ejemplo, la pervivencia de tarifas reguladas que acaban derivando en déficit por el temor de llevar retribuciones reconocidas a los peajes de acceso.

Necesidad de replantear algunos compromisos internacionales

El cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de limitación de emisiones no debe ser incompatible con una revisión de sus fundamentos y un ajuste en función de criterios razonables, en línea con lo que otros países, entre ellos las grandes economías del planeta, han anunciado o están haciendo ya. España no puede limitarse a ser un sujeto pasivo de dichos compromisos, cuando los costes en términos de competitividad y empleo superan lo razonable, máxime cuando las emisiones por habitante están entre las más bajas de Europa. Además, la situación de la economía española aconseja poner el énfasis en lo esencial, centrando los esfuerzos allí donde menos daño produzcan en nuestra economía.

Insuficiente independencia y necesidad de reforma de los organismos reguladores

La anunciada reforma de los organismos reguladores¹⁰ debe hacerse para mejorar la regulación sectorial, no sólo la defensa de la competencia. Las especificidades de sectores como el energético requieren una regulación muy apoyada en sus fundamentos técnicos naturales, algo muy distinto del derecho de la competencia o de la supervisión del funcionamiento de los mercados. Esto debe reflejarse en la definición y estructura de los órganos que se creen o se mantengan.

En segundo lugar, el sistema actual de designación de los miembros de los organismos reguladores se reduce, de hecho, a un reparto de cuotas. La falta de independencia de los organismos reguladores conduce a la pérdida de seguridad jurídica y a la erosión de su prestigio y credibilidad. Los estatutos del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) o el órgano que la sustituya en el anunciado nuevo modelo deben asegurar que se selecciona a los mejores para ejercer las responsabilidades que tienen encomendadas con plenas garantías para la sociedad y para las empresas sujetas a su actuación, al margen de los intereses de los partidos políticos.

El Consejo de Seguridad Nuclear se enfrenta a una nueva etapa. A corto plazo, el núcleo de sus tareas se centrará en

¹⁰ En el momento de redactarse este documento se encontraba en tramitación parlamentaria el Proyecto de Ley de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (publicado en el BOCG de 29-10-2012).

las cuestiones relativas al alargamiento de vida de las centrales nucleares. Igualmente, las futuras centrales serán de nueva generación. Ello exigirá nuevas capacidades en el plano técnico y en los de supervisión y licenciamiento. Además, algunas centrales están ya en la etapa de desmantelamiento o lo estarán pronto. Por último, la gestión integral del combustible gastado será una actividad distinta de lo que hasta ahora se ha hecho. Todo esto justifica una revisión a fondo del estatuto del CSN.

Falta de información en la sociedad

De forma recurrente, los análisis de opinión presentan a los españoles como los europeos menos informados y menos interesados en cuestiones energéticas. Esta situación tiene como causa principal el bajo nivel del debate público sobre las cuestiones energéticas en España. Sólo el fomento de una información abierta, clara y completa podrá hacer que los españoles entiendan las grandes cuestiones energéticas y acepten las soluciones más adecuadas a las mismas.

4

ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

El petróleo

Visión global

Reservas, producción y consumo de petróleo convencional

El sector global del petróleo se caracteriza por tener unas reservas concentradas en pocos países. Actualmente, la producción está fundamentalmente en manos de compañías estatales que, en muchos casos, responden a estrategias geopolíticas no siempre alineadas con las reglas del mercado.

El transporte logístico internacional de gran distancia se realiza a través de grandes petroleros o mediante oleoductos internacionales.

La asociación de países productores OPEP concentra el 42% de la producción mundial, volumen suficiente para poder influir en el precio del barril.

Los productos derivados del petróleo, hoy por hoy, son el combustible insustituible de todo el sector del transporte: aéreo, terrestre y marítimo, siendo un elemento vital en la economía de todos los países. Por otro lado, la inevitable emisión de gases de efecto invernadero en su combustión es una restricción para su utilización como combustible masivo en el contexto de unas políticas internacionales de reducción de gases de efecto invernadero.

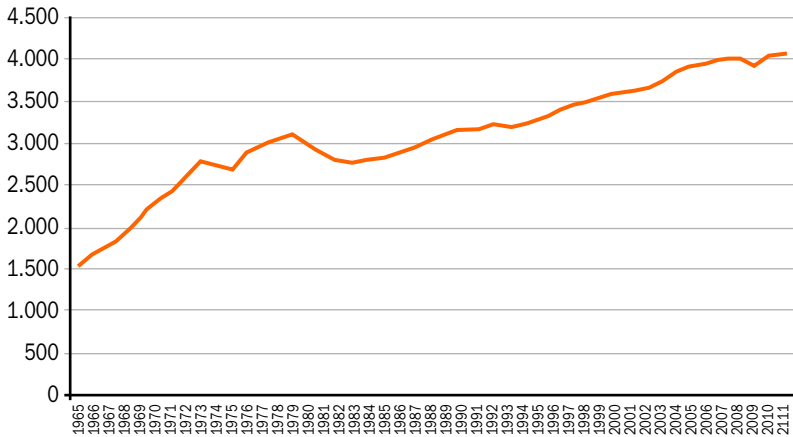
La participación del petróleo en la demanda mundial de energía primaria aumentó de modo sostenido hasta 1980, en que llegó a alcanzar el 43%. A partir de dicho año, ha disminuido progresivamente hasta situarse en la actualidad cerca del 33%. Este descenso ha sido compensado por el gas natural, la energía nuclear, el carbón y las energías renovables.

La producción mundial de petróleo tuvo su época de mayor crecimiento desde 1940, con 200 millones de toneladas, hasta los choques del petróleo de los años 70. Posteriormente el crecimiento se ralentizó, hasta que la fuerte caída de los precios en 1986 incentivó de nuevo el consumo, que se ha vuelto a estancar relativamente como consecuencia de la crisis económica iniciada en 2008. Actualmente se encuentra en torno a 4.000 millones toneladas/año (84 MBbl/día).

FIGURA 6

Producción mundial de petróleo 1965-2011

(millones de toneladas/año)



Fuente: BP Statistical Review 2010

El cuadro 3 muestra la evolución de estas reservas desde 1998 a 2011 y la figura 7 recoge la evolución de la relación R/P (reservas de petróleo a producción anual, al nivel de cada año). Del análisis de este cuadro se deducen algunos aspectos relevantes:

- Las reservas han aumentado en cerca de 600 Gb¹¹, aunque no todos los aumentos de las reservas han sido auditados, por lo que podría suceder que algunas de ellas hayan sido sobrevaloradas.

¹¹ 1 GB = un billón de barriles.

- Las reservas están concentradas geográficamente en unos pocos países. Las reservas de la OPEP representan el 76% del total y, estas últimas, sumadas a las de la antigua Unión Soviética, totalizan el 86% de las reservas mundiales.
- Los países de la OCDE y de la UE están en una situación de fuerte dependencia: el 7% y el 0,5% de las reservas mundiales respectivamente frente a una participación en el consumo mundial del 56% y 18%.
- La ratio R/P ha mejorado, como consecuencia sobre todo de la evolución de las reservas de crudos no convencionales.

CUADRO 3

Evolución de las reservas probadas de petróleo, 1998-2012

	1998		2012		
	Gb	Ratio Reservas/ Producción años	Gb	Ratio Reservas/ Producción años	% del total mundial
Estados Unidos/Canadá	43,7	10	208,9	49	12,6
Iberoamérica	117,2	39	325,4	120	19,7
Argentina	2,8	9	2,5	11	0,1
Brasil	7,4	20	15,3	19	0,9
México	21,6	17	11,4	10	0,7
Venezuela	76,1	60	297,6	(*)	17,8
Europa y Eurasia	140,9	20	141,1	8,5	22,3
Noruega	11,7	10	7,5	10	0,4



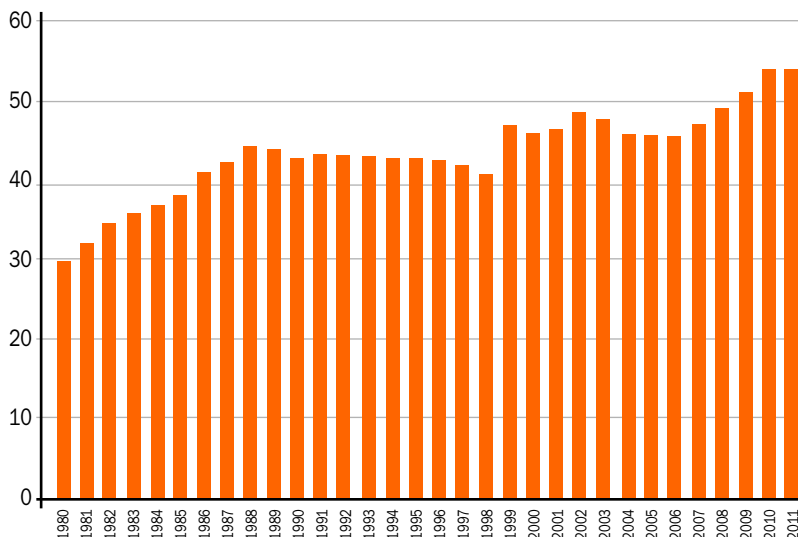
ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

	1998		2012		
→	Gb	Ratio Reservas/ Producción años	Gb	Ratio Reservas/ Producción años	% del total mundial
Reino Unido	5,1	5	3,1	8	0,2
Kazajistán	0,8	-	30,0	47	1,8
Federación Rusa	-	-	57,2	23	5,3
Oriente Medio	684,3	82	807,7	79	48,4
Irán	93,7	67	157,0	96	9,4
Irak	112,5	(*)	150,0	(*)	9,0
Kuwait	96,5	(*)	101,5	(*)	6,1
Arabia Saudita	261,5	75	265,9	63	15,9
Emiratos Árabes Unidos	97,8	(*)	97,8	79	5,9
África	77,2	28	130,3	(*)	7,8
Argelia	11,3	21	12,2	20	0,7
Angola	4,0	15	12,7	19	0,8
Libia	29,5	55	48,0	87	2,9
Nigeria	22,5	28	37,2	42	2,2
Asia Pacífico	41,3	15	41,3	14	2,5
Total mundo	1.068,5	40	1.668,9	54	100,0
OCDE	89,2	15	238,3	35	14,3
OPEP	827,2	74	1.211,9	91	72,6
UE-25	8,9	7	6,7	12	0,4

(*) más de 100 años

Fuente: BP Statistical Review 2012

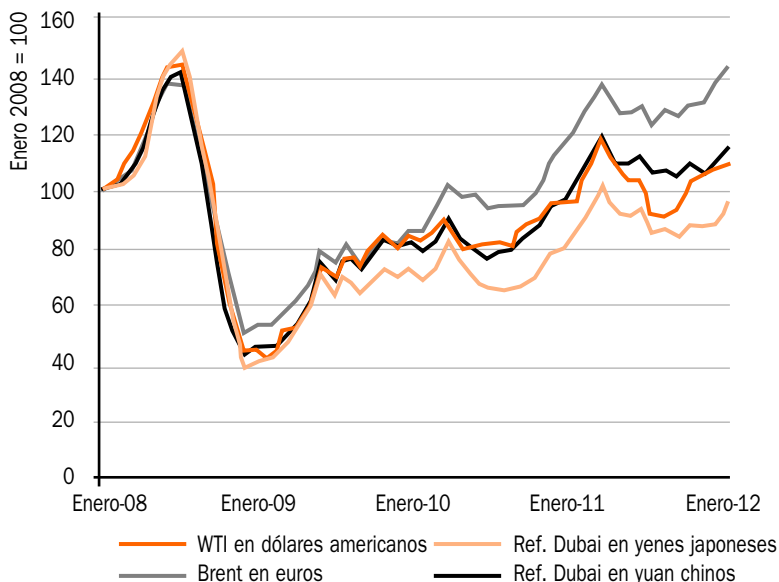
FIGURA 7

Relación R/P (reservas/producción) de petróleo

Fuente: BP Statistical Review 2010

En cuanto a los precios internacionales del petróleo, destaca su volatilidad. A partir de 2003, la fortaleza de la economía mundial, el aumento de la demanda en China y las propias expectativas de nuevas subidas llevaron los precios hasta niveles de 143 dólares por barril (\$/bl) en julio de 2008. La crisis económica mundial ha dado lugar a un nuevo desplome de los precios, que en mayo de 2009 se situaron en torno a los 55\$/bl y a una posterior recuperación en niveles alrededor de 100 \$/bl. Esta volatilidad de los precios del petróleo constituye un freno a las inversiones en el desarrollo de petróleos no convencionales, cuyos costes de producción superan los 70\$/bl y, en ocasiones, los 100\$/bl.

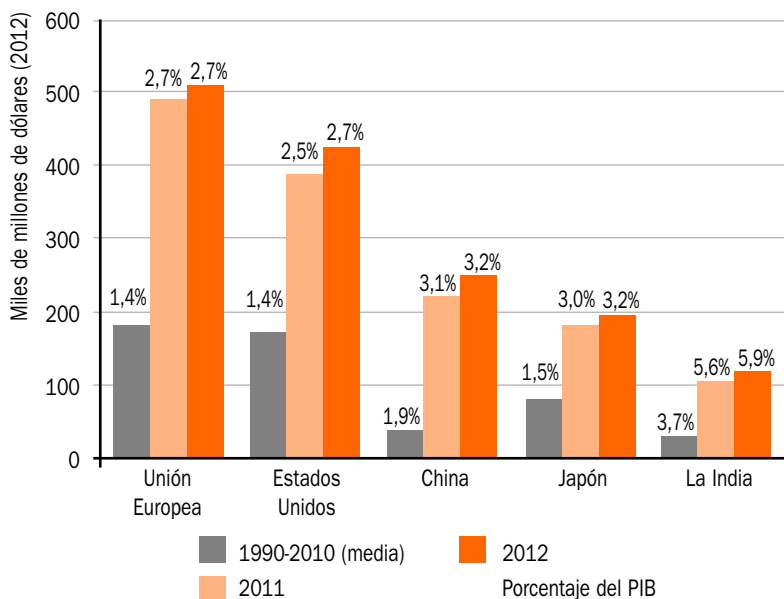
FIGURA 8

Precios del petróleo 2008-2012

Fuente: AIE

El impacto de los precios del petróleo en las principales economías importadoras tiene gran importancia, y se ha multiplicado en los últimos años, lo cual debe constituir un factor de preocupación a la hora de diseñar las políticas energéticas nacionales.

FIGURA 9

Factura del petróleo en miles de millones de dólares y en % del PIB

Fuente: AIE

El petróleo no convencional

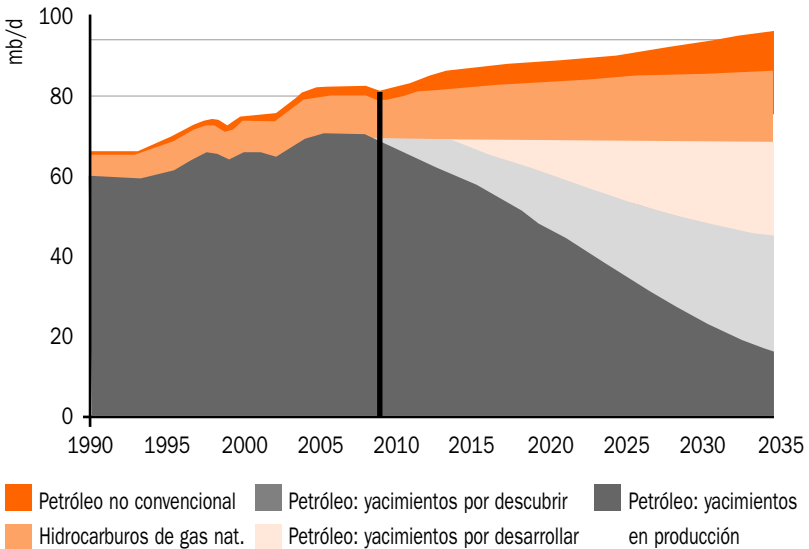
Petróleo no convencional es el que, para su extracción, transporte y transformación, requiere tratamientos distintos o complementarios de los que normalmente reciben los crudos habitualmente utilizados. Los principales petróleos no convencionales son los crudos extrapesados, cuyas reservas estimadas ascienden a 3.300 Gb, y las arenas bituminosas, con unas reservas de 2.500 Gb, de los que el 68% se encuentra en Ca-

nadá. De estas cifras, son económicamente recuperables con las técnicas actuales unos 400 Gb de los primeros y 650 Gb de las segundas. Además existen reservas potenciales importantes en las pizarras bituminosas y las arenas bituminosas.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que se podría atender la demanda de petróleo prevista para 2030 con la estructura de producción que se representa en la figura 10, y que incluye el petróleo no convencional y los hidrocarburos líquidos que se producen con el gas natural (NGL).

FIGURA 10

Previsión de producción de petróleo (incluye NGLs y crudos no convencionales)



Fuente: AIE, World Energy Outlook 2010

Puede apreciarse que, a diferencia del gas natural, la contribución de los petróleos no convencionales (de arenas, esquistos y pizarras) es muy limitada por las incertidumbres tecnológicas acerca de su desarrollo, los costes de producción y su impacto medioambiental.

Para satisfacer la demanda en el año 2030, la inversión necesaria en el desarrollo de nuevos yacimientos de petróleo convencional y no convencional ascendería a unos cinco billones de dólares de 2007. Pero no está claro que las inversiones necesarias vayan a materializarse, pues la mayor parte de las reservas de crudos convencionales están concentradas en países en los que las empresas estatales tienen el control total de las mismas, y las prioridades de estas empresas están en las consideraciones presupuestarias o en prolongar la vida de sus reservas. Por ello, no resulta descartable prever para la próxima década un importante alza de los precios del petróleo.

Por último, hay que reseñar que los costes de descubrimiento de nuevas reservas –que en términos reales habían descendido entre 1981 y 2001– han vuelto a aumentar debido a que las estructuras son más complejas y, con frecuencia, están localizados en aguas profundas o en nuevas áreas exploratorias. Por ello, el coste total (*Finding Cost*, *Development Cost* y *Lifting Cost*) tenderá a crecer en los nuevos descubrimientos.

El sector del petróleo en España

Producción, reservas, refino, logística

España dispone de escasas reservas de petróleo. La producción nacional en 2011 fue de 0,139 Mtep, equivalente al 0,23% del consumo doméstico de crudo y productos petrolíferos. España basa sus suministros en la importación de crudo para refinar y, en menor medida, en la importación de productos refinados. Esta dependencia exterior exige:

- Promover una adecuada diversificación de las fuentes de suministro de crudo y productos derivados.
- Reforzar las acciones políticas bilaterales con los países productores.
- Mantener unas reservas estratégicas que, en el marco de las políticas comunitarias, garanticen en todo momento los suministros ante crisis coyunturales y episodios climatológicos que puedan afectar a la logística.
- Proporcionar un marco administrativo ágil y transparente que permita la exploración de los recursos petrolíferos y gaseísticos potencialmente disponibles en territorio y aguas españolas como las situadas cerca de las Canarias.

CUADRO 4

Producción interior de crudo (miles de toneladas/año)

Yacimiento	2000	2005	2010	2011	2012	$\Delta\%$ 2012/2011
Ayoluengo	9	6	5	7	7	-4,3
Boquerón	56	26	39	46	34	-25,5
Casablanca	124	100	66	39	42	+8,5
Rodaballo	38	34	15	8	-	
Montanazo-Lubina	-	-	-	-	56	
TOTAL	226	166	122	100	139	+38,9

Fuente: CORES

La evolución de la demanda de productos petrolíferos ha experimentado un notable crecimiento desde 1996, alcanzando su máximo en 2007, con un total de unos 75 millones de toneladas. Desde ese año se aprecia una clara contracción en el consumo debida a la debilidad de la demanda interna, muy afectada por la crisis de la economía española desde 2008. En los últimos cinco años, el consumo ha experimentado un descenso de un 18%.

El consumo de productos petrolíferos está ligado principalmente al transporte (65% del consumo final). El gasóleo es el componente de la demanda que ha experimentado un mayor crecimiento como consecuencia de la “dieselización” del parque automovilístico.

CUADRO 5

Consumo de productos del petróleo en España 2011-2012
(miles de toneladas)

Productos	Consumo 2011 (kt)	(%)	Consumo 2012 (kt)	(%)	Δ% 2012/2011
Gases Licuados del Petróleo (GLP)	1.654	2,6	1.600	2,7	-3,3
Gasolinas	5.299	8,2	4.922	8,3	-7,1
Querosenos	5.596	8,7	5.267	8,9	-5,9
Gasóleos	31.108	48,4	29.100	49,0	-6,5
Fuelóleos	10.475	16,3	9.700	16,3	-7,4
Pesados, otros	10.158	15,8	8.852	14,9	-12,9
TOTAL	64.291	100,0	59.442	100,0	-7,5

Fuente: CORES

En cuanto a las importaciones de crudo, alcanzaron su máximo en el año 2006 con un total importado en torno a 60,5 millones de toneladas, para disminuir drásticamente entre 2009 y 2011, años en los que se importó una media de 52,3 Mt anuales. En 2012, se observa un fuerte repunte de estas importaciones que se situaron en 58,7 Mt, un 12,6% más que en 2011 debido principalmente a la entrada en plena operación de las nuevas instalaciones de refino, especialmente la ampliación de las plantas de Repsol en Cartagena y Bilbao. El origen de los suministros está diversificado, aunque las importaciones de los países de la OPEP representan por encima del 50%.

CUADRO 6

Origen de la importación de crudos por países y regiones (kt)

Región/País	2008	2011	2012	$\Delta\%$ 2012/2011
OPEP	30.537	28.829	33.316	15,6
Nigeria	5.045	6.914	8.414	21,7
Arabia Saudita	6.397	7.661	7.848	2,4
Libia	5.957	1.159	4.882	321,2
Irak	1.834	3.863	4.933	27,7
Venezuela	1.872	419	2.574	514,3
Irán	6.803	7.493	1.101	-85,3
Resto OPEP	2.629	1.320	3.564	170,0
Europa	12.238	9.554	9.205	-3,7
Rusia	8.811	7.977	8.163	2,3
Otros	3.427	1.577	1.042	-33,9
México	7.710	6.135	8.662	41,2
Colombia	-	1.292	3.287	154,4
Otros países	8.023	6.337	4.227	-33,3
TOTAL	58.058	52.147	58.697	12,6

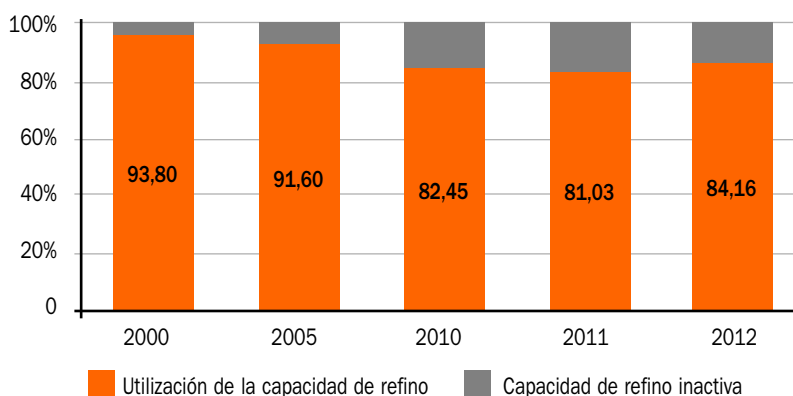
Fuente: CORES

Refino, logística y seguridad de suministro

España cuenta con una industria de refino de las más avanzadas de Europa, con diez refinerías y una capacidad de refino de 76,3 millones de toneladas anuales. Gracias al esfuerzo inversor realizado los últimos años, tanto en mejoras tecnológicas como en aumentos de capacidad, la industria española

puede jugar un papel clave en la seguridad de suministro europea, contrarrestando el déficit europeo en destilados medios. El grado de utilización de la capacidad de refino en 2012 fue del 84,16%.

FIGURA 11

Utilización de la capacidad de refino en España

Fuente: CORES

El sistema logístico español es uno de los modelos más transparentes, accesibles, flexibles y eficientes del mundo, y además cuenta en la actualidad con capacidad de almacenamiento disponible. En concreto, la red de oleoductos de la Península, propiedad de CLH, cuenta con 4.007 kilómetros de longitud, que conecta las ocho refinerías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento (un total de 38, con una capacidad de 7,2 millones de metros cúbicos más 28 instalacio-

nes aeroportuarias con una capacidad adicional de 0,1 Mm³) situadas en las zonas de mayor consumo. Las restantes 38 compañías alcanzan un total de 68 instalaciones, con una capacidad de 5,3 millones de metros cúbicos, siendo el total de la capacidad de almacenamiento nacional 12,7 millones de metros cúbicos.

La seguridad de suministro

La seguridad de suministro está llamada a ser el elemento central del contexto energético europeo en los próximos años, teniendo en cuenta los profundos cambios estructurales en el sector petrolero internacional, que podrían hacer reconsiderar algunos de los fundamentos de las políticas tradicionales de la seguridad de suministro.

El desarrollo relativamente reciente de nuevas tecnologías de producción influirá en la oferta mundial de crudo, afectando de forma muy directa a los países dependientes de los suministros externos. Por otro lado, el desplazamiento geográfico de los principales centros internacionales de consumo de productos petrolíferos hacia países no pertenecientes a la OCDE y las perspectivas de crecimiento de la industria de refino en el Medio y Lejano Oriente, significarán también un cambio estructural de modelo en lo que concierne al aseguramiento del suministro, en especial para Europa.

En primer lugar, las nuevas tecnologías de exploración y producción de hidrocarburos están convirtiendo regiones tradicionalmente consumidoras en productoras. En este

sentido, cabe destacar el “*fracking*”¹², que ha revolucionado el escenario energético en Estados Unidos y posiblemente lo hará en otras áreas geográficas. De acuerdo con las últimas previsiones publicadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE)¹³, en 2020 Estados Unidos será el primer productor mundial de crudo, superando a Arabia Saudí, y en 2030 se convertirá, con alta probabilidad, en exportador neto.

Ello supondrá no sólo un cambio en el flujo de las importaciones de crudo desde Oriente Medio y África que actualmente suministran a Estados Unidos, sino también un cambio estructural en la industria de refino de Estados Unidos, que podrá disponer de crudos más baratos.

En segundo lugar, la demanda de productos petrolíferos se desplaza hacia países no-OCDE. En 1974, la OCDE representaba un 72% del consumo mundial de crudo, cifra que se ha reducido al 52% en 2012 y disminuirá hasta el 45% en 2030 (AIE, WEO 2012).

Por último, en la última década, la capacidad de refino ha disminuido en Europa casi un 4%, situándose en 14 MBbl/día en 2012¹⁴, lo que contrasta con los aumentos de capacidad de refino previstos en el área no-OCDE, que se convertirá en

¹² Técnica de extracción de hidrocarburos consistente en la creación de fracturas en el sustrato rocoso mediante la inyección de un fluido a presión (generalmente con arenas y productos químicos) para facilitar su salida al exterior.

¹³ World Energy Outlook 2012.

¹⁴ Según datos de Oil & Gas Journal.

el nuevo mercado de referencia internacional para la exportación de productos petrolíferos.

El efecto combinado de estas tendencias, junto con las ya mencionadas novedades tecnológicas en el área de exploración y producción de hidrocarburos, derivará en un nuevo escenario producción-consumo mundial muy distinto al existente hasta ahora.

Europa deberá potenciar al máximo la flexibilidad del sistema, garantizando el acceso de la industria a todos los recursos disponibles, asegurando que el mercado regional europeo forme parte de los canales de comercio internacional de crudo. Las medidas tradicionales que se focalizaban en la disponibilidad de crudo deberán complementarse necesariamente con otras que garanticen igualmente la seguridad de suministro de productos petrolíferos. A esto se orienta la nueva legislación europea sobre mantenimiento de reservas estratégicas (Directiva 2009/119/CE de 14-9-2009) que promueve el mantenimiento de unos volúmenes mínimos en forma de productos. Sin embargo, adicionalmente cabría promover medidas tendentes al mantenimiento de la industria europea de refino, evitando una mayor dependencia externa de la Unión Europea, y potenciar otras relacionadas con la eficiencia energética.

La buena situación de España en este nuevo escenario (una industria de refino e infraestructuras logísticas de referencia internacional, situación geoestratégica inmejorable) permiten pensar que los cambios estructurales apuntados generarán oportunidades para el sector.

Desde su creación en 1995, CORES, entidad responsable del mantenimiento de reservas estratégicas en España, ya fue pionera al apostar mayoritariamente por el mantenimiento de reservas en forma de productos frente a crudo, lo que le otorga una clara ventaja competitiva frente a otras entidades europeas en el nuevo escenario. Esta experiencia, unida a la situación geoestratégica de España y a las mencionadas características diferenciales del sistema logístico español, coloca a nuestro país en una posición óptima para afrontar los déficits de producto que van a aparecer a corto plazo en el mercado europeo de reservas. España tiene potencial suficiente para convertirse en uno de los *hubs* europeos de referencia para el almacenamiento y mantenimiento de reservas estratégicas.

Potenciar el actual sistema de seguridad de suministro

Sin embargo, es preciso continuar mejorando el sistema para adecuarlo a la realidad que se perfila en los próximos años. En concreto es preciso incidir en tres aspectos que pueden incrementar la eficacia del sistema: potenciar el sistema de seguridad de reservas estratégicas en línea con la nueva directiva, ajustar algunos aspectos del sistema logístico y fomentar las actividades de exploración y producción.

España goza de un sistema de seguridad muy avanzado. Fue uno de los primeros países en organizar un modelo basado en unos criterios que, ahora, la Directiva 2009/119/CE ya de-

fine como obligatorios para todos los países miembros. Por otro lado, España es miembro fundador de la Agencia Internacional de la Energía, garante del sistema de seguridad de suministro en vigor para los países de la OCDE.

Por ello la principal propuesta en este campo es potenciar el modelo actual buscando aprovechar las nuevas oportunidades que abre la Directiva 2009/119/CE. En primer lugar, el sistema de entidad central de almacenamiento (ECA) supone una mayor eficiencia económica derivado de la gestión conjunta de todas las reservas y, de forma indudable, un mejor control de las reservas de seguridad y de su puesta en mercado en caso de crisis.

Resulta apropiado incrementar el número de días a mantener por CORES, buscando el óptimo balance entre sus reservas y las de la industria, así como explotar el mercado de reservas en terceros países que abre la Directiva 2009/119/CE, que es una oportunidad para un país como España, por su sistema de seguridad, su logística abierta y su acceso a dos mercados (Mediterráneo y Atlántico).

En paralelo, es preciso habilitar a CORES para participar en este tipo de actividad, y en concreto para participar en acuerdos con países extracomunitarios que precisen acuerdos bilaterales.

Por último, en este bloque es oportuno acometer una profunda evaluación de los protocolos de actuación en caso de emergencia.

Promover la exploración y producción de hidrocarburos

La preocupación por el desarrollo económico aconseja propiciar el desarrollo de la industria y buscar un incremento del autoabastecimiento energético. La posibilidad de contar con una actividad autóctona de producción de hidrocarburos supondría una mejora considerable en la balanza exterior.

Una de las zonas más prometedoras son las islas Canarias. Las estimaciones más recientes se mueven en torno a los 100.000 Bbl/día, aproximadamente el 10% de las necesidades de crudo de España. Teniendo en cuenta que el periodo de explotación de los yacimientos de hidrocarburos oscila entre los veinte y treinta años, el impacto en la inversión y el empleo sería importante.

Desde el punto de vista de la seguridad del suministro, una producción nacional de crudo representaría una mejora considerable. España mantiene unas reservas de seguridad de crudo y productos de 18 millones de toneladas. Si las prospecciones resultaran positivas, España podría reducir su almacenamiento en una cantidad equivalente, con el consiguiente ahorro económico y la mejora en la competitividad de nuestras empresas, que dispondrían de productos a menor coste, por las menores exigencias de reservas.

También es preciso evaluar si el *fracking* tiene posibilidades de aplicación en áreas concretas de nuestro país y qué medidas de protección medioambiental es preciso implantar para asegurar un desarrollo sostenible de la actividad.

El gas natural

El consumo del gas natural en España ha experimentado un fuerte crecimiento en las últimas décadas. Entre 2000 y 2009 se duplicó, pasando de 196 a 400 TWh, gracias, en buena medida, al sustancial aumento de la utilización del gas como combustible para generación eléctrica en las plantas de ciclo combinado. A partir de este año, como consecuencia de la crisis económica y de decisiones de política energética que han influido de forma determinante en el funcionamiento de los ciclos combinados, el consumo de gas se ha estancado. En 2012 dicho consumo ascendió a 362TWh, lo que representa aproximadamente el 20% de la energía primaria consumida en España.

Por su parte, el consumo de gas natural en el segmento doméstico-comercial creció a una tasa anual del 5,5% hasta 2009, y a un ritmo menor, 0,8%, desde ese año hasta 2012 y en el segmento industrial aumentó al 5,7% anual hasta 2009 para estancarse a partir de dicho año. En el mismo año 2009, el 36% de la generación eléctrica se produjo con gas, lo que representó el 40% del consumo total de gas en España, cifra que se redujo al 23% en 2012. El fuerte impulso al uso del gas para generación eléctrica fue consecuencia del intenso ciclo inversor llevado a cabo en la década anterior. A finales de 2009, la potencia instalada en plantas de ciclo combinado era de 23.000 MW. El atractivo del gas para la generación eléctrica se debe a sus características específicas: eficiencia de los ciclos combinados, menor impacto ambiental que otros combustibles fósiles, flexibilidad operativa y de gestión, redu-

cida inversión específica –en comparación con otras tecnologías fósiles– y rapidez de construcción de las plantas.

El aumento de la demanda de gas natural para los ciclos combinados requirió un redimensionamiento del sistema gasista, con una importante inversión en nuevas infraestructuras y en la mejora de las existentes. Los peajes de acceso del sistema gasista pasaron de 1.426 millones de euros en 2002 a 3.200 millones de euros previstos para 2013.

A medio plazo se estima que el gas natural seguirá siendo un combustible clave en los procesos industriales, en el ámbito residencial y en la generación eléctrica por razones de eficiencia, medioambientales y de garantía de suministro del sistema.

Actualmente están operativas en España seis de las diecinueve plantas de regasificación de GNL (gas natural licuado) existentes en toda Europa y que permiten la diversificación de fuentes de suministro a través del acceso al gas procedente de cualquier origen mediante barcos metaneros. Hay una planta adicional, actualmente hibernada como consecuencia de la evolución negativa de la demanda de gas, y otra, la de Sines en Portugal, que presta servicios al sistema español a través de las interconexiones existentes con el país vecino.

Sin embargo, como consecuencia de la crisis de la demanda industrial y sobre todo de la fuerte penetración de las renovables, que han influido negativamente en el consumo de gas en generación, ha habido un incipiente déficit de tarifa en el sistema gasista que, afortunadamente, tiene unas causas y una evolu-

ción muy diferentes al del sistema eléctrico y podrá desaparecer con la recuperación de la demanda industrial.

El desequilibrio económico del sistema gasista tiene un doble motivo. Uno coyuntural, la reducción de la demanda industrial como consecuencia de la crisis económica, y otro estructural, derivado de la incoherencia entre el fomento de las renovables –que reduce el hueco térmico– y la planificación estratégica de las infraestructuras básicas.

En materia de gas natural se planificó y permitió el desarrollo de un sistema gasista capaz de atender la demanda punta de 25.000 MW de ciclos combinados, suponiendo que la mayor parte de estas plantas funcionarían en base*. Si efectivamente esto hubiera sucedido, la recaudación a través de los peajes para la cobertura de los costes del sistema habría sido suficiente.

Otras medidas de política energética, como el desarrollo de renovables o el fomento del carbón nacional, han impuesto paulatinamente a los ciclos combinados un papel de soporte del sistema y no de funcionamiento en base como se preveía en su primitivo diseño. La utilización de los ciclos se redujo de 5.000 horas en 2008 a 1.500 en 2012.

Por el contrario, pese a la disminución previsible del funcionamiento de las centrales de gas y también de la demanda industrial, no existió la agilidad administrativa suficiente para paralizar las infraestructuras que era evidente que resultarían

* Se trata del funcionamiento continuado, p. e., de las centrales nucleares que cubren la base de la curva de la demanda eléctrica, manteniendo constante la producción horaria.

innecesarias. Estas instalaciones gasistas, que acabarán siendo útiles a medio plazo, podrían permanecer hibernadas, reduciendo temporalmente el coste que ocasionan al sistema en forma de peajes, limitando la retribución a la cuantía necesaria para cubrir el compromiso financiero adquirido con los capitales ajenos utilizados en su ejecución y al coste de mantenimiento.

También en materia de infraestructuras, la península ibérica está conectada con los grandes yacimientos de gas de Argelia mediante dos gasoductos internacionales. Existen dos conexiones terrestres con Portugal –que permiten que este país se suministre desde Argelia a través de España–, y otras dos con Francia, por las que llega a España gas procedente de Europa, ambas en proceso de ampliación.

Las infraestructuras realizadas han permitido diversificar el origen del gas natural que llega a España, lo que proporciona al sistema gasista una elevada garantía de suministro a pesar de que nuestro país no es productor. En el año 2011, el gas natural consumido provenía de catorce países distintos, siendo el principal suministrador Argelia, con un 37,65%, porcentaje muy inferior a la limitación legal de importación desde un solo país, que actualmente está establecida en un 50%. En todo caso, con el objetivo de mantener y fomentar la diversificación geográfica de los suministros y reforzar la garantía de suministro de gas, se debería impulsar la firma de convenios internacionales entre España y los principales países productores.

En los últimos años se ha resuelto uno de los principales problemas del sistema gasista español como era el de la escasez

de almacenamientos subterráneos. La incorporación de los nuevos almacenes de Yela, Castor y Marismas, supondrá a medio plazo un incremento del 238% de la capacidad útil de almacenamiento, si bien, en algún caso como Castor, a un coste desmedido para el sistema por la excesiva inversión realizada en relación a la capacidad de dicho almacenamiento. Este problema se habría evitado si se hubiera permitido el desarrollo de almacenes en régimen de acceso negociado, más habitual en Europa.

En el marco de una política de diversificación de suministros y de seguridad de abastecimiento, es todavía importante revisar la conveniencia de aumentar la capacidad de interconexión con Francia en ambos sentidos y con un triple objetivo:

- Reforzar la seguridad de suministro, tanto en España como en los países vecinos y, en general, para la Unión Europea, ya que se permitiría el paso del gas en uno u otro sentido en caso de problemas de suministro.
- Aprovechar la situación geográfica de España para que se convierta en ruta de entrada del gas natural a Europa, tanto del gas del norte de África a través de sus gasoductos internacionales como del gas de otras procedencias. Ello permitiría aprovechar plenamente la capacidad instalada en las plantas de regasificación de GNL, lo que se traduciría en un menor coste de utilización para el conjunto de los consumidores españoles. Además, se fomentaría el arbitraje de precios entre distintos productores de gas evitando así el reparto *de facto* del mercado europeo que realizan Rusia y Argelia.

- Facilitar el desarrollo de un importante *hub* (centro de conexión) de referencia para el mercado del gas natural en el área mediterránea.

En el ámbito de la distribución de gas, su retribución debe seguir basándose en el crecimiento físico de las redes, de manera que se incentive su expansión a nuevos usuarios y no suponga una carga para el conjunto del sistema.

El gas natural en España ha tenido un desarrollo importante en el sector industrial desplazando casi íntegramente a los derivados del petróleo (fuelóleos, gasóleos y gases licuados del petróleo) que tradicionalmente se utilizaban en la industria como combustibles para generación de calor de proceso.

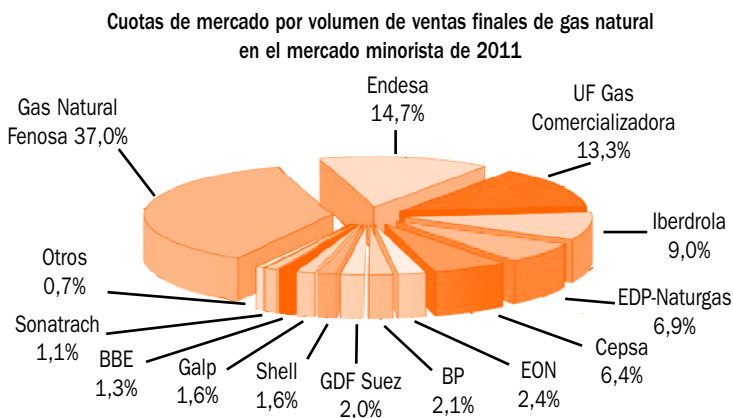
En el sector residencial y pese a que desde los años 90 hasta ahora el número de consumidores residenciales se ha multiplicado por 3,5 pasando de aproximadamente 2 a 7,3 millones, todavía hay posibilidades de crecimiento dado que la tasa de penetración del gas residencial en España está en torno al 27%, que es un nivel relativamente bajo respecto a la media europea. La distribución proporciona ingresos netos al sistema gasista, aportando de media en torno a 80€ anuales adicionales por punto de conexión sobre los costes retributivos (En España, a finales de 2012, había 7,4 millones de puntos de suministros de gas). Sin menoscabo del papel del comercializador, el papel del distribuidor es fundamental para la incorporación de nuevos puntos de suministro, sobre todo cuando no se requieren nuevas infraestructuras básicas para seguir creciendo, si se saturan y aprovechan las que ya están desarrolladas.

También existen posibilidades de desarrollo en el fomento del gas natural para automoción, actividad que permitiría, de forma económica, reducir los niveles de emisiones contaminantes y de CO₂. Una posibilidad muy interesante que se está desarrollando en Europa apoyándose a la posibilidad de utilización del gas natural en estado líquido es el uso de este combustible en barcos de cabotaje y pesca.

El mercado de gas español es el segundo en liberalización efectiva después del británico. Es, dentro de los países de la Europa continental, aquel en el que el operador dominante ha perdido mayor cuota de mercado y se han introducido mayor número de nuevos operadores.

FIGURA 12

**Concentración en el mercado de gas natural.
Ventas por comercializadora (2011)**



Cuotas de mercado por volumen de ventas finales de gas natural en el año 2011

Fuente: CNE

Aunque el mercado gasista español está completamente abierto y liberalizado y cuenta con diecinueve operadores activos, es conveniente dar una mayor publicidad a los precios practicados. Actualmente, el mercado organizado de gas funciona de forma muy activa en forma de intercambios de carácter logístico entre los operadores, aunque los precios de estos intercambios no se hacen públicos. La publicación de los precios del gas de llenado y operación, que el gestor técnico del sistema adquiere mediante subasta, sería suficiente para dar inicio a la publicidad de precios en dicho mercado.

En el ámbito minorista, siguen existiendo tarifas reguladas, denominadas erróneamente de último recurso, a las que pueden acogerse el 99% de los consumidores. Esta circunstancia, aunque no es exclusiva de la regulación española, es un obstáculo importante para la completa liberalización del mercado.

Las tarifas de último recurso no reflejan el coste real del aprovisionamiento. En España, para determinar su cuantía, se efectúan subastas que cubren una parte del gas que deben comprar obligatoriamente los comercializadores de último recurso. Pero este mecanismo de mercado se ve alterado porque en la composición del precio intervienen, además del gas subastado, otros factores que nada tienen que ver con la realidad del mercado español. Por ejemplo, en el denominado gas de invierno interviene un índice específico del mercado norteamericano, el Henry Hub, cuyo precio refleja el de un gas imposible de exportar a nuestro mercado,

y además se le asigna arbitrariamente un peso equivalente a un tercio o un cuarto del precio del gas que efectivamente podría adquirirse en España, distorsionando profundamente a la baja la tarifa resultante.

Con tan grave distorsión, sobre la base de unos precios imposibles, la obligación de atender el suministro de último recurso se convierte en una actividad insostenible y, de seguir así, a medio o largo plazo, se convertirá en un grave problema jurídico para la Administración.

Medidas relativas al sector del gas

Debe fomentarse la exploración de gas en territorio español y, en concreto, del gas de pizarra (*shale gas*), disponiendo las medidas precisas para asegurar las mejores prácticas de protección ambiental.

Debe fomentarse igualmente el crecimiento de la red de distribución, para permitir que el gas sustituya progresivamente a los combustibles más contaminantes. En este punto es importante agilizar los procedimientos administrativos de las CCAA para que dicha expansión no se vea retrasada ni entorpecida injustificadamente.

La revisión del procedimiento de planificación de infraestructuras debería ser más transparente y sometida a un proceso de consulta amplio, para que no se produzcan excesos como los de los últimos años.

La transparencia de los precios mayoristas es una carencia de nuestro sistema que necesita tratarse regulatoriamente de forma adecuada.

Finalmente, por mencionar sólo alguna de las reformas más necesarias, es preciso revisar la fórmula que regula la tarifa de último recurso, para adecuarla a la realidad del mercado español.

El carbón

Las reservas mundiales de carbón son muy abundantes (ver cuadro 7). Con los niveles actuales de consumo, se podría abastecer el mercado durante 112 años, frente a los 54 años de reservas actuales de petróleo y los 64 del gas natural.

CUADRO 7

Reservas, producción y consumo de carbón (2011)

	Reservas		Producción		Consumo		R/P*
	Gtep	%	Mtep	%	Mtep	%	
Estados Unidos	120	29	557	14	502	14	239
Rusia	43	10	157	4	91	2	471
China	61	15	1.956	50	1.839	49	33
Resto	194	46	1.285	32	1.293	35	150
Total	417	100	3.955	100	3.724	100	112
OCDE	200	48	1.004	25	1.099	30	182
UE	28	7	164	4	286	8	97
España	1	0,3	2,5	0,1	14,9	0,4	81

Fuente: BP Statistical Review 2012

* Reservas/Producción

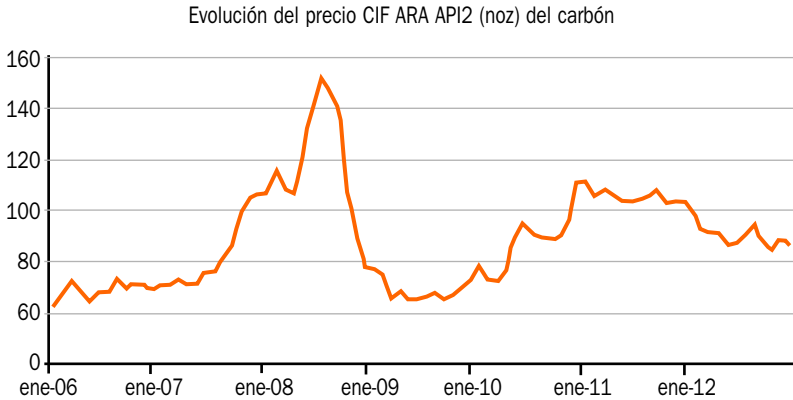
Por otra parte, las reservas están más diversificadas que las de los otros combustibles fósiles. Así, los países de la OCDE tienen el 48% de las reservas, frente a un consumo que representa el 30% mundial. La seguridad de suministro del carbón es superior a la del petróleo o del gas debido a la menor concentración de las reservas, a la diversificación geográfica de los suministros y a que las rutas de transporte no tienen los cuellos de botella de los otros combustibles.

La principal aplicación del carbón es la generación eléctrica. A este uso se destina el 90% del consumo en EEUU y el 76% en la UE. En 2011 el 42% de la generación eléctrica se realizó con carbón en Estados Unidos, el 79% en China, el 30% en la UE y el 20% en España. Las previsiones tanto de la AIE como del DOE apuntan a que, en el plazo de dos décadas, el carbón seguirá representando del orden del 45% de la generación eléctrica mundial. La previsión de nueva potencia de centrales de carbón para los próximos años asciende a 1.400 GW¹⁵.

En cuanto al precio del carbón, la diversidad de países productores y la fluidez de su tráfico marítimo hacen que el mercado internacional del carbón sea más estable y esté menos afectado por factores geopolíticos. Sin embargo, no está libre de influencias del precio del petróleo, y ha sufrido ya episodios de alzas de precios.

¹⁵ Ver World Resources Institute (2012).

FIGURA 13

Evolución del precio del carbón (dólares/ton) 2006-2012

El fenómeno del *shale gas* está desplazando al carbón de la generación eléctrica en Estados Unidos que, en consecuencia, está aumentando considerablemente sus exportaciones de carbón, lo cual incide a la baja en los precios del mercado mundial.

Una desventaja del carbón está en sus mayores emisiones específicas de partículas contaminantes (SO_x , NO_x , CO_2), comparado con los hidrocarburos. En las modernas centrales térmicas se eliminan estos elementos contaminantes, pudiendo afirmarse que la “lluvia ácida” en las zonas próximas a las centrales, al igual que las partículas sólidas, son hechos del pasado. Pero las emisiones de CO_2 siguen siendo elevadas, al menos en términos relativos. Una central de carbón de tecnología convencional (con un rendimiento termodinámico del or-

den del 38%) emite unos 900 g de CO_2 por kWh, mientras que un ciclo combinado de gas natural (con un rendimiento del 55%) emite del orden de 360 g de CO_2 por kWh.

Hoy parece claro que el uso del carbón en los países desarrollados está condicionado, a medio plazo, por el éxito en el desarrollo de nuevas tecnologías para reducir las emisiones. Estos desarrollos apuntan en dos direcciones complementarias:

- La reducción de las emisiones específicas mediante el aumento del rendimiento termodinámico. Las centrales ultrasupercríticas¹⁶ alcanzan ya rendimientos del 47% y podrían superar el 50%. Las previsiones actuales son que, en la década de 2020, las centrales ultrasupercríticas de carbón reduzcan sustancialmente sus emisiones específicas, aunque seguirán siendo superiores a las de los ciclos combinados.
- La captura y secuestro de CO_2 . La captura de CO_2 es técnicamente viable en la actualidad, pero sus costes son relativamente elevados. El coste de la captura de CO_2 se encuentra en torno a los 50 €/t cuando el precio actual de los derechos de emisión es de 5 €/t, lo cual no propicia su desarrollo.
- La viabilidad de su implantación está también en función de la disponibilidad de estructuras geológicas adecuadas

¹⁶ Se trata de centrales basadas en ciclos termodinámicos de temperatura y presión de vapor superiores a las centrales térmicas clásicas, mejorando su rendimiento de forma sustancial y reduciendo las emisiones específicas.

para el almacenamiento del CO₂ y de redes de transporte del mismo. En países como Estados Unidos existen numerosos yacimientos de gas y petróleo en declive utilizables para almacenar CO₂ y una red de transporte de CO₂ de unos 3.000 km. Este no es el caso de España, donde apenas hay cavidades disponibles y las pocas que existen son más necesarias para almacenar gas natural. Otro aspecto a considerar es que el consumo energético de la captura del CO₂ reduce el rendimiento neto de las centrales entre un 8% y un 10%.

En todo caso, estas tecnologías están en fase de desarrollo y demostración a escala comercial, con objeto de probar su viabilidad técnico-económica. Está por ver cómo se da respuesta a los problemas de seguridad y estabilidad de los almacenamientos, y las responsabilidades jurídicas y económicas que pudieran plantearse en su gestión a medio o largo plazo¹⁷.

A la vista de los problemas estratégicos que conllevan los otros combustibles fósiles, y considerando las ventajas y los inconvenientes del carbón en cuanto a disponibilidad de reservas, costes e impacto medioambiental, parece claro que el mundo no va a renunciar al carbón como fuente de energía primaria. Países como Estados Unidos, China o la India siguen teniendo en el carbón la principal fuente de energía para generación de electricidad, y esta realidad va a cambiar muy poco en las próximas dos décadas. Incluso en Europa, a pesar de

¹⁷ Por ejemplo, los riesgos de vertidos accidentales de CO₂ en zonas habitadas.

las aparentemente restrictivas políticas ambientales, países como Alemania tienen en marcha amplios programas de construcción de nuevas centrales eléctricas de carbón.

El carbón en España

El consumo de carbón en España ha oscilado alrededor de los 20 Mtep en la última década, con una fuerte caída en 2008 y 2009 debido a la crisis económica y a la creciente penetración de las renovables y del gas natural en la generación eléctrica. El cuadro 8 resume el balance del sector del carbón entre 2009 y 2011. Lo más relevante es que el 80% del consumo interno es para generación eléctrica y que las importaciones cuadruplican a la producción nacional.

En España la participación del carbón en la generación eléctrica ha disminuido a lo largo de los años. En 1985 fue del orden del 40%, habiendo descendido hasta el 20% en la actualidad. Las empresas eléctricas españolas han mostrado una alta capacidad tecnológica en la incorporación y utilización de tecnologías extranjeras, en concreto, en la construcción y explotación de centrales térmicas de carbón. El problema es que estas, en su mayor parte, tienen rendimientos bajos por la época en la que se construyeron y no está prevista la instalación de nuevas centrales de este combustible.

Es necesario reflexionar sobre si esta política es prudente cuando se conoce la inseguridad de los abastecimientos de petróleo y, en menor medida, de los de gas natural, así como

que los precios de estas fuentes energéticas previsiblemente serán muy elevados a medio plazo. Lo cierto es que tampoco existe una política clara en cuanto al carbón como fuente energética, aparte de apoyos puntuales a la minería del carbón por motivos que poco tienen que ver con una estrategia energética nacional.

CUADRO 8

Balance del sector del carbón en España (2009-2011) ktep

	2009	2010	2011
Producción	3.887	3.033	2.287
+ Variación de stock	2.450	2.596	-1.451
+ Importación	10.105	7.854	9.723
- Exportación	1.012	1.136	969
= Consumo interior	10.550	7.156	12.456
a) Generación eléctrica	8.351	6.079	10.734
b) Otros usos	2.199	1.077	1.722

Fuente: MINETUR

La minería del carbón en España, con excepción de algunas explotaciones, sobrevive básicamente gracias a las ayudas que recibe, ya que el carbón nacional, con pocas excepciones, es de baja calidad y de extracción cara. El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero es contradictorio con las políticas energética, ambiental y de sostenibilidad¹⁸.

¹⁸ Se trata del Decreto que introduce un funcionamiento obligatorio y planificado de las centrales que utilizan carbón nacional como combustible.

El empleo en el sector de la minería del carbón, según datos del Ministerio de Industria, Energía y Comercio, ha descendido de unos 50.000 ocupados en 1980 a menos de 4.000 en 2011. Esto da idea de que el énfasis de cualquier ayuda debería estar en la reconversión profesional más que en alargar la agonía de explotaciones carentes de la más mínima rentabilidad, aunque se haga apelando a argumentos sociales. Actualmente está en trámite en el Parlamento Europeo el reglamento de ayudas para el cierre de explotaciones no rentables.

Energías renovables

Al hablar de energías renovables suelen mezclarse, sin distinguir suficientemente, las energías propiamente renovables (que utilizan recursos naturales en principio no agotables, como el viento, el agua o el sol), las energías limpias (denominación que incluye además la energía nuclear) y el Régimen Especial (una denominación propia de la legislación española que incluye otras tecnologías no renovables pero apoyadas económicamente, como la cogeneración o la combustión de residuos). En lo que sigue, se va a tratar de las primeras, aunque algunos datos se refieran al Régimen Especial en su conjunto.

La última década ha sido la de la consolidación de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, que durante mucho tiempo se había percibido como una promesa de futuro. A ello ha contribuido la maduración de algunas de las tecnologías básicas e intermedias, tanto en rendimiento energético como en coste.

Las tecnologías renovables, en sus aplicaciones para generación eléctrica, tienen las siguientes ventajas e inconvenientes principales:

- Reducen la dependencia de los combustibles fósiles y de sus importaciones.
- El recurso primario que utilizan (viento, luz solar) es intermitente. En consecuencia, la producción presenta dificultades de gestionabilidad y es muy sensible a alteraciones diversas. En volúmenes importantes puede provocar dificultades en la operación del sistema eléctrico cuya gestión requiere una mayor utilización de los servicios del sistema.
- Hoy por hoy, los costes de generación de estas tecnologías son superiores a los de las tecnologías fósiles, hidráulica o nuclear (incluso considerando un rango muy amplio de precios de los combustibles), aunque las previsiones apuntan a una reducción de dicho coste que se acercaría ya a la *market-parity*, más próxima para la eólica terrestre y más lejana para la fotovoltaica.
- La preferencia de despacho introducida por la regulación origina la necesidad de potencia de respaldo para cubrir las intermitencias de la producción renovable, lo que supone un coste no internalizado.
- Emiten menos gases de efecto invernadero que las tecnologías basadas en combustión.

El reto, por lo tanto, está en cómo compaginar el valor de lo primero y reducir –y a medio plazo, eliminar– los inconvenientes citados. A menudo se cita como logro –o como objetivo– la *grid parity*, pero en realidad las tecnologías de cualquier tipo deben alcanzar la *market parity*, es decir, deben ser competitivas en coste de generación.

Grid parity y market parity

El término *grid parity* se ha acuñado, con poco rigor, para indicar la convergencia en costes de las tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables con el precio final al consumidor doméstico y, al mismo tiempo, como una medida de la competitividad de esas tecnologías. Sin embargo, esto supone ignorar los costes del sistema de los que ese consumidor se beneficia (seguridad de suministro cuando la tecnología en cuestión no produce electricidad, por falta de viento o de sol, costes de acceso...). La competencia real de cualquier tecnología debe medirse teniendo en cuenta todos esos costes, lo que equivale a comparar costes de generación en el nivel mayorista, es decir, la *market parity* o *pool parity*. Sí tendría sentido hablar de *grid parity* para consumidores no conectados a la red.

En España se ha producido un desarrollo inicialmente explosivo, debido a la generosa retribución, seguido de un parón casi total que, junto con otras medidas, ha causado desconcierto en los inversores y contribuido a crear una percepción de inseguridad jurídica e incertidumbre regulatoria. Esta situación se podría definir como la explosión de una “burbuja renovable”, cuya creación –y cuyo pinchazo– se ha debido a tres tipos de errores:

- Errores en las previsiones de demanda de energía eléctrica que, en un primer momento respondieron a un entorno económico optimista, pero no fueron revisadas cuando la crisis económica estaba en pleno desarrollo. Sobre ellas se fijaron objetivos de potencia renovable exagerados, que tampoco tuvieron en cuenta el exceso de potencia que se produciría, al estar en marcha un ciclo de fuerte inversión en ciclos combinados.
- Errores de diseño de los sistemas de estímulo, no basados en el fomento de la competitividad y la reducción de costes de generación, aprovechando la curva de aprendizaje de la industria. La respuesta al efecto llamada de unas primas generosas ha sido causa decisiva del exceso de potencia instalado.
- Errores en el control administrativo, al haber cedido a las comunidades autónomas las competencias en materia de autorización administrativa sin haber establecido al mismo tiempo un sistema único y riguroso de control, lo que dio lugar a que sobrepasasen los objetivos fijados sin posibilidad aparentemente de reacción y de corrección.

En el origen de este crecimiento desordenado y posterior parón, tanto en España como en otros países, está el establecimiento de las políticas públicas de apoyo mal diseñadas, que, con distintos modelos (tarifas fijas o *feed-in tariffs*, primas sobre el precio mayorista, estímulos fiscales, certificados verdes, o a una combinación de ellos), hacen rentables proyectos con estas tecnologías que no eran competitivas en costes.

La preocupación por el excesivo coste de estas tecnologías y los consiguientes recortes de incentivos no son exclusivos de España. Son numerosos los países que han introducido fuertes recortes y muchos los que recurren a sistemas de subasta que aseguran costes de generación próximos a la *market parity*. En Italia, Polonia, Bulgaria y Rumania se han introducido o están en curso cambios a la retribución de las renovables; el gobierno alemán ha manifestado su preocupación por el coste de las renovables para los consumidores (el impuesto que financia allí ese coste asciende a 5,3 c€/kWh), lo cual puede ser el preludio de cambios regulatorios.

Penetración de las energías renovables en España

El crecimiento del consumo de energía primaria de origen renovable en España en el año 2011 respecto a 2010 fue del 11,6% (APPA 2012). No obstante, este valor no alcanza todavía el objetivo de España para 2010 del 12,1% previsto en el PER 2005-2010. En términos de energía final, el consumo de energías renovables en España, ascendió al 15,9%, un 1,7% más que en 2011. El objetivo establecido en la Directiva Europea 2009/28/CE, es alcanzar el 20% de energía final en 2020.

Los cuadros siguientes muestran la penetración de las energías renovables en potencia instalada por tecnología y producción por comunidad autónoma.

CUADRO 9

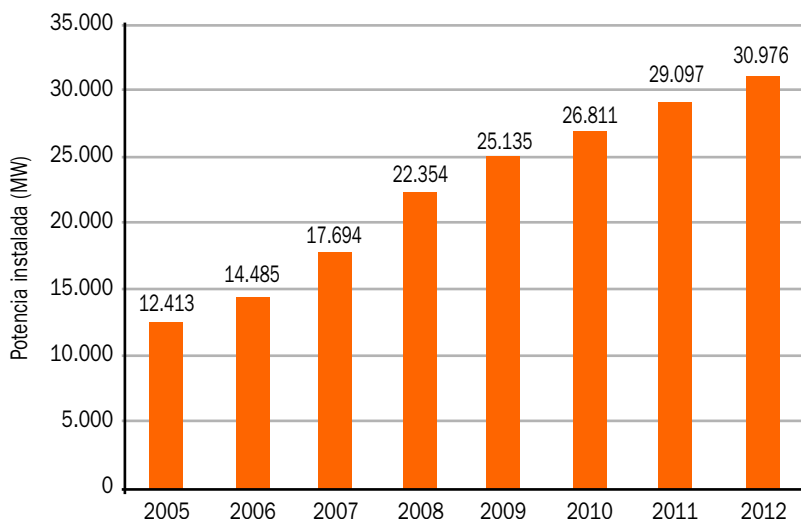
Potencia instalada (MW) de tecnologías renovables a 31-12-2012

Comunidad	Solar FV	Solar TE	Eólica	Hidráulica*	Biomasa	Total
Andalucía	840	947	3.233	143	278	5.440
Aragón	164		1.794	256	37	2.251
Asturias	1		434	77	86	598
Baleares	77		4			81
Canarias	160		145		1	307
Cantabria	2		35	72	13	122
Castilla-La Mancha	905	349	3.795	126	58	5.234
Castilla y León	485		5.475	247	27	6.235
Cataluña	248	23	1.284	279	57	1.890
Ceuta y Melilla						
Com. Valenciana	339		1.193	31	18	1.581
Extremadura	540	599		20	17	1.176
Galicia	14		3.339	493	78	3.924
La Rioja	85		448	27	4	565
Madrid	62			44	43	149
Murcia	425	31	263	14	10	744
Navarra	160		987	150	46	1.343
País Vasco	26		194	53	65	338
TOTAL	4.533	1.950	22.622	2.033	838	31.976

(*) Potencia hidráulica incluida en el Régimen Especial

Fuente: CNE

FIGURA 14

Evolución de la potencia instalada de tecnologías renovables (MW)

Fuente: CNE

Planes de Energías Renovables

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 propuso unos objetivos que prácticamente se han cumplido (ver cuadros 10 y 11) en cuanto a producción eléctrica, y holgadamente el objetivo de emisiones de CO₂ evitadas, pero no los objetivos de potencia hidráulica y de biomasa. Destaca la extraordinaria desviación al alza de los objetivos de las tecnologías solares, fotovoltaica y termosolar.

CUADRO 10

Cumplimiento de los objetivos del PER 2005-2010

ENERGÍA	Objetivo PER 2005-2010	Situación en 2011	Diferencia
Consumo de energía primaria abastecido por renovables (%)	12,1%	11,6%	-0,5%
Renovables sobre consumo bruto de electricidad (%)	30,3%	29,7%	-0,6%
Consumo de biocarburantes (energía)	5,83%	6,08%	0,3%
Emisiones de CO ₂ evitadas (tCO ₂ equivalentes)	24.556.251	36.076.385	11.520.134
POTENCIA	Objetivo 2010 (MW)	Situación en 2011	Diferencia (%)
Eólica	20.155	21.059	4,5%
Hidráulica	2.199	2.034	-7,5%
Biomasa	2.039	761	-62,7%
Solar fotovoltaica	400	4.244	961,1%
Solar termoeléctrica	500	999	99,7%

Fuente: IDAE y MINETUR

El PANER (Plan de Acción de las Energías Renovables) 2011-2020, se elaboró con un objetivo de consumo final de energía procedente de fuentes renovables del 22,7%, frente al 20% establecido en la Directiva 2009/28/CE, si bien finalmente este objetivo se redujo al 20,8% dentro del Acuerdo Social y Económico, firmado en enero de 2011. El Plan vio la luz en noviembre de 2011 por acuerdo del Consejo de Ministros. El cuadro siguiente resume la situación a final de este año respecto a las previsiones incluidas en el citado Plan.

En 2011 el grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables eléctricas está por debajo de lo previsto en el PER 2011-2020, un 6,7% en términos de energía y un 4,8% en términos de potencia instalada.

CUADRO 11

Objetivos del PARNER 2011-2020 y situación a final de 2011

Tecnología	Objetivos PER a 2011		Situación a 2011		Diferencia	
	GWh	MW	GWh	MW	% s/GWh	% s/MW
Solar fotovoltaica	6.916	4.265	7.407	4.244	7,1%	4,5%
Solar termoelectrica	2.648	1.379	1.779	999	-32,8%	-27,6%
Eólica terrestre	43.550	21.855	41.814	21.059	-4,0%	-3,6%
Eólica marina	0	0	0	0		
Biomasa y Residuos	5.528	924	3.715	761	-32,8%	-17,6%
Geotérmica	0	0	0	0		
Hidrocinética, oleaje, maremotriz	0	0	0	0		
TOTAL	58.642	28.423	54.715	27.063	-6,7%	-4,8%

Fuente: IDAE y MINETUR

Ha existido un desorden considerable en cuanto a objetivos, si se comparan las cifras de los sucesivos planes del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) con los planes iniciales de las CCAA, con la situación actual, y con los planes y objetivos actuales de las mismas CCAA. El ejemplo más clamoroso es el de la fotovoltaica, cuyo objetivo nacional del IDAE para 2010 era de 400 MW, y el que figuraba en el RD 661/2007 era de 381 MW. La realidad en junio de 2010 era de 3.482 MW, y de 4.492 MW a finales de 2012.

La evolución de las primas al Régimen Especial muestra un crecimiento muy fuerte, acorde con el ritmo de instalación de nueva capacidad y con la cuantía de las primas específicas de cada tecnología. En 2012, el total de primas equivalentes fue de 8.518 millones de euros, para una facturación total del sector eléctrico de unos 30.000 millones de euros.

CUADRO 12

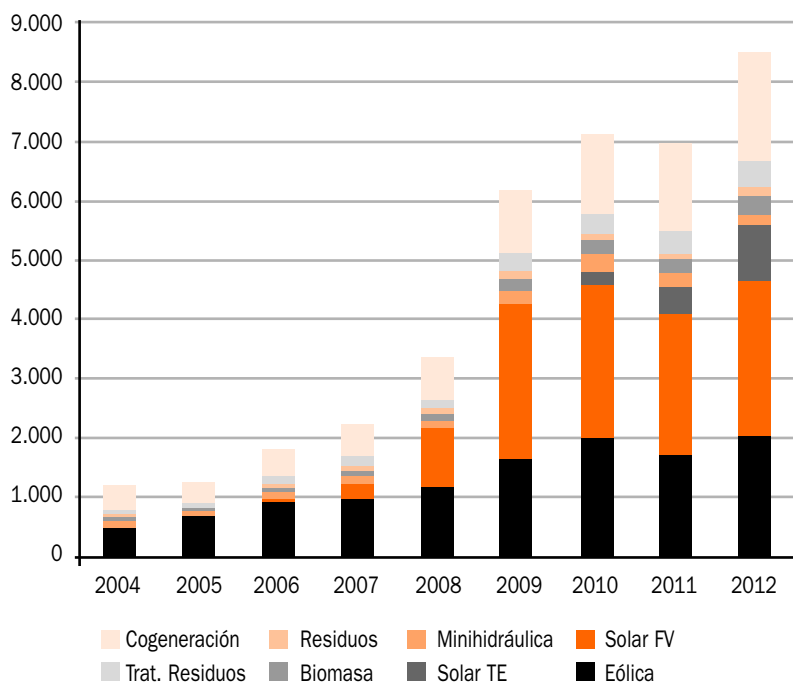
Primas al Régimen Especial (Prima equivalente, millones de euros)

Tecnología	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Eólica	451	613	890	993	1.155	1.619	1.964	1.710	2.037
Solar FV	6	14	40	194	981	2.634	2.657	2.401	2.611
Solar TE	-	-	-	-	-	-	185	427	927
Hidráulica	150	112	148	146	147	234	297	206	184
Biomasa	54	59	75	101	129	224	243	280	344
Residuos y tratamientos de residuos	112	117	192	228	210	415	443	458	550
Cogeneración	407	331	449	586	741	1.048	1.137	1.439	1.865
TOTAL	1.180	1.286	1.794	2.248	3.373	6.174	7.126	6.932	8.518

Fuente: CNE

FIGURA 15

Primas al Régimen Especial (Prima equivalente, millones de euros)



Fuente: CNE

Conclusiones

Con la conclusión de los proyectos actualmente en construcción de tecnología solar termoeléctrica y de otros incluidos en el prerregistro de instalaciones del Régimen Especial, puede decirse que se cierra el primer ciclo inversor en renovables en España. Este ciclo se ha caracterizado por un desarrollo ace-

lerado, como respuesta, sin duda ninguna, al efecto llamada de unas primas a todas luces demasiado generosas, y por haberse iniciado poco después de otro ciclo inversor, en ciclos combinados, iniciado este en 1998 (aunque las primeras puestas en marcha se produjeron en 2001), en respuesta al fuerte incremento de la demanda desde 1996 y la consiguiente caída del margen de reserva del sistema peninsular.

El coste de lo construido hasta ahora ha sido muy superior al que habría tenido si se hubiera acompasado el ritmo de instalación a la reducción de costes en la curva de aprendizaje y al tiempo disponible para cumplir con los objetivos de 2020. De hecho, los objetivos de potencia del RD 661/2007 se han cumplido (y sobrepasado con creces en el caso de las tecnologías solares) en 2012.

Aunque no se han alcanzado del todo los objetivos de 2010, España puede conseguir sin dificultades los objetivos de 2020, pero esto debería hacerse teniendo en cuenta los siguientes principios:

- Para cumplir el objetivo de 2020 es preciso tener en cuenta la caída de la demanda de energía eléctrica consecuencia de la crisis económica y actualizar las proyecciones de demanda a 2020 para revisar el objetivo, si fuera preciso.
- Si fuera necesario instalar nueva potencia renovable, debería hacerse recurriendo a las tecnologías que pueden ser competitivas a precio de mercado (sin primas), aunque ha-

brá que tener en cuenta otros factores: impacto sobre la industria nacional, aportación a la seguridad de operación del sistema, impacto medioambiental, externalidades.

- Si se recurriese a tecnologías que requieran primas, deberá analizarse, en función de las experiencias propias y ajenas, cuáles son los sistemas más adecuados de retribución de estas tecnologías, para incentivar su competitividad y, sobre todo, deben ir progresivamente al mercado, aunque esto implique recurrir a tecnologías complementarias que pueden estar disponibles comercialmente en plazo no muy largo.
- Igualmente debe establecerse un sistema de control de la potencia adjudicada o autorizada y efectivamente instalada, mediante un registro único de instalaciones y sistemas de subastas u otras fórmulas competitivas.

Un apoyo racional a las energías renovables y a su contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debe basarse en los siguientes principios:

- El objetivo de las políticas de apoyo a las tecnologías renovables debe ser ayudar a que sean seguras y competitivas y contribuyan al mix de energía eléctrica sin incrementar los costes ni afectar negativamente a la seguridad de la operación, evitando que sean simplemente un producto financiero sin riesgo.
- Los apoyos tendrán sentido sólo en un horizonte temporal limitado y con una cuantía decreciente, a medida que

aquellos objetivos se van alcanzando a la vez que se fomenta su cumplimiento.

- En cualquier caso, para futuras inversiones en tecnologías primadas habría que fijar como objetivo de planificación la reducción de costes hasta la *market-parity* o la convergencia con el coste de generación mayorista de las otras tecnologías, convergencia que ya se está alcanzando en la eólica terrestre y está algo más lejana en la fotovoltaica.
- El control de la nueva potencia adjudicada deberá hacerse a escala nacional, para evitar los excesos de los últimos años.
- El apoyo a la I+D+i debe dirigirse a proyectos de interés nacional, en los que la industria tenga posibilidades reales de hacer desarrollos viables comercialmente, con énfasis en las tecnologías complementarias que ayuden a hacer gestionables y a abaratar estas tecnologías de generación: almacenamiento de energía, predictibilidad y gestionabilidad.
- La potencia que el sistema puede admitir debe ser el resultado de estudios en los que se combine el análisis prospectivo con el de la gestionabilidad de las tecnologías renovables y su evolución: costes, intermitencia, impacto de la preferencia de despacho y seguridad de la operación del sistema.
- En España existe aún un potencial notable para proyectos que pueden ser viables sin subvenciones y que requieren

un análisis a fondo: la minihidráulica, con numerosos proyectos paralizados o que no se acaban de tramitar, y la generación a partir de biomasa, que habría que apoyar en la medida en que pueda prescindir de las subvenciones.

Energía nuclear

La situación actual

La tecnología basada en la fisión nuclear del uranio para generación de electricidad está ampliamente extendida en el mundo. La energía nuclear tiene además otros usos en medicina, tratamiento de alimentos y diversas aplicaciones industriales. Existen en el mundo 434 reactores comerciales, distribuidos en treinta países, con una potencia instalada de más de 370 GWe, que en 2011 suministraban alrededor del 14% de la electricidad mundial y el 21% de la de los países de la OCDE. En España, los ocho reactores operativos sumaron una potencia instalada de 7.858,59 MWe y produjeron el 21% de la demanda eléctrica de 2011 y el 22% de la de 2012.

La mayoría de las centrales nucleares (CCNN) existentes se construyeron entre mediados de los años sesenta y mediados de los ochenta. Los bajos precios del petróleo en la década de 1980, tras la crisis energética de los 70, los accidentes de las CCNN de Three Mile Island y de Chernobyl, y la oposición de grupos activistas y de presión causaron la paralización de algunos programas nucleares, sobre todo en Occidente. Países como la antigua URSS, Corea y China nunca los abandonaron, e incluso este último lo aceleró durante los

años noventa, dándole su dimensión actual con quince reactores operativos y veintiséis en construcción. Otros países asiáticos, como Japón, Taiwán y la India, altamente dependientes de importaciones de energía primaria, también han mantenido sus ambiciosos programas nucleares, que continúan a buen ritmo. A comienzos de 2013 estaban en construcción 68 nuevos reactores nucleares.

En 1984 el gobierno español paralizó la construcción de seis CCNN en diferentes fases de construcción. La repercusión de este parón sólo se ha analizado muy superficialmente y es una incógnita la incidencia que la compleción del programa nuclear español, tal como fue concebido en la década de 1970, hubiera tenido en la evolución posterior de los precios de la electricidad y de la competitividad industrial. Posteriormente, se cerró y desmanteló la CN Vandellós I, tras un incendio, y se clausuró la CN José Cabrera al no prorrogarse el plazo de licencia en 2004. En la actualidad se está debatiendo el cierre de la CN de Garoña decretado por el gobierno en 2010, haciendo caso omiso de la recomendación técnica del CSN.

En diciembre de 2010, el Foro Nuclear publicó un documento sobre la “Seguridad del parque nuclear español”. En él se examinaron los fundamentos de la seguridad en las CCNN en explotación. Según este informe, la ubicación, el diseño, la construcción, la operación y el desmantelamiento de las CCNN españolas se han ajustado a prácticas y normas de seguridad internacionales. Para las CCNN de España los valores de los indicadores de seguridad usados internacionalmente se compararon favorablemente con los de centrales de otros países.

El accidente de la CN de Fukushima Daiichi en Japón, tras el tsunami de marzo de 2011, ha alterado las expectativas del sector nuclear. Algunos países, como Alemania e Italia, han reconsiderado su política energética, decidido paralizar sus programas nucleares o excluido las CCNN de su mix energético futuro.

La Unión Europea coordinó una iniciativa para identificar mejoras potenciales en la seguridad de las CCNN tras el accidente de Fukushima. El 25 de marzo de 2011, los máximos responsables de los países miembros de la UE decidieron revisar la operación de cada central nuclear en territorio europeo y evaluar tanto riesgos como seguridad (*stress tests*) en situaciones extremas. Encargaron a la Comisión Europea (CE) y al Grupo de Reguladores Europeos de Seguridad Nuclear (ENSREG) la definición de esas pruebas con participación de los países y algunos expertos; en particular, la Asociación de Reguladores Nucleares de Europa Occidental (WENRA) definió en marzo de 2011 el contenido técnico de los *stress tests* y la metodología a seguir; el 26 de abril de 2011 la CE aprobó en informe de ENSREG y un seguimiento de las pruebas. La CE realizó una declaración conjunta con terceros países, no miembros de la UE, el 23 de junio de 2011 y comunicó los primeros resultados de los *stress tests* el 24 de noviembre de ese mismo año. El 4 de octubre de 2012 la CE hizo públicos los resultados de los *stress tests*, que reseñaban los altos niveles de seguridad en las CCNN europeas, así como algunas mejoras necesarias en casi todas ellas; la comunicación incluye recomendaciones, buenas prácticas y mejoras implantadas o planeadas en la seguridad para cada país y, en algunos casos, para CCNN específicas.

Tras aprender las lecciones del accidente de Fukushima Daiichi, se espera que la potencia nuclear instalada crezca rápidamente a partir de 2015. A finales de 2012, Japón tenía dos reactores operativos y 48 en parada técnica; tras la realización de las pruebas de resistencia y las modificaciones regulatorias pertinentes, las decisiones de cierre de los reactores están siendo revisadas en la actualidad, dada la alta dependencia de Japón de importaciones energéticas y la insostenibilidad económica de tales medidas. Recientemente, el gobierno japonés ha manifestado que no descarta el retorno a la energía nuclear segura a corto plazo.

Un número creciente de países está convencido de que la energía nuclear es una fuente energética imprescindible para satisfacer la creciente demanda de electricidad en el mundo de forma sostenible, limpia, segura y económica, y como parte esencial de las estrategias de sustitución de los combustibles fósiles. Países que en un momento determinado planearon iniciar la construcción de centrales nucleares, pero no lo hicieron por razones diversas, lo vuelven a plantear hoy, y otros muchos lo proponen por vez primera. En los Estados Unidos –donde la paralización de hecho (no impuesta por el gobierno) de nuevos proyectos ha sido más importante– se han presentado ya treinta solicitudes de autorización para la construcción de nuevas centrales.

El parque nuclear mundial es viejo (alrededor del 80% de las CCNN tiene más de veinte años) y, por tanto, los diseños son de las generaciones primera y segunda. Teniendo en cuenta las CCNN actualmente en construcción y las compro-

medidas en firme, el cierre de reactores viejos y la clausura de programas en algunos países, se estima que el parque nuclear mundial en 2020 podría estar entre 470 GWe y 500 GWe. Esto representa un 8% menos que las proyecciones previas al accidente de Fukushima, pero un 25% más que en 2010.

Algunos argumentos a favor de la energía nuclear en el contexto energético actual son claros:

- Las centrales nucleares garantizan el suministro eléctrico y reducen la dependencia exterior. Las reservas convencionales actuales de uranio cubrirán al menos las necesidades del presente siglo, sin tener en cuenta los cambios tecnológicos que aportará la Generación IV. El 90% del uranio mundial se produce actualmente en ocho países, pero los recursos están dispersos por todo el planeta. Las CCNN no necesitan un suministro continuo de uranio; se puede almacenar el combustible necesario para varios años de operación de CCNN a un coste bajo.
- España dispone de la capacidad tecnológica para desarrollar de forma competitiva y segura esta energía. En la construcción de las sucesivas centrales nucleares españolas la participación nacional fue creciente, hasta alcanzar más de un 90% en la última. Aunque se ha perdido buena parte de la capacidad tecnológica acumulada por la paralización del mercado interno, resultado de la moratoria de 1984, varias empresas españolas siguen beneficiándose de la actividad en el mercado internacional. Si se construyeran nuevas centrales nucleares en España, la aportación

de la industria nacional sería más alta que en las actuales centrales de gas con ciclo combinado o en las instalaciones operativas eólicas y solares. En estas últimas, buena parte de los suministros de equipos principales proceden del extranjero, mientras que la aportación nacional en CCNN puede estar entre el 80% y el 90%.

- Es una tecnología no emisora de GEI (Gases de efecto invernadero) y tan limpia como las energías renovables. Los ocho reactores nucleares que funcionan en España evitan la emisión anual de cerca de 40 millones de toneladas de CO₂, equivalentes a las emisiones de más de la mitad del parque automovilístico español. Cualquier estrategia realista para avanzar en la reducción de emisiones es inviable sin contar con la energía nuclear, al menos en las próximas dos o tres décadas.
- La generación nuclear es competitiva, incluso en mercados liberalizados. El coste de la producción nuclear de electricidad ha sido bajo históricamente, y más si se internalizan los costes medioambientales y de respaldo a la energía no firme y no gestionable, y se tiene en cuenta que los combustibles fósiles se encarecerán a medio y largo plazo. Existe aún alguna incertidumbre sobre los costes de inversión en nuevas centrales de Generación III, lo cual es normal en los primeros prototipos de cualquier producto industrial. Es previsible que el proceso de aprendizaje permita reducir los plazos de construcción y los costes, como ha ocurrido en anteriores generaciones de reactores. La tecnología nuclear tiene también un fuerte efecto industrial-

zador y requiere mano de obra muy cualificada, tanto durante la construcción como permanentemente durante su vida operativa.

- La seguridad de las CCNN está fuera de duda y sigue mejorando tras la acumulación en el mundo de alrededor de 15.000 reactores-año de operación que los nuevos diseños de reactores y CCNN incorporan. Los reactores de Generación III no requieren controles activos, ni intervención de operadores para evitar accidentes en caso de mal funcionamiento, y utilizan para su seguridad fenómenos como la gravedad, la convección natural o la resistencia a altas temperaturas.
- La tecnología nuclear ha experimentado importantes avances en los últimos 55 años. El rango de la potencia unitaria de los nuevos reactores, más eficientes que los existentes, cubre desde unos pocos centenares de MWe hasta más de 1.500 MWe. En el futuro, los pequeños reactores modulares exigirán pequeñas inversiones de capital, serán adecuados para pequeñas redes eléctricas y permitirán crecimientos incrementales del parque de generación; China ha iniciado recientemente la construcción de un reactor de alta temperatura, refrigerado con gas, de 200 MWe con un rendimiento esperado de 40% que estará operativo en 2017. Babcock & Wilcox y Westinghouse planean en Estados Unidos la construcción de pequeños reactores de 180 y 225 MWe, respectivamente. Transatomic, un *spin-off* de MIT, está diseñando un reactor de sales fundidas de 500 MWe con un coste especí-

fico por MW de aproximadamente la mitad de los modelos comerciales existentes y que podrá funcionar con combustible gastado.

- Existe un marco legal internacional y un control riguroso contra los malos usos. El cumplimiento del Tratado de No Proliferación se vigila escrupulosamente.

Relación con las energías renovables

Las energías renovables podrían cubrir, en un escenario optimista, una parte del crecimiento de la demanda, pero no podrían sustituir el eventual hueco dejado por la generación nuclear si se decidiese continuar con la política actual de cierre de centrales. La sustitución de la producción nuclear sólo podría efectuarse con centrales hidroeléctricas (cuyo potencial en España está prácticamente agotado), de ciclo combinado o de carbón de importación, lo que supondría un fuerte incremento de las emisiones de CO₂ y de la dependencia de suministros exteriores. Las energías renovables no pueden sustituir la generación nuclear, entre otras razones, por las limitaciones asociadas a la intermitencia de los recursos eólicos y solares y por la falta de firmeza de su energía.

Una mayor penetración de renovables intermitentes requiere una mayor potencia estable, como la nuclear. La energía nuclear facilita la penetración de las renovables, porque compensa, con su resistencia frente a perturbaciones, la actual debilidad de las renovables. La calidad de la energía ge-

nerada por unas y otras tecnologías no es la misma, ni por su capacidad de regulación ni por su contribución a la seguridad y a la estabilidad del sistema¹⁹. Ambas se complementan y refuerzan.

El alargamiento de vida

Las centrales nucleares –como cualquier instalación o producto industrial– se diseñan para tantos años de vida como sea posible, si su funcionamiento y mantenimiento son adecuados, y se incorporan las mejoras normativas y operativas recomendables u obligadas por organismos nacionales o internacionales. Las nuevas CCNN del futuro se están diseñando para al menos sesenta años de vida.

En muchos países se prolongan los permisos de operación de las centrales nucleares de forma habitual hasta los sesenta años, siendo la excepción lo contrario. En los Estados Unidos, las centrales nucleares renuevan normalmente sus licencias de operación hasta los sesenta años, una vez superadas las revisiones pertinentes para garantizar su seguridad operativa. A partir de entonces, no existe ninguna prohibición genérica de operar, pero el titular de la licencia debe demostrar el cumpli-

¹⁹ La generación nuclear proporciona energía de base, es decir, constante, sin interrupciones y a coste bajo, y capaz de responder a variaciones de frecuencia. En un sistema eléctrico correctamente diseñado es preciso que las tecnologías de generación –o una parte importante de las mismas– tengan capacidad de regulación, es decir, de variar la producción en respuesta a las variaciones de la demanda que se producen durante el día y la noche. Las características propias de las centrales de carbón y de gas las hacen aptas para este tipo de servicio. También las centrales hidroeléctricas pueden hacerlo, pero en España la energía hidráulica es un bien muy escaso que se reserva para regular en las puntas de demanda.

miento de determinados requisitos regulados en el *Code of Federal Regulations*²⁰.

Recientemente se ha abierto el debate sobre la prolongación hasta los ochenta años. De hecho, Suiza ha eliminado de su legislación nuclear el concepto de vida útil, un reconocimiento sencillo y directo de que las centrales nucleares deben funcionar tanto tiempo como sea posible, siempre salvaguardando los criterios de seguridad que se establezcan.

CUADRO 13

Autorizaciones de alargamiento de vida de centrales nucleares en Estados Unidos (2012)

Centrales nucleares	Número de centrales
En operación	104
Con alargamiento de vida autorizado	71
En proceso de revisión de la solicitud	13
Solicitudes previstas en el corto plazo	14
No han anunciado su solicitud	6

Fuente: Nuclear Regulatory Commission

En un estudio publicado en 2006 por la OCDE²¹, se incluye un análisis de dieciséis países miembros de la NEA (Nuclear Energy Association), en el que doce consideraban ampliable

²⁰ En concreto, en 10 CFR Part 51 y Part 54.

²¹ OCDE, Nuclear Plant life management and Longer Term Operation, 2006.

la vida útil de las centrales nucleares hasta los sesenta años, y alguno, como Suecia y EEUU, más allá. A efectos ilustrativos, el cuadro 13 resume la situación en 2012 en Estados Unidos.

Las centrales nucleares españolas han demostrado a lo largo de cuatro décadas niveles de calidad y de eficiencia fuera de toda duda, y han invertido en mejoras operativas grandes sumas, estando en perfectas condiciones de funcionamiento. No hay ninguna razón para no alargar su vida operativa todo lo que la más estricta seguridad permita.

El alargamiento de vida se justifica por diversas razones:

- Se mantiene la utilización de una instalación conocida y probada desde el punto de vista técnico.
- Se evita una nueva inversión de reposición, que sería más cara que la extensión de vida y requeriría cuantiosos recursos escasos, que pueden tener otros usos.
- Se amplía la oferta de electricidad con un coste marginal reducido, contribuyendo a reducir el coste medio de generación de electricidad. De igual forma, contribuirá a reducir el efecto del déficit de tarifa.
- Mejoran la garantía de suministro y la seguridad de operación del sistema eléctrico, al aportar energía fiable.
- Se mantiene el *know-how* tecnológico y profesional, para poder hacer frente a los proyectos de la siguiente generación.

- Por último, se evita tener que sustituir la generación eléctrica perdida por otras tecnologías menos limpias o más caras y aumenta la independencia energética.

Si las centrales nucleares españolas continuasen funcionando hasta alcanzar los sesenta años de vida, se podrían generar 812 TWh más que si se clausurasen veinte años después de la fecha actualmente autorizada.

El futuro de la energía nuclear en España y en el mundo

La ampliación de vida de las CCNN existentes es una prioridad fundamental para aliviar el déficit comercial, disminuir emisiones de GEI, incrementar la seguridad de suministro de electricidad y abaratar el coste medio de la electricidad [FUNCIVA (2008)]. La decisión final sobre la CN de Garoña, de tanta actualidad, debe resolverse con el alargamiento de su operación, al menos, hasta 2019.

La revisión de la normativa y la definición de un marco de seguridad jurídica son imprescindibles para que las empresas puedan acometer las inversiones necesarias para el alargamiento de vida del resto de las CCNN en funcionamiento (el ciclo de planificación y ejecución de estas inversiones se inicia muchos años antes de la fecha de expiración de las licencias de operación). El desarrollo de programas nucleares se basa en la cooperación internacional. En Europa se debe promover la armonización de los procesos de permisos y autorización, así como la construcción de un AGP (Almacenamiento Geológico Profundo) común.

Los costes de inversión de capital en nuevas CCNN de Generación III, los tipos de interés de los créditos financieros y los plazos para su construcción, se han de analizar cuidadosamente contando con las limitadas experiencias en Asia y Europa. Dado que la alta inversión inicial en CCNN representa alrededor del 59% o más, en función del interés del dinero, de sus costes totales, la seguridad jurídica y las condiciones de financiación pueden ser decisivas a la hora de estimar su viabilidad económica. Las pequeñas centrales modulares y las “seguidoras de carga” pueden alterar notablemente los aspectos económicos y financieros actuales para las futuras CCNN. Despejadas estas primeras incógnitas, debería iniciarse un plan de selección de emplazamientos para las posibles nuevas centrales, empezando por los más adecuados dentro de los existentes.

Debería adecuarse la capacidad y la normativa reguladora del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), con objeto de que esté en condiciones de resolver de forma eficaz y sin retrasos injustificables los procesos de licencia de nuevas centrales. En este sentido habría que poner en práctica un proceso de licencia conjunta para el emplazamiento y para la central, siguiendo el modelo de la NRC (Nuclear Regulatory Commission). De esta forma se conseguiría que los procesos de tramitación no se alargasen más de lo estrictamente necesario.

Las centrales nucleares –como cualquier otra instalación generadora– deben poderse construir en un entorno regulatorio de mercado, que proporcione un equilibrio entre riesgo y ren-

tabilidad. Las responsabilidades a largo plazo precisan, también, una legislación transparente y estable.

La actividad nuclear española se inició en el momento correcto de una manera racional y lógica, con mucho esfuerzo económico en la formación de personal y en la construcción de instalaciones. El programa nuclear español se ha ido cerrando de forma poco responsable. Se necesita infraestructura de I+D y servicios técnicos altamente cualificados aunque sea solamente para dar apoyo a actividades nucleares en marcha, no sólo eléctricas.

El CSN, al igual que otros organismos reguladores, debe funcionar con independencia, al margen de injerencias políticas. La meritocracia ha de guiar los nombramientos de presidencia y consejeros.

La planificación energética a largo plazo, una asignatura pendiente en España [FUNCIVA (2010)], permitiría comparar escenarios en 2030 y 2050 con distintos porcentajes de energía nuclear en el mix de generación eléctrica. Varios indicadores (e.g., seguridad de suministro, inversiones requeridas, costes de generación del kW, porcentajes de renovables y nuclear, emisiones de operación y de ciclo de vida, emisiones per cápita, intensidad energética total y por subsectores,...) permitirían cuantificar la calidad de los distintos escenarios y tomar decisiones rigurosas.

Electricidad

Electricidad y regulación

La electricidad es la forma de energía final más versátil y fácil de utilizar. El consumo de energía eléctrica está positivamente correlacionado con el desarrollo económico, y lo mismo puede decirse del ratio consumo de electricidad/demanda de energía final. En España, el consumo de energía primaria en la generación eléctrica representa un 37% de la energía primaria total, un porcentaje similar al del transporte. La participación de la electricidad en el mix de energía final crece a tasas superiores a las de la demanda de energía primaria. Este proceso de electrificación es común a todas las economías.

La electricidad es una forma de energía final que sólo puede obtenerse a partir de transformaciones físicas o químicas de energías primarias diversas. Las distintas tecnologías existentes para llevar a cabo esas transformaciones difieren en cuanto a complejidad técnica, costes de inversión, operación y generación, así como en cuanto a la calidad de la energía que suministran. Unas tecnologías son aptas para generar energía en grandes volúmenes en base, con una elevada disponibilidad; otras pueden proporcionar energía de regulación con mayor facilidad y rapidez de respuesta.

Cada una de estas “clases” de energía eléctrica tiene su papel en el funcionamiento de un sistema eléctrico y tiene su valor diferencial. Todas son necesarias para dar un suministro de calidad y competitivo que apoye el crecimiento económico.

Por ello el enfrentamiento maniqueo entre distintas tecnologías o las apuestas por un subconjunto de ellas carecen de todo sentido.

El sector eléctrico es altamente intensivo en capital y en tecnología, lo que significa que las decisiones de inversión comprometen a las empresas por mucho tiempo, pero también a la economía nacional y a la sociedad entera, como se está pudiendo comprobar en los últimos tiempos con el alza sistemática de los precios de la electricidad. Un inadecuado análisis de las alternativas o una elección equivocada del mix de tecnologías tienen consecuencias muy graves en términos de costes de inversión, eficacia de las inversiones, costes de oportunidad en el desarrollo industrial, competitividad de las empresas y bienestar para las economías domésticas.

El coste mayorista de la electricidad es función del mix de potencia (que engloba todas las consideraciones acerca de los costes de inversión y de operación), del coste de los combustibles y del grado de utilización de cada instalación generadora (mix de energía). Independientemente de los detalles técnicos sobre cómo funcione o de cómo esté regulado el mercado mayorista, es evidente que un sistema eléctrico con un peso importante de tecnologías con alto coste de generación tendrá un precio medio de la electricidad más alto que otro que haya optado por tecnologías con costes de generación más bajos.

Por sus características físicas y económicas, la electricidad ha sido un sector regulado desde sus orígenes, de forma coherente con la consideración de monopolio natural que histó-

ricamente se le ha dado. A partir de mediados de los años setenta, se comenzó a ver la posibilidad de reducir el ámbito de ese monopolio natural, limitándolo a las redes. A partir de esta idea se han desarrollado y aplicado, desde principios de la década de 1990, políticas liberalizadoras en Europa y en gran parte del mundo. Estas políticas permiten distinguir entre actividades de mercado –la generación y el suministro– que quedan liberalizadas en mayor o menor grado, y las que conservan la consideración de monopolio natural y continúan estando reguladas, como las actividades de red.

El sector de la electricidad en España

Los quince años que van de 1997 a 2012 han sido un periodo de cambio profundo para el sector eléctrico. Cinco hechos clave pueden destacarse:

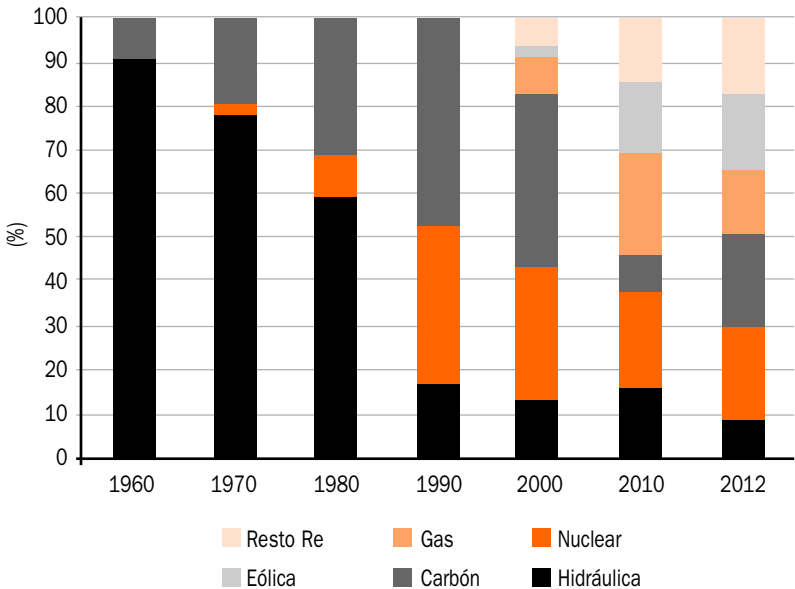
- La liberalización del sector, con un profundo cambio regulatorio, a partir de la Directiva 96/92/CE y de su trasposición al ordenamiento jurídico español, con la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, y posteriormente, la trasposición de la segunda y tercera Directivas (2003/54/CE y 2009/72/CE).
- Un fuerte crecimiento de la demanda peninsular b.c. (barras de central), que alcanzó los 290 TWh en 2008, lo que supone un incremento del 60% con respecto a 1997. Los efectos de la crisis económica se han dejado sentir notablemente en la demanda de electricidad, que ha descendido en 2012 a niveles similares a los de 2006 (252 TWh).

- Un doble ciclo inversor en la década 2001-2011. Por una parte, se han puesto en servicio 27.144 MW de ciclos combinados de gas, principalmente en respuesta al fuerte incremento de la demanda a partir de 1996 y la consiguiente caída del margen de reserva del sistema eléctrico peninsular. Por otra, los incentivos a las tecnologías renovables han facilitado la construcción de una capacidad similar de generación eólica (22.362 MW), solar fotovoltaica (4.410 MW) y solar termoeléctrica (1.878 MW), todas estas cifras correspondientes a finales de 2012. Así pues, en apenas una década la potencia instalada ha aumentado en 55.000 MW, en un sistema cuya punta de demanda histórica es de 45.500 MW.
- Como consecuencia de estos dos ciclos de inversión se ha producido un rápido cambio en el mix de potencia, con un peso creciente de las energías renovables –intermitentes y no gestionables–, y con la consiguiente disminución de la seguridad de la operación del sistema eléctrico.
- Finalmente, un problema grave de distorsiones de los precios y de los mercados. Los costes de generación eléctrica se han encarecido como consecuencia fundamentalmente del sobre coste originado por las primas a las instalaciones del Régimen Especial. Por decisiones políticas, ese sobre coste no se ha trasladado plenamente a los costes de acceso incorporados en el precio final para el consumidor eléctrico. Este embalsamiento de los costes regulados ha dado lugar al denominado déficit de tarifa, aún sin resolver definitivamente, lo cual produce el efecto aparente de

un abaratamiento a corto plazo de la electricidad para el consumidor, que no es consciente del coste real de las políticas de fomento de las instalaciones del Régimen Especial. Este encarecimiento embalsado está pagándose ya en parte en las anualidades del déficit ya titulizadas, y con los impuestos creados por la Ley de medidas fiscales de sostenibilidad energética (Ley 15/2012 de 28 de diciembre).

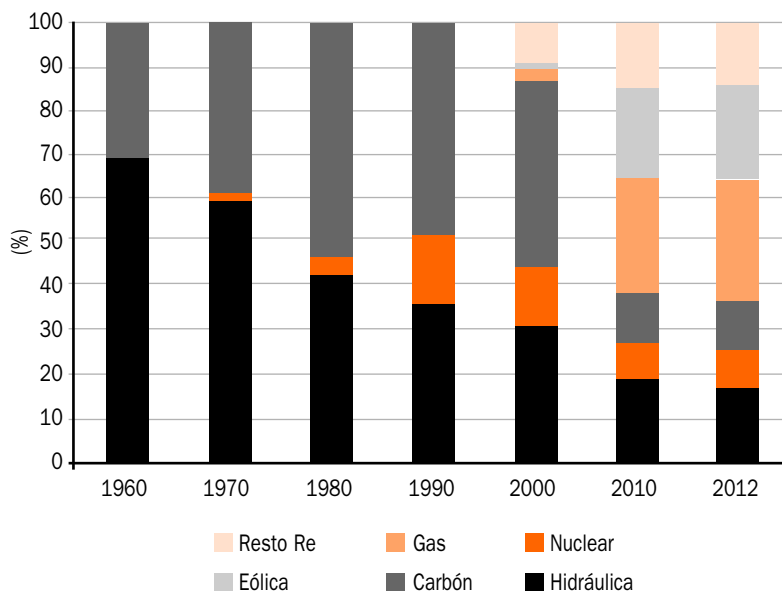
Las figuras 16 y 17 muestran la evolución de los mix de potencia y energía eléctrica en España en los últimos 50 años.

FIGURA 16.
Estructura de generación eléctrica en España



Fuente: MINETUR, REE

FIGURA 17

Estructura de potencia eléctrica en España

Fuente: MINETUR, REE

En España, la intervención estatal en el sector eléctrico no se ha limitado a establecer una regulación sobre las actividades no liberalizadas, es decir, las actividades de red. En los últimos años, con distintas justificaciones, más o menos discutibles, se ha distorsionado el mercado con intervenciones como las siguientes:

- Se han regulado los precios finales (tarifas).

- Se ha llegado a establecer un precio fijo (provisional, naturalmente) para el mercado mayorista²².
- Se ha fomentado el déficit de tarifa, lo que crea un problema considerable a largo plazo, aparte de incentivar innecesariamente el consumo.
- Se ha establecido una producción mínima primada para el carbón nacional.
- Se ha recargado el precio de la electricidad incluyendo en los peajes de acceso algunos costes que son consecuencia de decisiones políticas, y que no se han trasladado totalmente a los precios finales.
- Se ha interferido en la libre decisión de las empresas sobre qué tecnologías deben ser las más adecuadas para prestar el servicio a que están obligadas.

No es arriesgado decir que no hay en España mercados más intervenidos ni precios más distorsionados que los de la electricidad.

Por otra parte, la regulación se ha desarrollado a golpes, con parones temporales y, en otros momentos, con acelerones fruto de la precipitación. Todo ello ha dado lugar a que la ac-

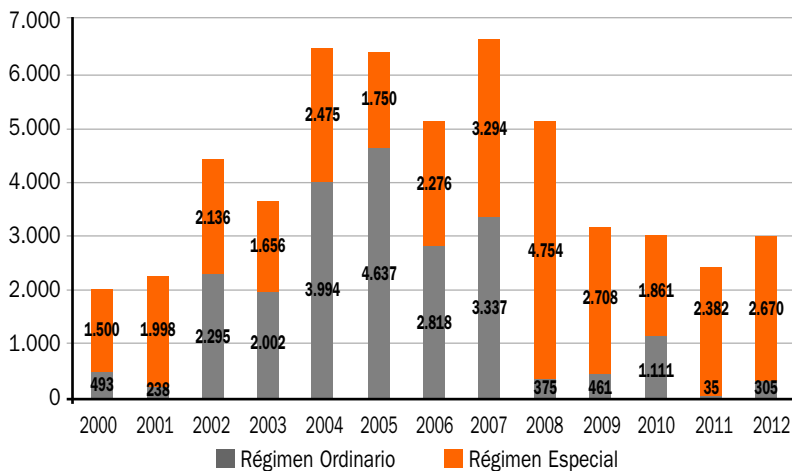
²² El Real Decreto Ley 3/2006 de 24 de febrero estableció un precio fijo para las transacciones entre empresas distribuidoras y generadoras del mismo grupo empresarial de 42,35 €/MWh.

tual regulación eléctrica sea manifiestamente mejorable, constituyendo un conjunto de normas en las que falta coherencia de principios, con un sesgo intervencionista cada vez más claro.

La actuación de la Administración en el periodo 2007-2011 en relación con el régimen económico de las energías renovables ha sido un ejemplo de improvisación y de desorden administrativo. Ha habido propuestas, marchas atrás y una sensación de incoherencia y falta de orientación que han acabado por crear una impresión de profunda inseguridad jurídica, que ha ahuyentado a inversores nacionales y extranjeros, y ha reducido a mínimos históricos la credibilidad y el atractivo de España como destino de inversión. Por todo ello, la regulación española del sector está en buena medida bajo la vigilancia de las autoridades comunitarias.

El mix de potencia del sistema eléctrico español y, en concreto, el del sistema peninsular, ha sido, hasta hace unos años, bastante equilibrado, aportando no sólo una seguridad de suministro razonable sino también seguridad en la operación del sistema, es decir, en la continuidad del suministro. Sin embargo, este mix de potencia se ha visto fuertemente alterado en la última década por el doble ciclo inversor en ciclos combinados de gas (27.144 MW) y en generación eólica y solar (22.362 MW de eólica, 4.410 MW de solar fotovoltaica y 1.878 MW de termosolar).

FIGURA 18

Nueva potencia instalada anualmente en España (MW)

Fuente: REE UNESA

El conjunto de las tecnologías convencionales (hidráulica, nuclear, carbón y gas) es más que suficiente para cubrir la demanda eléctrica en todos los escenarios, pero la creciente producción del subsector de renovables, junto con la preferencia de despacho de que disfrutan, tienen las siguientes consecuencias:

- Una utilización de los ciclos combinados baja y decreciente, con la consiguiente ineficacia de las correspondientes inversiones y un aumento de su coste medio de generación.
- Un encarecimiento del precio final medio de la energía eléctrica, por el peso creciente de las primas al Régimen Especial entre los costes regulados.

- Un deterioro de la competitividad de la economía, por el aumento del precio final de la electricidad. A este deterioro habrá que añadirle el que resulte de futuros aumentos de precios finales como consecuencia del déficit de tarifa.
- Un cambio estructural profundo en el mix de potencia y, sobre todo, de energía, que supone una mayor vulnerabilidad del sistema eléctrico frente a perturbaciones, menor flexibilidad de operación, menor estabilidad y, por lo tanto, mayor riesgo de incidentes y de interrupciones de suministro.

Aunque en el momento presente exista sobrecapacidad en el sistema eléctrico español, se corre el riesgo de que esta situación evolucione rápidamente en sentido contrario, como ya ha ocurrido en ocasiones anteriores, la última entre 1997 y 2001. El parque generador actual puede cubrir la demanda anual de energía muy holgadamente. Sin embargo, el margen para la cobertura de las puntas de demanda puede reducirse rápidamente cuando se recupere la demanda tras su descenso debido a la crisis, y si –como es previsible– se vuelven a producir situaciones de elevada indisponibilidad en la generación térmica por el envejecimiento del parque de carbón.

La situación de los ciclos combinados de gas, que actualmente no cubren sus costes fijos, invita a que se cierren o, como mínimo, a que no se hagan nuevas inversiones en este tipo de instalaciones que son las que están dando actualmente la cobertura de capacidad de respaldo a las renovables. En este sentido, es imprescindible tener en cuenta que el pe-

riodo de construcción de un ciclo combinado es, desde que se toma la decisión, como mínimo de tres años.

Por otra parte, mientras persista la actual la incertidumbre regulatoria, el atractivo del negocio de generación como objetivo de inversión será muy limitado.

Asuntos pendientes

El catálogo de asuntos pendientes en relación con el sector eléctrico es largo, pero pueden agruparse en las siguientes categorías:

Falta de una estrategia energética nacional y de una prospectiva energética a largo plazo

La causa principal de la indefinición que reina en el sector eléctrico está en la carencia de una estrategia energética nacional que ofrezca las referencias necesarias para analizar escenarios y tendencias, y poder comparar alternativas tecnológicas y económicas en un ejercicio de prospectiva a largo plazo (en un horizonte de veinte a cuarenta años) y que sirva, a su vez, de marco para el desarrollo posterior de las políticas y para la definición de un mix energético a largo plazo en sentido amplio (mix de energía primaria y final, mix de potencia y energía eléctrica). Este informe supone una propuesta en este sentido.

La revisión de la regulación: el funcionamiento eficaz del sector

Quince años después de la creación de la Comisión Nacional de la Energía (sucesora de la Comisión Nacional del Sistema Eléc-

trico, creada cuatro años antes), y una vez puesta en marcha la nueva Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, puede ser oportuno llevar a cabo una evaluación del funcionamiento de la anterior CNE con objeto de mejorarlo y de asegurar que la reforma de su regulación se orienta al objetivo de asegurar su capacidad y su independencia²³.

La seguridad jurídica: libertad de empresa y el atractivo de los negocios eléctricos

En lo relativo a la seguridad jurídica, es necesario acabar con las incertidumbres creadas por la intervención pública en las actividades de generación, redes (transporte y distribución), comercialización y costes de acceso. En el caso de las actividades reguladas, tanto la regulación como los sistemas retributivos deben ser estables y responder a la realidad de los mercados en los que las empresas captan sus recursos financieros, aunque necesiten ajustes menores ocasionalmente. En el caso específico de la distribución eléctrica, es urgente resolver la definición del sistema de retribución de esta actividad, que debe suponer un incentivo para la realización efectiva de las inversiones necesarias para asegurar la calidad y la continuidad del suministro.

En un plano general, la seguridad jurídica es necesaria no sólo para que las empresas puedan planificar su actividad en un horizonte de largo plazo, sino que repercuta de forma directa

²³ La Ley 3/2013 de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, fusiona los organismos reguladores en España y unifica la Comisión Nacional de la Energía y otros organismos reguladores.

en la calificación crediticia de las mismas y en su coste de la financiación. Ello necesariamente se traslada al precio final de la energía y a la competitividad de toda la economía. Por otra parte, influye también en el atractivo de España como destino de inversión, y puede afectar a las inversiones necesarias en el sector eléctrico en los próximos años.

Tarifas, precios y fiscalidad

Es preciso evitar tanto la acumulación de déficit de tarifa como la generación de déficit adicional. Una estrategia sostenible de eliminación definitiva del déficit de tarifa que no perjudique la recuperación económica exige necesariamente una drástica reducción de los costes de generación de determinadas tecnologías del régimen especial del sistema eléctrico y una disciplina para evitar los sobrecostes que se imponen al mismo.

Igualmente, se deberá introducir un mecanismo automático de ajuste periódico en los costes de acceso para garantizar esa desaparición definitiva del déficit.

El bono social no es otra cosa que una medida de redistribución de renta que no existe para ningún otro “producto básico” no energético y cuyo coste se reparte entre los usuarios eléctricos en función de su consumo y no entre todos los contribuyentes en función de su capacidad de pago. Es una medida ineficiente e injusta.

En cuanto a la fiscalidad debe corregirse cuanto antes el actual exceso impositivo que sufre la electricidad: impuesto es-

pecial sobre la electricidad, IVA a tipo general, impuestos y tasas creados por la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, tasas de diversas comunidades autónomas, que hacen de la electricidad uno de los bienes más gravados de la economía española, lo que choca con su consideración de bien básico.

Eficiencia energética y cogeneración

La eficiencia energética es una verdadera asignatura pendiente, no sólo en España. Si la energía es un bien escaso y su consumo tiene, como tantas otras actividades, algunas externalidades negativas, parece lógico tratar de mejorar la eficiencia en todas las etapas de su transformación y utilización, es decir, extracción de recursos primarios, transformación, transporte y utilización final.

La mejora de la eficiencia energética ha cobrado una importancia creciente dentro de las políticas europeas, y muy recientemente con la aprobación de la Directiva 2012/27/CE, que da un paso importante en el sentido de imponer obligaciones a los Estados miembros en este terreno.

En concreto, en España, queda mucho por hacer en diversos campos de mejora de la eficiencia, en particular en el uso final de la energía en los sectores terciario y residencial, así como en el de transporte.

En el sector industrial las cifras de cogeneración muestran un desarrollo comparable al de otros países europeos. Sin

embargo, un número no pequeño de instalaciones de cogeneración industrial se han concebido más como negocio paralelo y complementario del industrial que como servicio integrado con el mismo, por lo que, estrictamente hablando, deberían ser calificados como generación pura. Este hecho supone, por otra parte, que las primas a la cogeneración –incluida en el Régimen Especial– se hayan incrementado de forma muy notable en los últimos años, pasando de 407 millones de euros en 2004 a 1.865 millones en 2012. En este año, la cogeneración aportó al sistema eléctrico un 14% de la generación total.

La mejora de la eficiencia energética, en sentido amplio, se debe basar en facilitar las decisiones individuales de consumo y ahorro, mediante una información clara en tiempo real sobre consumos y precios, así como sobre los costes y beneficios de las inversiones en eficiencia. Los contadores inteligentes y todas las tecnologías complementarias son clave tanto en el ámbito doméstico como en el sector terciario en general.

Uno de los primeros hitos regulatorios en materia de eficiencia energética a nivel comunitario fue la Directiva 2006/32/CE, que establecía para España un objetivo orientativo nacional de ahorro energético del 9% con respecto al consumo anual de energía final de los cinco años inmediatamente anteriores a su aplicación.

La mayor eficiencia de la cogeneración implica ya un incentivo a su utilización por lo que las políticas de fomento de la eficiencia energética deben evitar subvenciones indebidas

cuando determinadas soluciones o tecnologías son rentables sin ellas. Más aún, deberían incentivar únicamente soluciones rentables sin subvenciones.

En la actualidad, la Directiva 2012/27UE, ya citada, se encuentra en proceso de trasposición a la normativa española, que deberá incorporar los objetivos e instrumentos para que España contribuya al objetivo global de alcanzar un ahorro del 20% del consumo de energía primaria en la UE en 2020 sobre la proyección que existía para ese año realizada en 2007, lo que supone que el consumo de energía primaria en la UE no deberá superar en 2020 las 1.474 Mtep (1.078 Mtep de energía final). Partiendo de este objetivo global, cada uno de los Estados miembros fijará un objetivo individual de eficiencia energética orientativo basado en el consumo de energía (primaria o final) o bien en la intensidad energética.

El plan de acción comunitario para la eficiencia energética comprende las siguientes acciones clave:

- Etiquetado de aparatos y equipos, y normas mínimas de eficiencia energética.
- Establecer requisitos de eficiencia para construir edificios de muy bajo consumo energético.
- Aumentar la eficiencia de la generación y distribución de electricidad.
- Consumo eficiente del combustible en los vehículos.

- Facilitar una financiación adecuada de las inversiones en eficiencia energética para pequeñas y medianas empresas y empresas de servicios energéticos.
- Uso coherente de la fiscalidad de la energía hacia la eficiencia energética y los aspectos medioambientales.
- Sensibilización y educación respecto a la eficiencia energética.

Entre los aspectos más destacados de la Directiva cabe señalar:

- Obligación para la Administración central de renovar cada año el 3% de la superficie de sus edificios.
- Un sistema de obligaciones de eficiencia energética, con el objetivo de ahorro anual (para el periodo 2014-2020) equivalente al 1,5% de las ventas anuales de energía de todos los distribuidores o empresas minoristas de energía, en volumen, como promedio de los tres últimos años previos al 1 de enero de 2013. Este sistema se puede sustituir por un marco regulatorio de fomento de la eficiencia energética que produzca un ahorro equivalente (por ejemplo, una reforma fiscal medioambiental, estándares, información y sensibilización, etc.) o por un fondo nacional de eficiencia energética que realice inversiones en este ámbito.
- Obligación de realizar auditorías energéticas para las grandes empresas.

- Elaboración de un análisis coste-beneficio del potencial de cogeneración de alta eficiencia.
- Medidas para mejorar la medida y facturación a través de contadores individuales e inteligentes.
- Incentivos para que los operadores de redes adopten medidas de eficiencia.

España debe presentar a la Comisión Europea antes del 30 de abril de 2014 un Plan de Acción de eficiencia energética en el que se detallarán objetivos nacionales de eficiencia energética y medidas encaminadas a su cumplimiento.

El desarrollo de las medidas en el marco español debería aprovechar la flexibilidad que ofrece la Directiva para adoptar aquellas que minimizan las cargas administrativas (al sector público y privado) y favorecen las inversiones en medidas con menor coste. En este sentido, se debería evitar la aprobación de un sistema de obligaciones de eficiencia energética, ya que la experiencia en los países en los que se ha aplicado ha mostrado su escasa efectividad y eficiencia²⁴: continuas intervenciones en el marco regulatorio para facilitar el cumplimiento de objetivos, ámbito de actuación centrado en el sector residencial (que en España apenas representa el 18% del consumo final de energía), escasez de transparencia en el coste de las medidas y la estimación de

²⁴ Ver Informe “Konsekvenser av kvotplikt för energieffektivisering” (“Las consecuencias de la exigencia de cuotas para la eficiencia energética”), ER 2012:07, Comisión Nacional de la Energía de Suecia.

los ahorros, necesidad de gran aparato administrativo y de auditoría, y utilización muy escasa de la capacidad de comercio de ahorros en aquellos sistemas que se permite esta posibilidad. Además, desde el punto de vista de los agentes sometidos al esquema, la experiencia ha mostrado que existen fuertes incentivos a que las medidas tomadas no sean las más eficientes sino las más fáciles o más fácilmente certificables.

Con el objetivo de desarrollar un marco regulatorio que permita conseguir ahorros energéticos estructurales en la economía española se debería avanzar en las siguientes cuestiones:

- Desarrollar medidas para mejorar la eficiencia energética en el sector transporte. Además de la normativa específica de carácter ambiental o fiscal ya existente, un sector que representa el 40% del consumo de energía final no puede quedar al margen de las políticas de eficiencia.
- Desarrollar un verdadero mercado de servicios energéticos, que ponga al alcance de los consumidores la información necesaria para tomar decisiones de mejora de eficiencia rentables. La escasez de información, los problemas de financiación, la complejidad de la Administración, la escasez de financiación para proyectos de este tipo, son otros tantos obstáculos a la mejora y a la creación de valor añadido.

Redes e interconexiones

Las redes eléctricas, tanto las de transporte como las de distribución, son necesarias para trasladar la energía eléctrica desde los centros de producción a los puntos de consumo.

Las redes son el soporte físico del mercado, al unir oferta y demanda, y su correcto diseño y operación son clave para reducir las pérdidas²⁵ y asegurar la calidad y continuidad del suministro. Por esto, son para los consumidores la cara visible de la electricidad y de su calidad.

La red de transporte es el conjunto de líneas de muy alta tensión y alta capacidad. En el sistema peninsular español comprende los niveles de tensión de 400 kV y 220 kV, y tiene dos funciones principales: llevar la electricidad desde los grandes centros de producción a los grandes centros de consumo, y proporcionar al sistema eléctrico estabilidad y operabilidad.

En la actualidad, la red de transporte está muy mallada y su seguridad cumple con el criterio de disponibilidad ante el fallo simple de un elemento cualquiera de la red. Se explota de manera altamente automatizada y en tiempo real.

El nivel de calidad y fiabilidad conseguido en esta red es prácticamente del 100%. La generación del régimen espe-

²⁵ Las pérdidas se producen por razones físicas, derivadas de la naturaleza de la electricidad. Además, pueden producirse pérdidas no técnicas, debidas a fraude, desorden administrativo o imprecisión de las medidas.

cial ha modificado los requerimientos de funcionamiento de las redes de transporte y distribución respecto a los criterios con que fueron diseñadas. Esto ha exigido significativas inversiones de adaptación para las nuevas exigencias de funcionalidad.

La red de distribución lleva la electricidad desde las redes de transporte hasta los consumidores finales (exceptuando a algunos pocos grandes consumidores de muy elevado consumo conectados directamente al transporte) y es la responsable de la calidad de servicio que estos reciben.

Las redes están malladas, para asegurar la continuidad de suministro, independizándolas de averías e incidencias. La calidad se asegura mediante la operación basada en la redundancia, la automatización y en tecnologías de telecontrol, desde centros de control regionales (distribución) o nacionales (transporte).

La explotación de la baja tensión se realiza de forma local y menos automatizada debido al elevadísimo número de pequeñas instalaciones y al estado actual de los costes de las tecnologías aplicadas a la red de baja tensión. Este nivel de tensión está exigiendo cuantiosas inversiones para sustituir redes envejecidas u obsoletas, desplegadas, en numerosos casos, hace décadas y con criterios de funcionalidad diferente respecto a la requerida en la actualidad.

Como se ha dicho, las redes de transporte mueven poca energía, mientras que las de distribución dirigen el flujo

siempre en el mismo sentido hasta los consumidores, por lo que es en estas en las que se produce la mayor parte de las pérdidas.

Tanto el transporte como la distribución son actividades reguladas, a diferencia de las liberalizadas (generación y comercialización). La distribución, además, está sometida al principio de obligación de suministro, y tiene que garantizar determinados niveles de calidad y seguridad establecidos reglamentariamente, cuyo incumplimiento da lugar a penalizaciones sobre la retribución regulada que reciben los operadores que la desarrollan.

Las redes de transporte se han diseñado para facilitar el apoyo entre sistemas vecinos por razones de seguridad y de aprovechamiento de excedentes de producción estacionales u ocasionales. La política de la Unión Europea para la creación de un mercado interior de la energía ha puesto de manifiesto el carácter esencial de las interconexiones, y la necesidad de aumentar sus capacidades muy por encima de lo que había sido habitual (salvo en países como Suiza o Austria que, por su posición geográfica, han tenido siempre un grado de interconexión muy elevado).

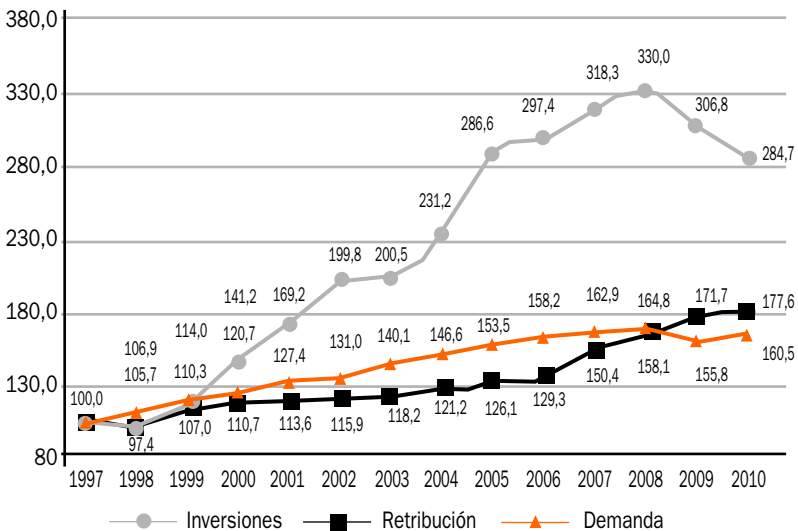
En el sistema eléctrico español, la gestión y eficiencia alcanzada en ambas redes es de las más elevadas a nivel internacional. No obstante, se están dando en la actualidad los siguientes hechos que presionan sobre la infraestructura de las redes, especialmente sobre las de distribución:

- La necesidad de la industria y de la sociedad de mejorar los niveles de calidad, reduciendo tanto el número de interrupciones como la duración de las mismas.
- La necesidad, ya mencionada, de aumentar la capacidad de las interconexiones internacionales para darles un valor comercial, además del de seguridad que ya tienen.
- La alta penetración de tecnologías de generación renovables, muchas de ellas de carácter intermitente y no gestionable. Excepto en el caso de las plantas de cogeneración, ligadas a procesos industriales, una parte importante de dicha potencia se ha ubicado lejos de los centros de consumo, introduciendo ineficiencia técnica y económica para el sistema. La multiplicación de nudos de generación y la concentración de dicha generación intermitente, sobre todo en ciertas regiones, no han sido tenidas en cuenta en la planificación con la importancia que tienen, primando de hecho los intereses de los generadores sobre la seguridad del sistema en su conjunto.
- Las trabas de las distintas Administraciones al despliegue de las redes, por el alargamiento de los procesos de tramitación, la exigencia de condiciones a veces injustificadas, todo lo cual se amplifica por la falta de claridad en la normativa, que no impide la paralización injustificada de proyectos por grupos activistas y de presión.
- La necesidad de resolver definitivamente el modelo retributivo de la distribución, quince años después de la entrada

en vigor de la LSE (Ley del Sector Eléctrico), para dar estabilidad a este negocio y garantizar un marco adecuado a las inversiones necesarias.

FIGURA 19

Evolución de la demanda, inversión y retribución de la actividad de distribución eléctrica (índice base 100 = 1998)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNESA (2010)

El futuro de las redes, sobre todo las de distribución, va a estar marcado por la evolución hacia las llamadas redes inteligentes (*smart grids*) cuya definición está evolucionando hacia lo que van a ser:

- Redes capaces de gestionar, en ámbitos territoriales más o menos amplios, tanto flujos de consumo como de producción.

- Un medio para la reducción de pérdidas y la optimización de costes para el sistema, en un enfoque comprensivo que incluya la generación distribuida y la gestión de la demanda.
- Un soporte eficaz para las actuaciones de gestión de la demanda, sobre todo de reducción del consumo en las horas punta y el trasvase de carga de periodos de punta a valle (*load switching*). Ello va a implicar, desde el punto de vista de las redes, la paulatina reconversión de las inversiones en activos: desde inversiones en activos clásicos de infraestructuras de potencia y equipamiento eléctrico pesado, hacia unos activos de control, automatización, comunicaciones y potentes sistemas informáticos.

Este proceso de transformación está llevando a una evolución tecnológica del negocio de redes a un ritmo mucho más acelerado que en décadas anteriores, y sus beneficios son difíciles de cuantificar, aunque todos los estudios que sobre ello se han realizado concluyen que van a superar ampliamente las inversiones necesarias.

El desarrollo de las *smart grids* se ha acelerado durante los últimos años por determinadas obligaciones impuestas a las empresas, como la instalación de contadores electrónicos en todo el parque nacional. En 2014 se deberá haber instalado el 35% de estos contadores, y las empresas habrán implantado los correspondientes sistemas de telegestión, lo que proporcionará ventajas a consumidores y empresas distribuidoras.

El desarrollo de las *smart grids* está suponiendo una palanca tecnológica esencial, al poder aprovecharse las economías de escala y alcance que se están obteniendo al llegar con sistemas de comunicación a todos los puntos de suministro de la red. En este momento todas las empresas distribuidoras están desarrollando importantes proyectos piloto de *smart grids*, que están sirviendo de bancos de pruebas de nuevos equipos, tecnologías de comunicaciones, sistemas, servicios a prestar y análisis del comportamiento de los clientes ante este nuevo entorno.

Las redes eléctricas, hoy por hoy, no pueden contar con sistemas de almacenamiento a gran escala, por la naturaleza propia de la electricidad, y deben gestionarse para mantener el equilibrio instantáneo y permanente entre producción y demanda dentro de márgenes muy estrechos. La gestión de las redes, y en general el sector eléctrico, cambiará profundamente cuando se disponga de tecnologías de almacenamiento masivo de electricidad a costes competitivos, aunque no se prevé que ocurra en el corto plazo. Esto también tendrá consecuencias en la gestión de las interconexiones internacionales.

Las tecnologías complementarias de las tradicionales (la predicción eólica, el almacenamiento de energía de alta capacidad, o la gestión de la generación distribuida), así como aquellas que faciliten la gestión de las redes, como las de almacenamiento de energía, deben ser objeto de atención prioritaria en los programas de I+D+i. Para ello, es necesario ir paso a paso, desarrollando y probando en proyectos piloto antes de

su implantación masiva en la red, con soluciones abiertas e interoperables que permitan la escalabilidad de nuevas funciones y no condicionen ni comprometan la red a futuro.

La planificación de las redes debe hacerse con un criterio y una visión de sistema, y no de forma autónoma y al margen de la generación eléctrica como hasta ahora. Debe revisarse la legislación correspondiente, estableciendo procedimientos que proporcionen información fiable sobre la nueva generación con tiempo suficiente para evaluar los emplazamientos, las necesidades de refuerzos de la red, las protecciones y las limitaciones que deban introducirse por razones de seguridad.

Las interconexiones internacionales

Históricamente, las redes energéticas se desarrollaron con una visión nacional, con objetivos de optimización en el propio territorio. Hoy día, en cambio, los procesos de integración internacional, que tienen su mejor expresión en la Unión Europea, hacen impensables las redes energéticas sin un grado de interconexión internacional elevado, por distintas razones:

- Por la necesidad de asegurar el suministro desde centros de producción lejanos.
- Por la garantía de apoyo entre sistemas vecinos, por razones de seguridad.
- Para optimizar las capacidades de sistemas vecinos, en términos de capacidad de almacenamiento, y aprovecha-

miento de excedentes estructurales, ocasionales o estacionales.

- Para poder absorber la producción variable de generación renovable.
- Y sobre todo, para soportar adecuadamente un mercado interior eficiente.

En lo que se refiere a los intercambios internacionales de electricidad, el Consejo Europeo de Barcelona de 2002 estableció un objetivo de interconexión que debería alcanzar el 10% de la potencia instalada en cada sistema. Aunque la definición adolece de precisión (ya que la potencia instalada no guarda una relación directa con la demanda anual ni con la punta de demanda), la interconexión España-Francia está lejos del objetivo en cuestión (la capacidad en sentido Francia-España es de 1.000-1.600 MW y debería ser de 4.500 MW hoy y mayor en el futuro).

Las interconexiones energéticas y de todo tipo se ven limitadas por el carácter peninsular de España. El nivel de interconexión no será nunca comparable al de los países de Europa central, favorecidos en este sentido por la geografía.

Por otra parte, el comercio internacional de electricidad tiene sentido para aprovechar las diferencias entre sistemas, sean de carácter estacional, sean por necesidades de seguridad, sean de arbitraje. Sin embargo, es difícil que se llegue a dar un comercio internacional físico masivo de electricidad por la

dificultad de transportar grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias, por el coste que supone y por la dificultad de construir líneas de transporte adecuadas. El aumento de producción renovable y de excedentes en sistemas vecinos puede iniciar un cambio en este sentido.

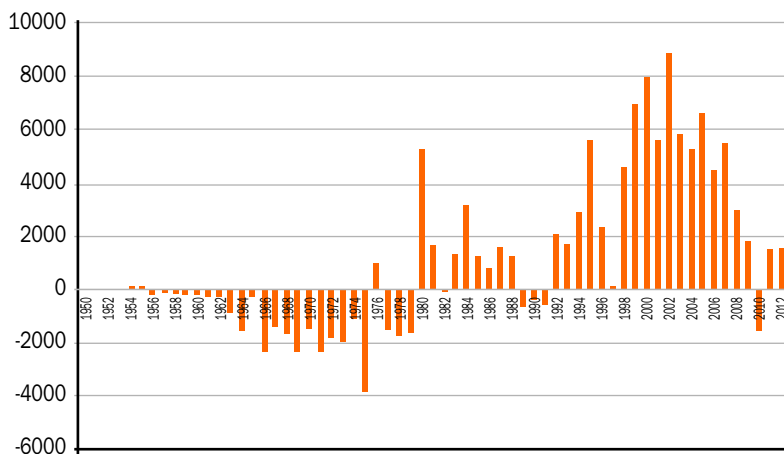
En todo caso se debería aumentar la capacidad de las interconexiones para cumplir el objetivo fijado en el Consejo Europeo de Barcelona como parte esencial del proceso de creación del mercado interior de la energía, que exige integrar las infraestructuras físicas. La Unión Europea debe dotarse de instrumentos para asegurar que esos objetivos se cumplen de forma efectiva.

En los últimos años, el sistema eléctrico español ha venido aprovechando los precios comparativamente bajos de exportación de Francia de excedentes de producción nuclear. De esta forma, el saldo ha sido en los últimos años importador. Pero esto no ha sido siempre así. Desde 1956 a 1979, España era exportadora neta frente a Francia. El signo empezó a cambiar en 1980.

FIGURA 20

Saldo de intercambios de España con Francia (GWh) 1950-2012

(Valores positivos indican importación; negativos, exportación)



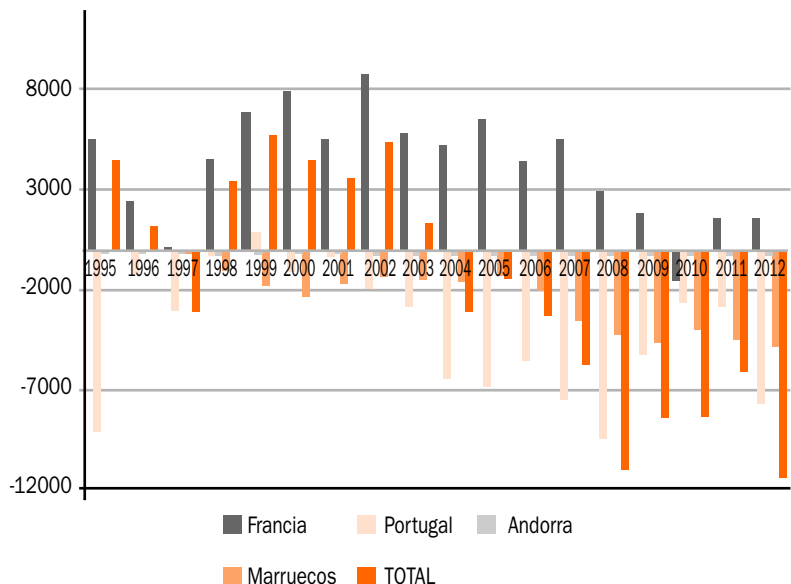
Fuente: UNESA, REE

Desde 2004, el sistema eléctrico español tiene todos los años un saldo exportador global con el conjunto de nuestros vecinos, que representa más del 4% de la producción en barras de central del sistema peninsular español (ver figura 23). Conviene tener en cuenta que la dirección de los intercambios depende no sólo de los precios relativos sino de la capacidad excedente de cada sistema. En la actualidad, el sistema español tiene uno de los márgenes de reserva más altos de Europa, cosa que no sucede con nuestros vecinos, que son importadores netos sistemáticamente, salvo Francia, que tiene excedentes importantes, pero comprometidos contractualmente con países importadores. Por ejemplo, Italia importa de Francia del orden del 20% de su consumo interno.

FIGURA 21

Saldos de intercambios internacionales (GWh) de España (1995-2012)

(Valores positivos indican importación; negativos; exportación)



Fuente: REE

A medio plazo, es de prever que Portugal y Marruecos sigan siendo importadores netos con saldo creciente, y que el saldo con Francia se reduzca o cambie de signo poco a poco (la nueva fiscalidad energética de reciente entrada en vigor –enero 2013– está modificando los flujos de los intercambios internacionales por la aparición de oportunidades económicas derivadas del arbitraje fiscal entre países vecinos).

La capacidad de intercambio con Francia empieza a ser importante para este país, por lo que no debe sorprender que muestre ahora buena disposición para completar aquellos proyectos de interconexión largo tiempo pospuestos. El exceso de potencia del sistema peninsular español ofrece oportunidades de exportación en el medio plazo que deben aprovecharse mediante el incremento de la capacidad de interconexión y la consiguiente integración de los mercados.

Pero, sobre todo, las interconexiones internacionales con Europa a través de Francia deben verse como una pieza importante del proceso de creación del mercado interior europeo. En consecuencia, la acción política debe dirigirse a conseguir que se cumplan los objetivos europeos de capacidad de interconexión.

En este sentido, es necesario tener en cuenta que tanto la interconexión por el Pirineo oriental como el proyecto de interconexión actualmente en estudio por el golfo de Vizcaya son líneas en corriente continua, lo que reduce el sincronismo efectivo de la interconexión con Europa. A pesar de la oposición histórica de Francia, debe lucharse para conseguir realizar una nueva interconexión en corriente alterna por el Pirineo central, tal como se acordó primero en los años 90 y luego en 2002. No debe repetirse el error de construir más interconexiones terrestres en corriente continua.

La seguridad de las redes

Un aspecto poco debatido en relación con el funcionamiento de los sistemas eléctricos (aplicable también a otras redes

energéticas o logísticas) es su vulnerabilidad a ataques cibernéticos, que está dando lugar a una profunda preocupación en algunos países por la llamada ciberseguridad. España no puede permanecer al margen de esa preocupación y se debe emprender un proyecto de seguridad a escala nacional que proteja las redes eléctricas, con sistemas y medidas avanzadas frente a ataques de los que, en diversos países, se tiene ya constancia, y cuyos efectos pueden ser catastróficos para la actividad económica y el bienestar ciudadano.

Mercados, precios, fiscalidad

La liberalización del sector eléctrico español se enmarca en el proceso de construcción del Mercado Interior de la Energía que las instituciones europeas vienen impulsando desde hace más de quince años. En este contexto, la creación de un mercado común de la electricidad y del gas natural constituye una de las actuaciones prioritarias de la política energética de la UE.

En agosto de 2009 se publicaba el llamado “Tercer Paquete” de medidas legislativas para el Mercado Interior de la Energía. Estas directivas y reglamentos, actualmente en vigor, supusieron un paso firme del Consejo y del Parlamento Europeo para remediar las carencias del marco legislativo anterior y fomentar, entre otros, una regulación común de carácter transfronterizo que permitiera la integración efectiva de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural.

Esta ambición política de los Estados miembros por acelerar la creación de un verdadero mercado interior de la energía

se plasmó en febrero de 2011, cuando los jefes de Estado y de Gobierno de la UE acordaron que “... el mercado interior de la energía tiene que haberse realizado de aquí a 2014, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad. Para ello es preciso, (...) impulso a sus trabajos sobre el acoplamiento de mercados, las directrices y los códigos de red aplicables en todas las redes europeas...”²⁶.

De igual forma, las directivas del 2009 establecen nuevos requerimientos para impulsar el desarrollo de los mercados minoristas de electricidad y de gas natural y facilitar que los beneficios del proceso de liberalización lleguen a los ciudadanos.

Si la existencia de mercados mayoristas y minoristas eficientes es clave para el éxito del proceso de liberalización en el sector eléctrico, no menos importante es la necesidad de disponer de una regulación adecuada de las actividades de red.

En los últimos años, España ha abandonado el principio fundamental de regular sólo aquellas actividades que, por su condición de monopolio natural, no pueden someterse a las fuerzas del mercado, dejando que todas las demás actividades se desarrollen en libre competencia. Lejos de resolver fallos de mercado y fomentar la competencia, la regulación eléctrica de los últimos años ha introducido distorsiones que comprometen la sostenibilidad económica del sector eléctrico español.

²⁶ Consejo Europeo del 4 de febrero de 2011. Documento de Conclusiones.

En este contexto, nuestro sector eléctrico afronta un momento de extrema dificultad, con cuestiones pendientes a las que es necesario dar respuesta. Las cuestiones pendientes no están relacionadas con el diseño de los mercados eléctricos, sino que la mayoría de ellas tienen que ver con las actividades reguladas, que sistemáticamente han venido siendo utilizadas para implantar medidas que nada tienen que ver con la política energética.

El mercado mayorista de electricidad

Los mercados marginalistas organizados de energía eléctrica son una realidad consolidada que llegan a gestionar hasta casi el 80% de la electricidad en los mercados más líquidos de la UE, como es el caso del mercado nórdico y el ibérico, y sobre los que pivota uno de los proyectos más relevantes para la materialización del Mercado Interior de la Electricidad, según acordó el Consejo Europeo en febrero de 2011. El acoplamiento de estos mercados es clave para eliminar las barreras actuales al comercio transfronterizo de electricidad y alcanzar una mejor integración en el año 2014. Es importante señalar que el mercado mayorista ya está integrado en España y Portugal (MIBEL) y próximamente debería acoplarse con el resto de Europa a través de nuestra interconexión con Francia.

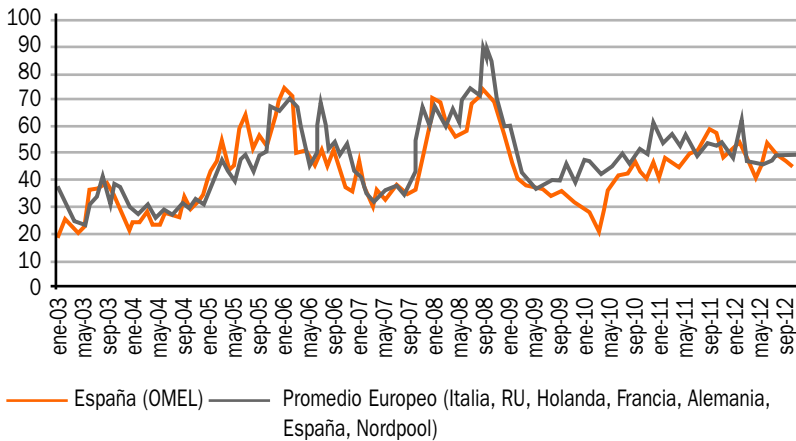
El modelo español responde a este diseño, si bien está por desarrollar la regulación de detalle que permita la integración efectiva del mercado ibérico con los mercados europeos. De forma paralela, las instituciones europeas están trabajando en la futura regulación vinculante que se aplicará a todas las in-

terconexiones de la UE. Dado que esta regulación europea prima sobre la nacional, será necesario que España se implique activamente en los correspondientes foros de discusión y toma de decisiones.

Como puede verse en la figura 22, los precios del mercado mayorista español son competitivos a escala de la UE. Mientras el precio promedio europeo en el periodo analizado fue de 48,33 €/MWh, en España fue de 34,60 €/MWh.

FIGURA 22

Precios medios mensuales en distintos mercados mayoristas europeos (Italia, Reino Unido, Holanda, Francia, Alemania y Nordpool) comparados con España



Fuente: Bloomberg

En líneas generales, el mercado español tiene un comportamiento adecuado, permitiendo la participación de un número cada vez mayor de agentes, en condiciones de igualdad.

Sin embargo, en la actualidad, el mercado mayorista español de electricidad está distorsionado por el peso creciente de una generación de origen renovable fuertemente subvencionada, con primas muy elevadas para determinadas tecnologías y por la existencia de otras subvenciones, también al margen del mercado, como es el caso del apoyo al carbón nacional.

Estas distorsiones en el funcionamiento de los mercados, provocadas por la regulación y la caída de la demanda eléctrica como consecuencia de la crisis, están provocando que otras tecnologías convencionales, sobre todo los ciclos combinados de gas, se vean desplazadas del mercado y, por tanto, vean deteriorarse su factor de utilización hasta comprometer la recuperación de sus costes fijos. Por tanto, y en un contexto de crisis económica como el actual, no es coherente mantener subvenciones que distorsionen el mercado y que acaben pagando tanto la industria como los consumidores domésticos.

El grado de concentración en el mercado mayorista de electricidad es moderado e inferior al de muchos países europeos. Este grado de concentración es mucho menor si se considera sólo el mercado *spot*, donde el HHI (Índice de Herfindhal-Hirschmann) llega incluso a niveles inferiores a 650 en 2011. Sin embargo, hay que seguir profundizando en el aumento de la competencia y en la vigilancia de actuaciones anticompetitivas o situaciones oligopolísticas.

CUADRO 14

Evolución del índice HHI²⁷ medio anual en el mercado peninsular de generación (incluye mercado spot y mercados de operación)

	2008	2009	2010	2011
HHI _{TOTAL}	1.569	1.366	1.262	1.432

Fuente: CNE

Adicionalmente, es necesario impulsar medidas como:

- El aumento de la capacidad comercial en la interconexión España-Francia, no sólo mediante el aumento de la capacidad física de interconexión, sino también mediante la revisión de las metodologías utilizadas por los operadores de red de transporte español y francés para el cálculo de la capacidad comercial y los niveles de seguridad que se consideran.
- Impulsar los cambios normativos necesarios para acoplar el mercado diario del MIBEL con el resto de Europa, en línea con el objetivo 2014 del Consejo Europeo.
- Eliminar lo antes posible las actuales subvenciones que distorsionan el mercado, no introducir nuevas medidas que puedan alterar el libre funcionamiento de los mercados y fomentar la libre contratación entre productores y comercializadores o consumidores de electricidad.

²⁷ El índice Herfindahl-Hirschmann (HHI) es una medida muy utilizada del grado de concentración de un mercado. Se obtiene sumando los cuadrados de las cuotas de mercado de cada agente, expresadas en %. Índices superiores a 2.500 indican una concentración elevada. Por debajo de 1.500, la concentración se considera moderada.

- Revisar el funcionamiento de los mercados de reserva actuales, que fueron diseñados cuando prácticamente no existían energías renovables no gestionables en el sistema español.

La gestión de los servicios complementarios debe garantizar un nivel de seguridad adecuado del suministro minimizando su coste, para lo cual dicha gestión debe llevarse a cabo mediante mecanismos competitivos de mercado.

El mercado minorista de electricidad. Precios para el consumidor final

La directiva de 2003, luego sustituida por la de 2009, estableció un calendario definitivo para la liberalización total del mercado minorista de forma que, a más tardar en julio de 2007, todos los consumidores europeos debían tener el derecho de elegir su suministrador de electricidad.

La legislación española reconoció este derecho (elegibilidad) al consumidor con más de cuatro años de adelanto, de tal forma que todos los consumidores españoles pueden elegir su suministrador de gas y electricidad desde el 1 de enero de 2003. El legislador decidió mantener durante unos años la “tarifa integral” como alternativa al mercado libre, que desaparece en julio de 2009 para dar paso a la llamada Tarifa de Último Recurso (TUR) para consumidores suministrados en baja tensión y con potencia contratada inferior a 10 kW.

La TUR tiene dos componentes aditivos diferenciados en lo que se refiere a su establecimiento y a su repercusión a los

consumidores. La parte del peaje de la TUR es una tarifa regulada, que no variará aunque desaparezca la TUR, ya que los consumidores tendrán que seguir pagando este peaje o tarifa de acceso en cualquier caso. La parte de la energía de la TUR no es una “tarifa”, sino el resultado de una subasta competitiva, cuyos resultados se trasladan sin modificación alguna a los consumidores.

Si se decidiese eliminar progresivamente la TUR, el umbral de potencia contratada necesaria para tener derecho a este tipo de suministro debería reducirse cuando un porcentaje significativo de consumidores (precisamente aquellos con potencia contratada en el rango que se piense dejar fuera de la TUR) la abandonen de forma voluntaria; lo que probaría la existencia de ofertas comerciales competitivas que dejen sin sentido la TUR para esos consumidores.

CUADRO 15

Evolución del índice HHI medio anual en el mercado minorista de electricidad, en términos de energía suministrada

	2008	2009	2010
HHI _{TOTAL}	2.809	2.622	2.543

Fuente: CNE

En cuanto al grado de concentración en el mercado minorista, las cuotas de mercado actuales muestran unos niveles de concentración mayor que en el mercado mayorista.

Las directivas de 2009 exigen nuevas medidas para la protección del consumidor que, entre otros objetivos, garanticen procedimientos sencillos y ágiles para el cambio de suministrador, que no deben ser un obstáculo para el desarrollo de la competencia en el mercado minorista.

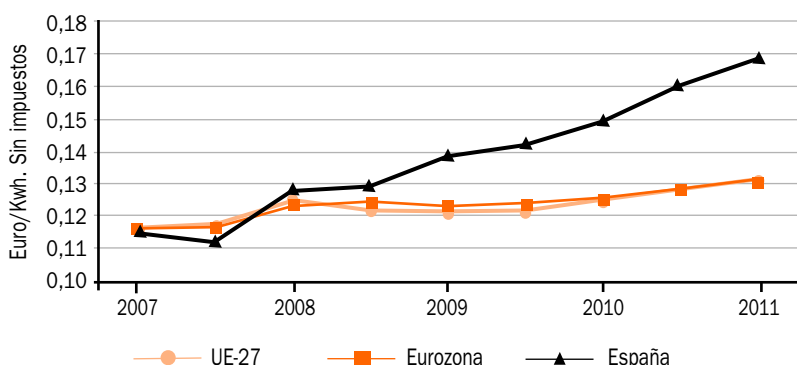
Precios al consumidor final

Según datos de Eurostat, los precios finales de la electricidad en España (suma de la parte liberalizada y de la regulada de la electricidad) son superiores a la media en comparación con el conjunto de la UE-27.

En la figura 23 se comparan a nivel europeo los precios finales de la electricidad para los consumidores domésticos.

FIGURA 23.

Precios de la electricidad en España para consumidores domésticos (2.000-2.500 KWh/año)



Fuente: Eurostat y CNE

Como puede observarse, el precio final de la electricidad en España no es barato y se sitúa por encima de los promedios europeos. Esta comparación empeora para España si se introduce en ella el efecto del déficit de tarifa que aún no está totalmente incluido en los precios. Sin duda se trata de un hecho muy preocupante que los precios finales minoristas en España se sitúen muy por encima de la media europea, incluso cuando estos no están reflejando todos los costes regulados.

Este encarecimiento relativo se ha acentuado en los últimos años, no sólo para los consumidores domésticos, sino también para los industriales, lo que supone un deterioro de la competitividad de los sectores industriales en España y una pérdida de empleo.

Este encarecimiento también ha sido mayor en términos relativos para las economías domésticas que, con una renta familiar disponible menor a la media europea, presentan un consumo por habitante similar al de la media europea.

Existe una sensibilidad política a los precios de la electricidad por su impacto en el IPC. El impacto del incremento del precio medio de la electricidad en el IPC es del orden del 4-5%, es decir, un incremento del precio de la electricidad del 10% da lugar a un incremento del IPC del 0,4%-0,5%. Además, su impacto sobre la competitividad industrial es significativo, especialmente en sectores industriales intensivos en energía.

Si los precios del mercado mayorista en España son comparables al del resto de la UE y los precios minoristas están

muy por encima de la media europea (ver figuras 22 y 23), resulta evidente que el problema está en las tarifas de acceso.

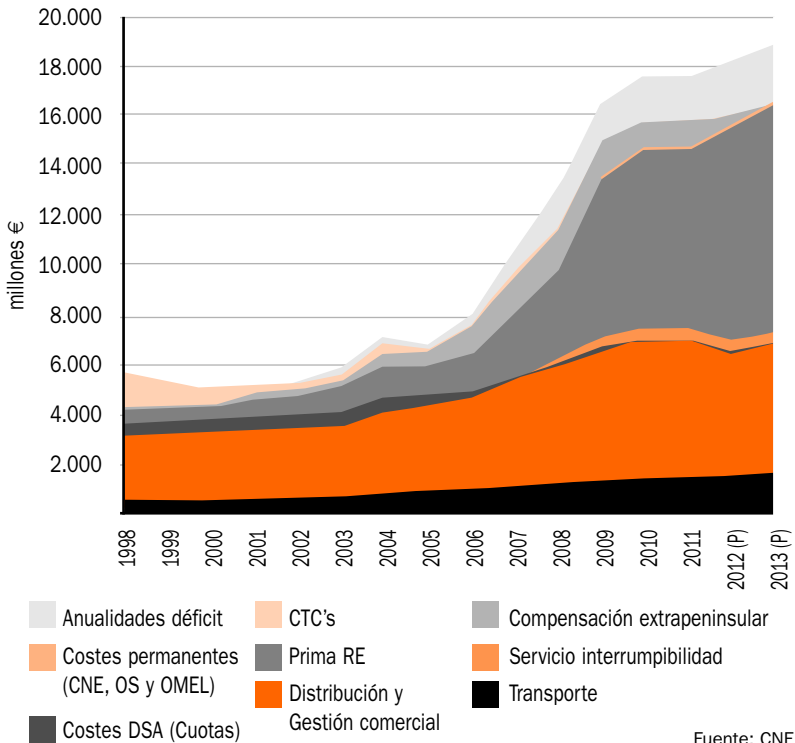
Las tarifas de acceso y el déficit de tarifa

Las tarifas de acceso son el componente de la tarifa eléctrica que incluye todos los costes correspondientes a actividades no liberalizadas, distintos del precio de la generación de energía. Se incluyen los costes debidos al uso de las redes de transporte y distribución, y otros costes también regulados del sistema como los costes de comercialización, el coste de funcionamiento de la CNE, las primas al Régimen Especial y otros (compensaciones de coste de los sistemas extra-peninsulares e insulares, anualidades del déficit de años anteriores, gestión de los residuos nucleares, políticas de gestión de la demanda, compensación al carbón nacional, etc).

La figura siguiente muestra la evolución del coste total de acceso en los últimos años, que prácticamente se ha triplicado en nueve años.

FIGURA 24

**Evolución de los costes de acceso
(excluyendo desvíos de ejercicios anteriores)**



Algunos de estos componentes tienen un peso importante en el total de la tarifa de acceso y también en el precio final de la electricidad. Basta pensar en la cuantía de las primas anuales a las energías en el régimen especial (9.185 millones de euros previstos²⁸ para 2013).

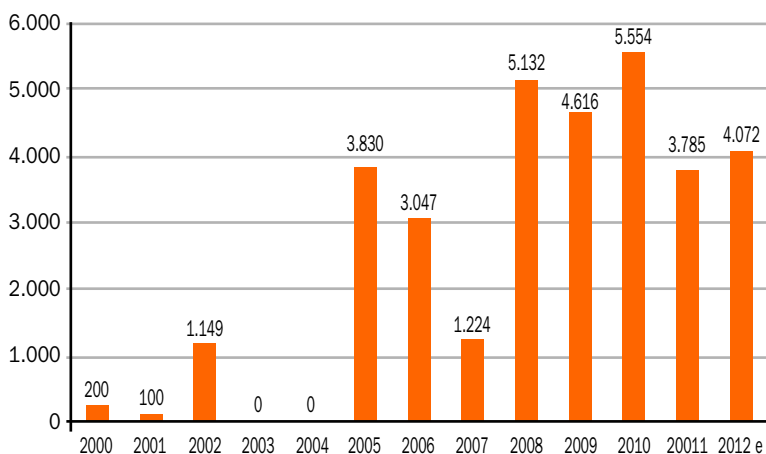
²⁸ Propuesta de OM de peajes y primas al Régimen Especial a partir del 1 de enero de 2013.

El déficit de tarifa

El déficit de tarifa empezó a generarse en los años 2000 a 2002, de forma limitada, como consecuencia de la diferencia entre los precios teóricos de la energía considerados en el cálculo de las tarifas integrales, y los precios del mercado que se daban en la realidad. No obstante, este problema no tuvo continuación en los años siguientes por corregirse la situación mediante el oportuno ajuste de tarifas.

FIGURA 25

Precios Evolución del déficit de tarifa (M€)

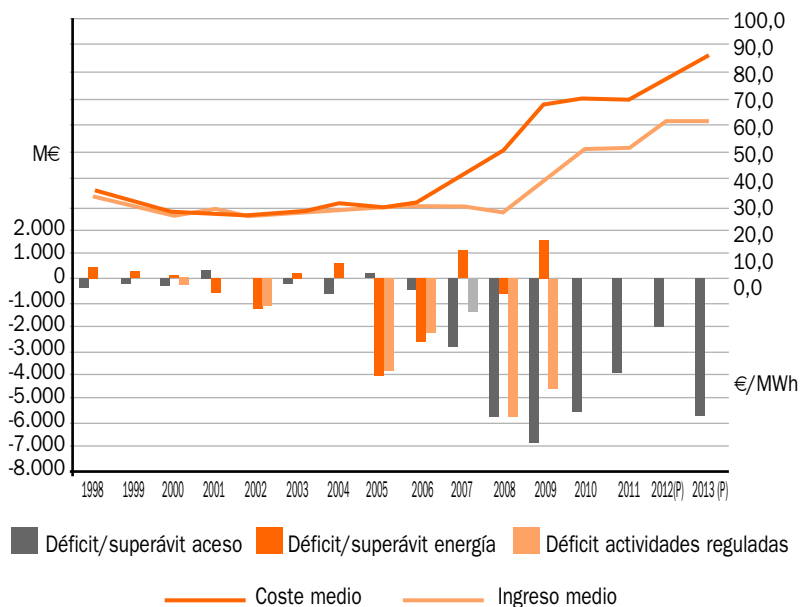


Fuente: CNE

Sólo a partir de 2005, como consecuencia de la decisión de no elevar las tarifas por encima del IPC, ignorando la realidad de los aumentos tanto de la parte liberalizada como especialmente de la regulada, se produce un déficit creciente que provoca una deuda viva del sistema eléctrico a finales del 2012 superior a los 28.000 M€.

FIGURA 26

Ingreso medio y coste de acceso (€/MWh consumido)
Evolución del déficit de actividades reguladas (M€)



Fuente: CNE

Aunque el gobierno anterior publicó disposiciones²⁹ limitando las cuantías anuales del déficit hasta 2013, las mismas no aportaban nada a la resolución del problema, pues algunas partidas de costes incluidas en los costes de acceso continuaban creciendo y trasladándose al precio final a los consumidores.

Lo cierto es que desde 2005 hasta la actualidad se ha generado todos los años un déficit superior al inicialmente previsto. Recientemente se ha suprimido el límite para 2013 y años posteriores³⁰.

La causa última del déficit está en que la totalidad de lo recaudado por las tarifas de acceso, tanto en mercado libre como regulado, no es suficiente para cubrir todos los costes de las actividades de red y demás costes regulados, incluidos peajes y los costes mencionados con anterioridad.

Si bien el modelo definido por la Ley del Sector Eléctrico debería ser objeto de una revisión, la necesidad de atajar con rapidez el problema del déficit de tarifa pasa por la combinación de medidas que, dentro del respeto a la legalidad para los inversores, resuelvan la deuda adquirida por el sector en estos años pasados, con otras medidas destinadas a limpiar la estructura de costes regulados de conceptos ajenos al suministro eléctrico o de actividades que puedan ejercerse en

²⁹ Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, modificado por el Real Decreto-Ley 6/2010 de 9 de abril.

³⁰ Real Decreto Ley 29/2012 de 28 de diciembre, en su Disposición Final cuarta.

régimen de competencia. Esta combinación de actuaciones es la siguiente:

- Los peajes de acceso deben cubrir la totalidad de los costes regulados que se reconozcan y recuperar así el objetivo de déficit cero a partir de 2013.
- La revisión periódica, al menos anual, de los peajes a fin de garantizar un ajuste continuo entre ingresos por tarifas de acceso y costes regulados.
- Eliminar de las tarifas de acceso los costes que no sean estrictamente necesarios para el suministro de electricidad, trasladándolos a los contribuyentes, puesto que son costes derivados de una política nacional. Deberían quedar fuera de las tarifas de acceso determinados conceptos como las primas al Régimen Especial, las ayudas a los sistemas extra-peninsulares o las subvenciones que reciben determinados consumidores (bono social). Si bien el paso a los Presupuestos Generales del Estado de estos conceptos podría comprometer los objetivos adquiridos por España ante la UE en materia de reducción del gasto público y sostenibilidad fiscal, el menor precio de la electricidad para el consumidor final contribuiría a generar ingresos fiscales derivados de una mayor actividad económica, por la mejora de competitividad de la industria y por las perspectivas de estabilidad regulatoria.
- La carga derivada de los compromisos nacionales en materia medioambiental debería distribuirse de forma equita-

tiva, con criterios vinculados a los objetivos, y no recaer de forma desproporcionada sobre las actividades eléctricas.

- Los actuales pagos por interrumpibilidad podrían suprimirse o reducirse mientras persista el exceso de potencia y sustituirse posteriormente por mecanismos competitivos.
- Al mismo tiempo, se debería revisar la estructura de los peajes de acceso por niveles de tensión, para que los precios a los grandes consumidores industriales no supusiesen ninguna desventaja competitiva con respecto a países competidores en Europa.

Estrategia, política energética, prospectiva, planificación y regulación

Estrategia e independencia energética

En cualquier política energética late una cuestión clave: la relación entre estrategia energética e independencia, que puede resumirse en las tres preguntas siguientes: ¿cuál es el grado de independencia energética posible o deseable?, ¿qué coste y qué otras consecuencias tendrá?, ¿cuál es la mejor estrategia para alcanzarlo?

En la práctica, las respuestas a esas preguntas son distintas en cada país, teniendo en cuenta que la independencia energética es una importante faceta de la independencia nacional, influida por las otras dimensiones de la misma, y con capacidad de influir, a su vez, en ellas. Aquí radica la principal

diferencia entre las estrategias de los grandes consumidores y de los grandes productores de materias primas energéticas.

Algunos países, como Estados Unidos, tienen la independencia energética como objetivo prioritario, por entender que es esencial para mantener su preeminencia política en el mundo. Pero en aquel país se da una combinación única de recursos energéticos y tecnológicos propios junto con una posición de poder indiscutible. No es ese el caso de Europa ni de las principales economías de Asia.

Cada país define sus estrategias energéticas en función de sus objetivos de primer nivel. O, más exactamente, de forma integrada con su estrategia nacional, con sus necesidades concretas y sus intereses, y contando realistamente con sus recursos de todo tipo. Una de las carencias más notorias en el caso español es precisamente la de una estrategia energética vinculada y apoyada con una visión nacional de largo alcance.

En Europa, a pesar de los avances que se han producido desde lo que representó de reflexión estratégica el Libro Verde del año 2000 (*Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*), sigue faltando una política común, y lo que hay de ella está guiado por los intereses y la influencia de las dos principales economías continentales.

El núcleo del Libro Verde de la Unión Europea (2000) era el análisis de dos puntos muy concretos: los escollos de la seguridad de abastecimiento y las debilidades potenciales. Los principales riesgos que analizaba el Libro Verde se orga-

nizaban en cuatro categorías: riesgos físicos (agotamiento de algún recurso propio: petróleo o gas del Mar del Norte), riesgos económicos (volatilidad de los precios o elevación de los mismos sin posibilidad de control), riesgos sociales (los derivados de la escasez, sobre todo de carburantes) y riesgos ecológicos.

En aquella fecha se preveía que la dependencia de la UE-15 de las importaciones se incrementase hasta el 54% en 2010 y al 71% en 2030. La realidad es que aquel 54% se alcanzó ya en la UE-27 en 2006.

Sin embargo, la única línea de actuación clara en Europa ha sido la de dar una importancia creciente a las políticas ambientales, situándolas primero al lado de las energéticas, luego a la par, hablando de “energía y clima” y finalmente por delante, con objetivos de reducción de emisiones, que parecen ser una prioridad por encima de otras, de forma bastante explícita. No puede negarse que la reducción de emisiones conduce a la introducción de nuevas tecnologías, sobre todo para generación eléctrica, y a políticas de eficiencia energética y de ahorro, y que todo ello puede suponer a largo plazo una menor dependencia de los suministros externos, pero no es menos cierto que la visión de los líderes europeos parece considerar de forma insuficiente las vulnerabilidades de Europa en el terreno energético.

Las estrategias energéticas de los países que más se preocupan de estas cuestiones no se limitan a definir objetivos relacionados con la seguridad de abastecimiento, sino

que proponen y ejecutan actuaciones en otros campos directamente relacionados con la energía.

La dependencia energética tiene al menos cinco vertientes decisivas.

La primera se refiere a la posesión y el control de las tecnologías energéticas. En los últimos cincuenta años, España ha conseguido éxitos notables en la asimilación de tecnologías de todo tipo, y en particular las energéticas. Ese éxito se basó, en su día, en varios pilares: el elevado nivel de la ingeniería española; los acuerdos de transferencia de tecnología a empresas españolas, en la mayoría de los casos públicas, con una visión de largo plazo; el aprendizaje a través de la realización repetitiva de proyectos de inversión en los sectores clave –refino, generación eléctrica– y la eficiencia operativa de las empresas energéticas españolas. Ese interés por la asimilación de tecnología sirvió para reindustrializar España, para sentar las bases de una exportación de bienes y servicios de alto contenido tecnológico, y para la consolidación tecnológica de los sectores de refino, electricidad, nuclear, gas, pero también los de ingeniería, construcción y bienes de equipo.

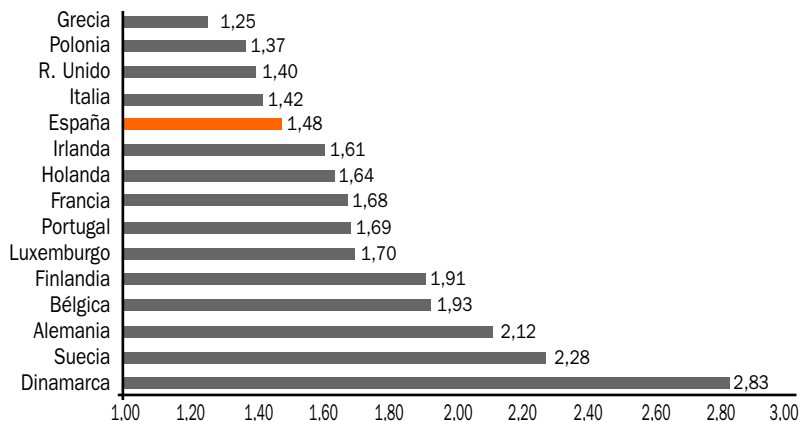
Sin embargo, aquel impulso parece haberse perdido en los últimos tiempos. Hemos perdido gran parte de la capacidad de producir bienes de equipo pesados para la industria energética. El contenido nacional de los equipamientos energéticos recientes (ciclos combinados y tecnologías renovables) es muy inferior al de, por ejemplo, la última generación de centrales nucleares o térmicas de carbón. Este hecho es grave por

su impacto sobre la industria nacional, debido al efecto de arrastre de la inversión energética sobre la industria suministradora de bienes de equipo y servicios de alta cualificación.

En segundo lugar, la energía tiene un impacto decisivo en la economía de una nación vía precios, afectando a la competitividad de los sectores consumidores y a las economías familiares, de forma, que a mayores precios de la energía, menor capacidad de consumo en otros bienes y servicios. Esto, que en épocas de energía abundante y barata pudo tener poca importancia, adquiere mucha más relevancia en una perspectiva de precios al alza a medio y largo plazo, de posibles episodios de escasez relativa y de mayor presión competitiva para cualquier sector económico en un mercado global. La eficiencia de los sectores transformadores es esencial para que el precio de la energía final sea lo más competitivo posible.

En tercer lugar, la estructura de los precios de la energía final es un elemento de la política energética. Esto es más palpable en el caso de la electricidad y del gas. El reparto de costes de acceso (utilizando la terminología española, son los costes distintos del de la energía en sí) y la inclusión de unos u otros costes en ellos supone un impacto directo en el precio final.

FIGURA 27

Ratio precios domésticos / precios industriales de la electricidad

Comparación para consumidores domésticos entre 2.500 y 5.000 kWh/año
y consumidores industriales entre 500 y 2.000 MWh/año

Fuente: Eurostat y elaboración propia.

En cuarto lugar, una dimensión inevitable de la independencia energética es la que atañe a la titularidad de las empresas energéticas o, si se prefiere, al “efecto sede”. Los países más preocupados por la energía cuidan especialmente la “nacionalidad” de sus empresas energéticas, tanto eléctricas como sobre todo en los sectores del petróleo o del gas. En otras palabras, es impensable que una petrolera norteamericana trasladase su sede a un país europeo, o que una de las grandes empresas petroleras o gasistas de Europa hiciese otro tanto. El efecto sede y el sentido de vinculación de una empresa con el país de origen tiene impactos de suma importancia en materia de inversiones, de empleo, de fiscalidad, de imagen y marca de país, y tantos otros aspectos.

En este sentido, llama la atención cómo algunos países europeos han abierto, aparentemente con pocas precauciones, sus empresas energéticas al capital extranjero, mientras otros las protegen de forma más o menos inteligente salvando, al menos en las formas, la legalidad derivada del Tratado de la Unión.

Finalmente, conviene apuntar un problema que se puede presentar en la definición y, sobre todo, en la puesta en práctica de una estrategia. La tiranía del ciclo político obliga a los políticos a tomar decisiones en un horizonte de corto plazo –cuatro o cinco años son corto plazo para todo lo que se refiera al rumbo de una nación; en el caso de la energía no cabe ninguna duda, por las características de las inversiones y de las tecnologías que intervienen–. Por eso, es importante que la estrategia energética –como tantas otras grandes cuestiones– sea más bien fruto de un amplio acuerdo social que una elaboración burocrática o política. Las mejores estrategias energéticas son las de los países que así lo han entendido y han actuado en consecuencia.

Estrategia, política energética, prospectiva y planificación

La política energética debe ser coherente con los grandes objetivos nacionales, no sólo con los de corto plazo sino, sobre todo, con los de largo plazo, los que tratan de definir el posicionamiento económico y político de nuestro país en el futuro. Una de sus expresiones más genuinas es el mix energético a largo plazo, que debe ser guía y orientación de las actuaciones concretas que desarrollen esa política.

La definición estratégica del mix debe apoyarse en una visión prospectiva a 25 o 30 años, plazo habitual para este tipo de estudios. En España, salvo el documento publicado por UNESA (2007) y el publicado por FAES en 2011 que ahora se revisa, no se ha publicado nada de valor en este terreno. La prospectiva debe analizar escenarios plausibles, que representen las opciones lógicas, al alcance de nuestra economía y de nuestros recursos, y proyectar en ellos las previsiones de demanda agregada y desagregada, para ver cuáles son los resultados de cada uno de ellos (costes de inversión, costes de la energía final, impacto en la industria, en el empleo, en el medio ambiente, en el grado de autoabastecimiento para cada una de las energías primarias...) y poder decidir una orientación basada en el más adecuado o en elementos de varios de ellos. Los análisis prospectivos deben actualizarse periódicamente para tener en cuenta los cambios en los escenarios considerados.

Los resultados de estos estudios, que deberían acometerse cuanto antes, serán la base de las decisiones sobre el futuro mix de energía (de energías primarias y finales, de potencia eléctrica), y de las planificaciones indicativas y de las infraestructuras energéticas básicas, que también deben actualizarse periódicamente.

La planificación energética en España: las bases legales

La planificación energética desarrolla la política energética en el plano operativo, que debe ir paralelo al desarrollo legislativo.

La planificación energética tiene en España su sustento legal en el art. 131 de la Constitución, que prevé que el Estado podrá planificar, mediante Ley, la actividad económica general. El art. 38, por su parte, reconoce la libertad de empresa “en el marco de la economía de mercado. Los poderes públicos garantizan y protegen su ejercicio y la defensa de la productividad de acuerdo con las exigencias de la economía general y, en su caso, de la planificación”.

Así pues, la planificación, incluso la vinculante, tiene perfecto encaje legal, siempre que respete la libertad de empresa, que debe entenderse como la libertad de acceso al mercado y la libertad de ejercicio de la propia actividad empresarial.

Las primeras ideas sobre planificación energética se remontan a muchas décadas atrás, pero la etapa que podríamos llamar actual se inicia a finales de los años 70, como parte de la respuesta al primer choque del petróleo que, junto con otras circunstancias (fuerte crecimiento económico de la economía española en el periodo 1960-1975 y de la demanda de energía, necesidad de ordenar las inversiones necesarias en infraestructuras energéticas), propició la redacción de los primeros planes energéticos, en concreto los de 1975 y 1978, a los que siguieron los de 1983 y 1991.

Posteriormente se han utilizado otros instrumentos de planificación, con diferente perspectiva y grado de obligatoriedad: los planes de energías renovables y la planificación de las infraestructuras de transporte de electricidad y de gas.

Los planes energéticos

Estos planes tenían en común un horizonte temporal de una década, pero sus metodologías eran bastante diferentes y sus objetivos tuvieron poco que ver unos con otros, al haber estado redactados en contextos económicos y energéticos muy diferentes y estar condicionados por visiones políticas de gobiernos de distinto signo.

El primer Plan Energético fue aprobado por el Consejo de Ministros en 1975, pero el cambio político de aquel momento hizo que se abandonase pronto y no se redactó uno nuevo hasta 1978 (aprobado por el Congreso en 1979) que abarcaba el periodo 1978-1987.

El Plan Energético Nacional 1978-1987 se redactó poco después del primer choque del petróleo, y su planteamiento responde a aquella coyuntura, proponiendo como principales objetivos la moderación el consumo de energía, para adaptarlo en lo posible a los recursos disponibles, reduciendo la dependencia del petróleo y planteando una diversificación de fuentes de suministro.

El cambio de régimen en Irán y el segundo choque del petróleo precipitaron la obsolescencia de aquel plan. El siguiente Plan, de 1983, estuvo marcado por tres hechos principales: el segundo choque del petróleo, la crisis económica que se acentuó en los años siguientes y el cambio de signo del gobierno, en las elecciones generales de octubre de 1982, cuyo programa en materia energética vino precedido de un intenso

debate sobre cuestiones de calado. Quizá por eso, el primer apartado del Plan se titula *Sobre la necesidad de revisar el Plan Energético*, haciendo referencia a la reorientación de la economía española que pretendía el Plan Económico Trienal y a los tres problemas principales que, en opinión de los redactores, presentaba la economía española en este terreno: excesivo crecimiento en los años anteriores de la demanda de energía primaria, bajo grado de autoabastecimiento y exceso de capacidad productiva en refino y generación eléctrica.

Se justificaba así la paralización, luego definitiva, de cinco grupos generadores nucleares. Es de notar que, estando en aquel momento en construcción varios grupos de carbón, no fueron estos los paralizados, a pesar de que el eventual coste indemnizatorio habría sido mucho menor, ni se contemplaba la posibilidad de paralizar sólo temporalmente aquellas centrales hasta que la demanda alcanzase niveles superiores. La justificación ideológica, que no económica, estaba en la necesidad de “corregir los errores de la versión anterior...” para no “seguir postergando, contra toda evidencia, el papel del carbón, del gas y del ahorro energético”.³¹

El Plan Energético de 1991 pretendía hacer una revisión completa de los sectores energéticos y recoger las acciones necesarias para ejecutar determinadas líneas de política energética:

“El PEN establece las líneas básicas de actuación de la política energética en España para la década 1991-2000. [...] la política

³¹ Javier Solana Madariaga, *Alternativa socialista al PEN*, Papeles de Economía Española, nº 14.

energética, expuesta de forma sistemática en el PEN, se configura, por consiguiente, como el paradigma de las políticas industriales de carácter sectorial”³².

Los Planes de Energías Renovables

El Plan Energético de 1991 incluía objetivos concretos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, dentro del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, pero fue en 1999 cuando se elaboró por vez primera un plan específico con este fin, que no pretendía desarrollar políticas previamente definidas, sino recoger “la articulación de una estrategia para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, cuando menos, el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010”.

A este primer Plan siguieron el de 2005-2010 y el último, referido al periodo 2011-2020. El primero de ellos se presentaba como una revisión del anterior, en el ecuador de su recorrido, y se añadía una nueva justificación, centrada en la lucha contra el cambio climático y el desarrollo sostenible. El segundo³³ se presenta haciendo referencia exclusivamente a la Directiva 2009/28/CE y al mandato del Real Decreto 661/2007.

³² Plan Energético Nacional 1991–2000, Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, p. 3.

³³ Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER). Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, junio de 2010.

Por último, la Ley de Economía Sostenible (LES)³⁴ dedica seis artículos a la planificación energética, declarando que pretende una planificación integral del modelo energético, no sólo eléctrico. Se establecen también objetivos concretos en materia de planificación referidos a 2020 y se enumeran criterios tanto para la planificación indicativa como para la vinculante: análisis de distintos escenarios, equilibrio entre eficiencia, seguridad de suministro y medio ambiente, consecución de objetivos concretos para 2020.

En cuanto a la competitividad relativa de las tecnologías, se define como una medida comprensiva de los costes y beneficios de cada una de las tecnologías que abarque, entre los costes, los relativos a toda la cadena de generación, incluyendo los costes medioambientales y los intergeneracionales, y, entre los beneficios, la aportación a la seguridad del suministro energético, incluyendo las contribuciones en términos de autosuficiencia, gestionabilidad y predictibilidad de las fuentes.

A pesar del carácter no vinculante de la planificación indicativa, la LES afirma que esta planificación servirá de base para que la legislación ordene los incentivos públicos necesarios para satisfacer los objetivos fijados.

En otras palabras, la idea de planificación desarrollada en la LES, que resume y amplía las definiciones de la legislación anterior, supone:

³⁴ Ley 2/2011 de 4 de marzo, de Economía sostenible, art. 77 a 82.

- El recurso a un lenguaje confuso y contradictorio.
- Una clara ampliación del ámbito de la potestad planificadora del gobierno.
- Una concepción de la planificación indicativa como la base para futuras acciones de gobierno y como guías para futura legislación y, por tanto, vinculantes.
- Una planificación orientada fundamentalmente a garantizar el desarrollo de las energías renovables.
- Una insuficiente definición de escenarios, que no contempla variables económicas esenciales (costes de inversión y de generación) ni previsiones de evolución tecnológica.
- Un horizonte de diez años, a todas luces excesivamente corto, que además impide contemplar opciones que requieran plazos de maduración superiores.
- Ausencia de consideraciones rigurosas de coste.
- Introducción de parámetros y criterios carentes de definiciones aceptadas en el mundo académico y económico:
 - * Entre los parámetros para determinar la competitividad relativa de las tecnologías se hace referencia a los “costes intergeneracionales”, figura extremadamente discutible, que además no cuenta con una definición generalmente aceptada.

- ★ Se habla de obsolescencia por “baja eficiencia medioambiental”, sin dar una definición de la misma.
- Una orientación de la competitividad de las tecnologías renovables a la *grid parity*, pero no más allá, como sería lógico, es decir, a la *market parity*.
- Garantía de retorno adecuado a las tecnologías renovables (que no se cuantifica), pero sin una mención equivalente referida a las tecnologías convencionales.
- Ausencia de consideraciones sobre el impacto de los distintos escenarios o elección de tecnologías en la industria nacional ni en las balanzas comercial o por cuenta corriente.
- Ignorancia de la problemática de la seguridad de suministro (seguridad de la operación de los sistemas eléctricos) y sus consecuencias en diversos órdenes.

En resumen, la visión de la LES está aquejada de dos sesgos claros: uno hacia lo *renovable* y otro hacia la intervención del Estado en ámbitos que los mecanismos de mercado y la libre iniciativa pueden resolver, a pesar de la declaración de que la planificación es sólo indicativa. El mismo sesgo se hace evidente en los planes elaborados como consecuencia de la LES: PANER 2011-2020 y Planificación Indicativa 2011.

Conviene señalar además que quizá más grave aún sea la sorprendente ceguera que la LES muestra acerca del contexto en el que su promulgación se produce. En un momento en que

ya eran evidentes tanto el exceso de capacidad instalada en el sistema eléctrico peninsular como el coste asfixiante que suponían los incentivos a las tecnologías renovables, establecer un mecanismo planificador como el descrito parece responder más bien a una agenda política o ideológica que al interés nacional.

Resumen de la situación actual: carencias de la planificación energética

En una perspectiva histórica, y sin ánimo de exhaustividad, pueden identificarse algunas de las carencias más evidentes de la planificación energética en España.

- **Carencia de estudios de prospectiva.** El PEN 1991 se remitía simplemente a las previsiones de “los organismos internacionales especializados”. Otros planes ni siquiera hacían referencias similares.
- **Ausencia de revisiones periódicas.** Sólo el Plan 1983-1992 supuso una revisión del anterior de 1978. El de 1991 no fue objeto de revisión.
- **Primacía de la política y de la visión a corto plazo sobre la visión estratégica y económica.** Los sucesivos planes han estado más vinculados a opciones que tenían que ver con agendas políticas, pero con poco o ningún fundamento económico y estratégico. El tiempo ha demostrado los errores de algunas decisiones, como la moratoria nuclear

y el desorden en el desarrollo de las energías renovables, que han supuesto enormes costes que pudieron haberse evitado si los intereses de España hubiesen estado por encima de las agendas y programas políticos.

- **Insuficiente análisis económico y financiero.** Los planes se han caracterizado por su limitado aparato cuantitativo, con lo que las cifras que en ellos se dan (estimaciones de demanda de energía primaria y final, demanda de energía eléctrica, potencia de nueva planta, propuestas de nuevo equipamiento) aparecen sin una justificación suficiente.
- **Falta de transparencia.** Faltan modelos y cálculos, sobre todo de costes. Esta es una de las causas de la pobreza –o simplemente ausencia– de justificaciones económicas de muchas disposiciones con impactos importantes en los sectores energéticos y en otros.
- **Insuficiente participación** en la elaboración de los planes, consecuencia de un diseño inadecuado de los procesos de consulta.
- **Horizonte temporal insuficiente.** La constante limitación del horizonte temporal de los sucesivos planes a diez años no tendría mayor trascendencia si estuviesen guiados por estudios de prospectiva a plazo más largo. Pero, al no ser así, quedan fuera de cualquier análisis de alternativas las opciones de plazo de maduración superior a los diez años. En concreto, esto ha servido para dejar fuera del análisis la opción nuclear, entre otras.

- **Escasos intentos de alcanzar pactos nacionales sobre la energía.** Salvo los llamados protocolos de acuerdo de 1983, 1986 y 1996, no ha habido intentos de acuerdo nacional. Los dos primeros no se referían a cuestiones estratégicas, sino coyunturales, mientras que el tercero fue un intento de sentar las bases de un cambio de modelo sectorial. Pero ninguno de ellos fue un acuerdo nacional en sentido amplio, pues faltaron actores, en unos casos partidos políticos, en otros, subsectores. En este sentido, es notoria la escasa o nula participación en los sucesivos planes de los sectores, empresas energéticas y expertos independientes.
- **Ausencia de visión sistémica.** Pero, sobre todo, es evidente la falta de una visión sistémica. Las definiciones legales vigentes ignoran –o no tienen en cuenta– los elementos necesarios en una visión de la planificación comprensiva de todos los aspectos clave, desde un triple punto de vista:
 1. Visión sistémica eléctrica (en el caso de la planificación eléctrica).
 2. Visión sistémica energética, teniendo en cuenta las interdependencias entre unos y otros subsectores, tecnologías y combustibles y fuentes de energía primaria, ni los impactos de unos sobre otros.
 3. Una visión sistémica económica, que tenga igualmente en cuenta las interdependencias entre las dimensiones energéticas y las económicas, tanto en los sectores energéticos como en el resto de la economía.

La consecuencia de esta carencia de visión es que los resultados de cualquier ejercicio de planificación no se acercarán al óptimo para un sistema concreto (eléctrico, por ejemplo) ni para el sistema energético en su conjunto, y mucho menos para la economía nacional sino, en el mejor de los casos, a subóptimos adecuados para algunos subsectores, tecnologías o agentes.

Naturalmente, esto requiere una definición previa de los objetivos estratégicos y económicos nacionales. Pero esta es precisamente la carencia de fondo subyacente a la legislación actualmente vigente y a las políticas de los últimos años.

La regulación energética

Hoy día puede decirse que todos los sectores económicos están regulados, de una forma más o menos intensa. Algunos, como la energía, las telecomunicaciones o las infraestructuras, lo están de forma especial, por contener estructuralmente rasgos de monopolio natural, al menos en parte, y se han creado Comisiones Reguladoras dedicadas en particular a la regulación de dichos sectores.

La regulación energética ha estado siempre al servicio de los grandes objetivos nacionales, tanto económicos como de otros órdenes estratégicos. Su papel es desarrollar la normativa detallada y supervisar el funcionamiento de los sectores de acuerdo con esos grandes objetivos. Por eso, cuando falta una estrategia nacional –al menos en el campo energético– surgen fácilmente dudas acerca del papel de los órganos reguladores.

La legislación básica no puede ser otra cosa que la plasma-
ción del encuentro entre los objetivos nacionales y de política
energética, y el marco jurídico general, para dibujar con claridad
el campo de juego de los actores (empresas, consumidores, fi-
nanciadores, otros sectores interesados) y proporcionar pers-
pectivas estables a la libre iniciativa económica.

Posteriormente, la regulación llega a los detalles que com-
pletan el marco legal y a los ajustes permanentes necesarios
para hacer frente a los cambios de todo tipo en el escenario
de la política energética, a problemas no previstos o a mejo-
ras de normas.

La experiencia de quince años de liberalización indica que
es necesario revisar la normativa vigente para asegurar su co-
herencia y su adecuación a la experiencia de funcionamiento
de los mercados y de las actividades reguladas. En estos años,
en especial en los últimos cinco o seis, se ha producido un
enorme número de modificaciones legislativas a las leyes del
Sector Eléctrico y de Hidrocarburos, y un sinnúmero de dispo-
siciones de diverso rango. En este sentido, la publicación de
textos refundidos y revisados de las principales disposiciones
sería muy útil para eliminar ambigüedades y márgenes exce-
sivos de interpretación de las normas.

Lo que está en juego es la seguridad jurídica y las restric-
ciones innecesarias a la libertad económica.

Las medidas contenidas en las últimas disposiciones legis-
lativas y las propuestas de normas publicadas en julio de 2013

tienen como objetivo dar una solución definitiva al problema del déficit, aunque también parecen el principio de una reforma regulatoria más amplia y ambiciosa, en el sentido expuesto. Es necesario que así sea, y que el resultado de la reforma sea estable y duradero, acabando con la sensación de provisionalidad normativa que se ha instalado entre los inversores. También es necesario que se evite el exceso de regulación, primando los mecanismos de mercado y buscando la eficiencia en toda la cadena de actividades energéticas, sobre todo las eléctricas.

Los organismos reguladores

La supervisión de los mercados y la regulación deben ser ágiles y eficaces, lo que requiere un organismo regulador capaz e independiente. Uno de los objetivos de la nueva Comisión Nacional del Mercado y de la Competencia (CNMC) debe ser mejorar la calidad de su actuación y su credibilidad, y debería satisfacer las siguientes condiciones, no sólo en lo ya dispuesto en la ley que la crea, sino en el desarrollo reglamentario y en su actuación diaria:

- Plena independencia tanto de las Administraciones Públicas como de las empresas a las que supervisan.
- Funciones definidas con claridad y orientadas a los objetivos de la estrategia energética nacional, incluyendo las que se derivan de la Directiva 2009/72/CE. Deben definirse claramente los límites de competencias entre la Administración y la Comisión para evitar duplicaciones, solapamientos, conflictos y la percepción de dos administraciones paralelas.

- Capacidad técnica y económica suficiente para desarrollar con eficacia el cometido que tienen encomendado.
- Posibilidad de una rápida y eficaz revisión de sus decisiones.
- Garantizar, en el plano normativo, la coordinación de las actuaciones de los distintos organismos reguladores y de las Administraciones, y evitar solapamientos en sus actuaciones.

Aceptación social

Nivel de vida, información y aceptación social

El nivel de vida de que hoy disfruta el mundo, es decir, el acceso a bienes materiales y el grado de desarrollo económico, se basan en gran medida en el desarrollo de tecnologías cada vez más avanzadas y complejas, y todo ello se apoya en el acceso a la energía en condiciones de seguridad, facilidad de acceso y costes asumibles.

Todo ello conlleva riesgos de algún tipo, que se pueden encontrar en cualquier actividad industrial, en los bienes elaborados, alimentos procesados o productos de uso final más habituales (automóviles, aviones, electrodomésticos) y, en lo relativo a la energía, en las actividades que van desde la extracción de materiales energéticos primarios (combustibles) hasta su transformación y uso final. Además de riesgo, se producen impactos de diversos tipos: ocupación del territorio, impacto visual, emisiones de líquidos, sólidos o gases residuales, contaminantes o no.

Sin embargo, se da una paradoja, sobre todo en los países que han alcanzado un mayor nivel de bienestar material: el rechazo a todo tipo de impactos por razones diversas. En unos casos, de tipo ambiental o paisajístico, en otros, por posicionamientos ideológicos acerca del modelo de sociedad deseado.

Los análisis sociológicos más serios muestran que estos fenómenos de rechazo se basan, en gran parte, en el desconocimiento de la realidad y de datos concretos sobre las materias en juego, sobre todo las relativas a la energía, probablemente por su complejidad y su dificultad técnica, muy superior a otras cuestiones que también son objeto de debate cotidiano en los medios de comunicación, pero también por la escasez de información fácilmente accesible y comprensible.

El problema de la aceptación social de las infraestructuras energéticas

Al igual que con otras infraestructuras e instalaciones industriales, las infraestructuras energéticas, y las eléctricas en especial, se ven afectadas con frecuencia por la oposición de grupos activistas y de presión que retrasan o impiden su construcción. Esto tiene varias consecuencias:

El alargamiento de los procesos de tramitación y aprobación de nuevas instalaciones, con el consiguiente incremento de coste de dichos procesos y el impacto sobre los plazos de planificación de las inversiones. Los procesos administrativos se hacen más complejos, a menudo en respuesta al activismo previo, tratando de dar audiencia cada

vez más amplia a los opositores a las instalaciones y amplificando los efectos citados.

El retraso en la entrada en servicio de nuevas instalaciones, que repercute en la seguridad de los sistemas energéticos e incluso en la capacidad de los mismos para atender a la demanda.

Una percepción pública cada vez más generalizada de dichas infraestructuras como males que hay que tratar de evitar, en lugar de instrumentos necesarios para alcanzar un mayor bienestar y prosperidad de la sociedad.

La aceptación social ha pasado a ser un elemento básico de los procesos de promoción y desarrollo de nuevas instalaciones industriales. Hoy día es preciso contar con tiempo para informar y responder a las objeciones de todo tipo que puedan presentarse durante los procesos de tramitación. A menudo hay que contar con sobrecostes derivados de la necesidad de hacer frente a compensaciones no previstas legalmente para asegurar su aceptación. Incluso se plantean compensaciones a priori para asegurar que no hay oposición a ciertas instalaciones. Un ejemplo reciente son las exigencias de “planes industriales” incluidas en los concursos eólicos de algunas comunidades autónomas.

El problema es más importante de lo que puede parecer a primera vista. Las energías que la sociedad dedica a estas luchas, más allá de una discusión razonable, propia de una sociedad sana en la que existe una preocupación viva por los asuntos de interés común, suponen un desgaste inmenso, y estarían mejor dedicadas a causas más dignas de apoyo.

Naturalmente, la oposición a una nueva instalación trata siempre de presentarse como una causa noble y alejada de cualquier interés particular. Por ejemplo:

- En muchos países europeos, la oposición a los generadores eólicos se ha basado en argumentos centrados en el impacto sobre el paisaje y en la pérdida del valor de las propiedades privadas, sobre todo en zonas de valor turístico.
- La oposición a nuevas líneas eléctricas de alta tensión suele apoyarse en los supuestos efectos sobre la salud (campos electromagnéticos) a pesar de que la mayor parte del trazado, si no todo, discorra por zonas no habitadas y de que las instalaciones proyectadas cumplen rigurosamente con las estrictas normas vigentes en cuanto a efectos sobre la salud.
- La oposición a nuevas centrales nucleares se basa generalmente en el supuesto aumento de contaminación radiactiva.
- Recientemente en España se ha manifestado una oposición al ATC (Almacenamiento temporal centralizado de combustible nuclear gastado) con el mismo argumento de riesgo para la salud, cuando se trata de una instalación pasiva, es decir, en la que no hay –ni puede haber– procesos físicos o químicos que impliquen riesgo de reacciones en cadena o de generación de radiactividad, más allá de la pura desintegración natural, conocida y predecible, de los residuos del combustible, encerrados en contenedores y controlados.

Sin embargo, es preciso reconocer que todas estas causas o actitudes tendrían un efecto mucho menor si se diera una información clara, completa y comprensible sobre la instalación que se propone.

La documentación que se somete a información pública es casi siempre demasiado técnica, y la población potencialmente afectada por la nueva instalación carece de los conocimientos técnicos necesarios para poder valorarla, o simplemente para hacer las preguntas adecuadas. Ello la predispone a favor de los mensajes contrarios, formulados de forma fácilmente comprensible y acompañados de sesgos y falsedades. Además, los grupos activistas y de presión consiguen un eco mediático muy superior a su implantación y apoyo social, que son muy limitados.

En el caso de España, la pobreza de la información sobre energía que se difunde a la población es llamativa. En el Eurobarómetro sobre tecnologías energéticas publicado en 2007³⁵ se pone de manifiesto que la sociedad española está entre las menos informadas –y menos interesadas– acerca de las cuestiones energéticas, lo cual no puede dejar de tener un efecto directo sobre la aceptación social de las infraestructuras y de las políticas energéticas.

Aceptación de la economía de la energía

La energía es un bien escaso al que accede cada vez mas población. Con una demanda mundial creciente, la búsqueda de

³⁵ Eurobarometer, Energy Technologies: knowledge, perception, measures, EUR22396.

materias primas energéticas tiene que recurrir a yacimientos más costosos de explotar. Las perspectivas de los precios de la energía, por lo tanto, son al alza, no sólo por esta razón, sino por la demanda creciente, que presiona los precios también al alza, y por el encarecimiento que supone la generalización de las políticas ambientales de muchos países (tasas ambientales, céntimos verdes, precio de los derechos de CO₂, coste de las primas a tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables...).

La aceptación social de estos hechos y tendencias que, en un primer momento pareció ser positiva, por la buena imagen de todo lo que se presentase como ecológico, verde o “amigable para el medio ambiente”, ha empezado a cambiar cuando se han advertido los costes reales, que los políticos no presentaron verazmente en su momento, tanto de las nuevas tecnologías como de los compromisos ambientales, aceptados quizá con una buena dosis de ingenuidad, ignorancia o voluntarismo.

A los problemas de dificultad de aceptación social de las infraestructuras energéticas se añaden así otros aspectos que dificultan la puesta en marcha de cualquier política energética.

Las instituciones más autorizadas, las Administraciones y las empresas de los sectores energéticos deberían hacer un amplio esfuerzo de información y de divulgación para mejorar el conocimiento de todos los estratos sociales en materia energética, de las opciones disponibles, de sus costes, de sus consecuencias y de lo que puede representar no actuar con acierto en un mundo cada vez más global y competitivo.

5

RECOMENDACIONES PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA NACIONAL

Un nuevo modelo energético

España necesita definir una estrategia energética, que debe partir de objetivos claros y estables, y de unos principios coherentes con ellos. Del acierto con el que se acometan la toma de decisiones estratégicas y las cuantiosas inversiones en el sector energético en las próximas décadas dependerá que la energía sea para España una palanca de crecimiento y competitividad o una pesada factura que siga pagando toda la sociedad.

Objetivos

Seguridad de abastecimiento energético que, junto con la seguridad y continuidad del suministro en todas las situaciones, constituyen un objetivo irrenunciable y prioritario para el buen funcionamiento de la economía.

- **Competitividad y crecimiento económico.** La energía es un insumo básico para el tejido productivo y para los hogares. De su calidad y de su precio dependen en gran medida la competitividad de la economía española y el bienestar de los ciudadanos.
- **Defensa del interés nacional.** Las políticas energéticas, al igual que todas las dimensiones de la política nacional, deben orientarse a la defensa del interés nacional, que debe prevalecer en caso de conflicto entre objetivos diversos.
- **Impacto sobre la economía y la industria nacionales.** Las opciones políticas, tecnológicas y estratégicas tienen consecuencias que es preciso identificar y valorar en todas sus dimensiones para conseguir el impacto más positivo en la economía nacional, en la reindustrialización y en el empleo, sobre todo cualificado.
- **Protección del medio ambiente.** Cualquier política económica o sectorial debe considerar un tratamiento adecuado y respetuoso del medio ambiente. Esta exigencia es especialmente relevante en el caso de la política energética.

Principios

Una estrategia energética definida con claridad, que responda a los objetivos nacionales. Sin una estrategia nacional, no hay ninguna otra estrategia. La política energética debe estar integrada con la política económica y ser coherente con ella.

- **Una política energética de mercado.** El Estado debe limitarse en su intervención a crear un marco de seguridad jurídica y a la adecuada y eficaz supervisión del funcionamiento de los mercados.
- **Promoción de la competencia** como vía para estimular un funcionamiento más ágil de los agentes económicos y la creación de valor para la sociedad, mediante la asignación eficiente de los recursos.
- **Una política energética con una dimensión internacional clara.** La coherencia entre las políticas energética y exterior resulta esencial para el éxito de una política energética que sirva a los intereses nacionales y al bienestar de los ciudadanos.
- **Seguridad jurídica** como condición y marco en el que se pueda desarrollar eficientemente la libre actuación de los agentes económicos. La toma eficiente de decisiones a largo plazo y la asunción de riesgos requiere confianza en la estabilidad de las normas y en la actuación independiente, rápida y eficaz de la justicia y de los mecanismos de resolución de disputas. La financiación de inver-

siones a largo plazo necesita un marco de seguridad jurídica, sin actuaciones que deterioren la calificación del riesgo país.

- **Unos organismos reguladores que ejerzan con excelencia su función supervisora.** Las comisiones reguladoras tienen una función esencial en la supervisión del funcionamiento de los mercados bajo su competencia. Por ello deben resultar creíbles, independientes y con los recursos necesarios para desarrollar sus funciones con eficacia e independencia. Los mercados energéticos, por su complejidad y las características de monopolio natural en algunos de sus segmentos, requieren atención regulatoria permanente al servicio del interés general y de la promoción de la competencia.
- **Una política energética con visión de largo plazo,** apoyada en análisis estratégicos que tengan en cuenta todas las facetas del interés nacional.
- **Un sistema energético sostenible a largo plazo,** que cuente con todas las energías primarias y con todas las tecnologías disponibles en función de las fortalezas de cada una, minimizando sus desventajas y mitigando los riesgos asociados al elevado grado de dependencia energética de España.

Propuestas

Un sistema energético basado en mercados eficientes y competitivos

1. Asegurar el funcionamiento competitivo de los mercados liberalizados, eléctricos y de hidrocarburos, mediante el fomento de una competencia efectiva y el reforzamiento de los mecanismos de vigilancia ante comportamientos anticompetitivos o situaciones oligopolísticas. Estudiar a qué otras actividades puede extenderse la competencia o la referencia al mercado.
2. Poner una fecha límite improrrogable a las ayudas al carbón nacional y, a la vez, concentrar las actuaciones sobre la minería del carbón en los planes de reconversión profesional de los mineros y en los planes de cierre de las explotaciones que no puedan subsistir sin ayudas económicas o subvenciones.
3. Acometer la pendiente liberalización del mercado de gases licuados del petróleo asegurando el desarrollo de un mercado competitivo con la adecuada protección del consumidor.
4. Reformular las políticas de fomento de las energías renovables y de otras tecnologías bajo el actual Régimen Especial sobre los principios de sostenibilidad, eficiencia económica y competitividad nacional. En este sentido, se propone:

- a) Paralizar la construcción de nuevas instalaciones del Régimen Especial mientras persista la actual situación de exceso de potencia instalada.
- b) Renegociar los objetivos de reducción de emisiones y generación renovable, si fuese necesario.
- c) Cuando se prevea la necesidad de nueva potencia, deberá haberse diseñado previamente un plan indicativo de necesidades de potencia de base, punta y otra no gestionable, dando prioridad a la que más valor aporte al sistema eléctrico.
- d) A futuro, los sistemas retributivos de la generación renovable –tanto para las tecnologías actuales como para otras nuevas–, deben orientarse a la eficacia, considerando, entre otros, los estímulos fiscales, autorizando en primer lugar las tecnologías que no precisen de primas y vinculando su retribución progresivamente al mercado. Si se decidiese fomentar el desarrollo tecnológico de otras tecnologías, debe estudiarse cuál es el sistema de apoyo más eficaz, considerando los sistemas de estímulo fiscal, en lugar de primas o subvenciones que distorsionan los precios.
- e) Las instalaciones de generación no gestionable deberán internalizar progresivamente los costes hoy externalizados, en particular el coste de la potencia de respaldo.

- f) Asegurar que a futuro los costes regulados del sistema eléctrico sólo soporten los apoyos al Régimen Especial correspondientes a los objetivos marcados a nivel nacional para la instalación de nueva potencia. De esta manera los eventuales sobrecostes de todo tipo derivados del exceso de potencia instalada por encima de los objetivos nacionales serán asumidos directamente por el presupuesto propio de aquellas CCAA que excedan su cuota en el objetivo nacional total.
 - g) Rediseñar las medidas de apoyo a la cogeneración en línea con las Directivas europeas apoyando sólo la alta eficiencia, sobre la base de la eficiencia total de la instalación (incluyendo el calor útil) y de la reducción efectiva de pérdidas en el transporte y distribución de electricidad.
5. Revisar la fiscalidad energética para simplificarla y asegurar un marco fiscal transparente y neutral que evite la existencia de subsidios cruzados, así como para reducir su impacto sobre los precios finales.
 6. Evaluar el funcionamiento del actual mercado mayorista de la electricidad (*pool*) y las posibles alternativas para su reforma. Será necesario mantener los mercados de servicios de ajuste, imprescindibles para asegurar el equilibrio del sistema. Analizar la viabilidad de un *hub* de gas.
 7. Estudiar la conveniencia de crear un mercado de pagos por capacidad, con dos objetivos: incentivar la inversión

en nueva generación de base que sea necesaria, y mantener operativa la capacidad de soporte que necesite el sistema eléctrico.

Una energía eléctrica sostenible y competitiva

- 8.** Eliminar de los peajes de acceso del sector de la electricidad –e igualmente del gas, si fuera el caso– todas las subvenciones a fin de que los precios reflejen los costes directamente vinculados a las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad. Mejorar la transparencia en la información relativa a costes de la política energética, tanto en la facturación a los consumidores como en las estadísticas y publicaciones de cualquier fuente.
- 9.** Analizar el impacto redistributivo efectivo del “bono social” y proceder a su sustitución por un tratamiento fiscal adecuado de los hogares que lo necesiten.
- 10.** Asegurar las condiciones legales y administrativas para el alargamiento de la vida de las centrales nucleares actualmente en operación con carácter ordinario, mientras cumplan con las condiciones de seguridad establecidas y supervisadas por el Consejo de Seguridad Nuclear.
- 11.** Encargar al Consejo de Seguridad Nuclear el estudio de las condiciones en las que las centrales nucleares en operación podrán alargar su vida operativa, en función de criterios aceptados en otros países y siempre con la garantía de las condiciones de seguridad de operación de las instalaciones.

- 12.** Facilitar la selección de emplazamientos para nuevas centrales nucleares y revisar los procedimientos de licencia, adecuándolos a los más avanzados actualmente en otros países.
- 13.** Adecuar la capacidad y la normativa reguladora del Consejo de Seguridad Nuclear con objeto de que esté en condiciones de resolver de forma eficaz y sin retrasos injustificables los procesos de licencia de nuevas centrales.
- 14.** Asegurar la estabilidad financiera de las empresas energéticas, mediante un marco previsible para el desarrollo de su actividad.
- 15.** Garantizar un marco jurídico seguro para que la construcción y explotación de centrales nucleares, así como de cualquier otro tipo de instalación de generación de energía, pueda llevarse a cabo durante toda su vida económica, sin más causas de suspensión que las relativas a la seguridad o el incumplimiento grave de la legislación vigente. No deben quedar discriminadas de hecho las distintas opciones energéticas sólo porque parezcan más seguras las inversiones de menor plazo de recuperación.
- 16.** Revisar la situación de la generación minihidráulica para remover los obstáculos administrativos que actualmente paralizan numerosos proyectos.
- 17.** Revisar el sistema de retribución de la actividad de distribución eléctrica, de forma que se incentive la realiza-

ción de nuevas inversiones para hacer frente a los retos en materia de funcionalidad y de calidad del suministro eléctrico.

- 18.** Poner en marcha un plan de actuaciones en materia de gestión voluntaria de la demanda, fomentando la instalación de dispositivos domésticos que faciliten a los consumidores una mejor información sobre sus consumos y que les permitan la toma de decisiones informadas sobre ahorro y reducción del consumo en los periodos de mayor demanda.
- 19.** Fomentar, con planes específicos, la mejora de la eficiencia energética en el sector terciario comercial y residencial, orientándolos a soluciones basadas en el mercado y a proyectos intrínsecamente rentables.
- 20.** Fomentar la mejora de los sistemas de transporte con objetivos de eficiencia energética. Fomentar el transporte de mercancías por ferrocarril, con un plan de actuaciones creíble a largo plazo.

**Seguridad jurídica, eficiencia administrativa
y excelencia supervisora**

- 21.** Redactar textos refundidos de las actualmente vigentes Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos, modificándolas en lo que sea necesario para asegurar su coherencia, e igualmente los principales reglamentos vigentes.

- 22.** Rediseñar los procesos de consulta para normas de todos los niveles, asegurando la máxima transparencia y participación en los mismos.
- 23.** Clarificar las competencias estatales en materia energética, en particular en cuanto a la creación de impuestos o tasas y planificación energética, asegurando que el reparto competencial con las CCAA redunde en mayor eficiencia, en la reducción de costes y en una fiscalidad razonable.
- a)** Asegurar la armonización a nivel nacional de los impuestos, tasas y gravámenes de cualquier tipo sobre la energía. Reducir el peso de la fiscalidad energética, especialmente sobre la electricidad.
 - b)** Asegurar que la normativa y los procedimientos en materia de energía son los mismos en todo el territorio nacional. No podrán exigirse requisitos diferentes entre las CCAA para la autorización, ampliación, modificación o cierre de instalaciones. Tampoco podrán exigirse requisitos distintos para el diseño, construcción, operación y desmantelamiento de las instalaciones.
- 24.** Dar solución definitiva al déficit de tarifa, mediante la titulación del que quede pendiente, aplicando estrictamente mecanismos automáticos de ajuste continuo de los peajes de acceso y revisando periódicamente los distintos componentes de las retribuciones reguladas, evitando la generación y acumulación de nuevo déficit, tanto estructural como coyuntural.

25. Evitar la aparición de un déficit en el sistema gasista, mediante los ajustes anuales en los peajes de acceso que sean precisos y apoyando la penetración del gas como energía final en el sector terciario-residencial, fomentando la expansión de las redes de distribución.
26. Asegurar que el sistema de nombramiento o elección de los miembros de la nueva Comisión Nacional del Mercado y de la Competencia y del Consejo de Seguridad Nuclear garantice su independencia y capacidad. Revisar sus funciones y su dotación de recursos, con objeto de mejorar su funcionamiento, eficacia, eficiencia económica, transparencia, así como la seguridad jurídica del marco regulatorio y evitando duplicidades con la Administración y con las CCAA, solapamientos e incoherencias.
27. Reformar el Estatuto del Consejo de Seguridad Nuclear para asegurar su adecuada dotación de recursos técnicos y humanos para los retos que se le han de presentar en la actual etapa de su actuación (extensión de la vida útil y licenciamiento de nuevos diseños de centrales).
28. Completar la reforma regulatoria orientándola a mecanismos de mercado, eliminando subvenciones y distorsiones de los precios, simplificando las normas y asegurando la estabilidad a largo plazo de la regulación y la estabilidad económica de todas las actividades.

Acciones orientadas a reducir la dependencia energética y fomentar la innovación en el sector energético

- 29.** Fomentar el desarrollo tecnológico en sectores y áreas de interés nacional que muestren potencial para el desarrollo empresarial y que tengan por objetivo ayudar a la reducción de la dependencia energética y a la mejora del ahorro y la eficiencia. Priorizar en los programas nacionales de I+D las siguientes áreas: ahorro de energía, tecnologías complementarias a la generación a partir de fuentes renovables, sistemas de gestión de la energía, sistemas de almacenamiento de energía, soluciones domésticas, tecnologías de generación a partir del carbón con reducción de emisiones, tecnologías complementarias a la electrificación del transporte, y redes eléctricas inteligentes.
- 30.** Empezar un proyecto de ciberseguridad a escala nacional que proteja las redes eléctricas con sistemas avanzados frente a ataques cibernéticos como los que son cada vez más frecuentes en otros países.
- 31.** Proporcionar un marco administrativo ágil y transparente que permita la exploración de los recursos petrolíferos y gasísticos potencialmente disponibles en territorio y aguas españolas.
- 32.** Aplicar políticas de mejora de la eficiencia energética en el sector del transporte, incluyendo el fomento del transporte de mercancías por ferrocarril. En función de los

avances tecnológicos y de los costes, promover la sustitución del petróleo en el transporte por otras fuentes de energía.

Una política energética con visión estratégica

- 33.** Acometer la elaboración de estudios de prospectiva a largo plazo para orientar la política de energía en consonancia con una clara estrategia energética nacional que tenga en cuenta las potencialidades y los objetivos nacionales.
- 34.** Publicar un documento de estrategia energética nacional, que contemple las orientaciones a largo plazo, basado en los análisis prospectivos citados, y que se revise periódicamente para adecuarlo a los cambios geoestratégicos, tecnológicos y económicos relevantes. La estrategia energética debe elaborarse con audiencia de los sectores y de expertos reconocidos y debería ser objeto de un amplio acuerdo nacional.
- 35.** Iniciar actuaciones políticas bilaterales y ante las instituciones comunitarias para asegurar la ampliación de capacidad de las interconexiones eléctricas internacionales con Francia, al menos hasta alcanzar el objetivo establecido en el Consejo Europeo de Barcelona, como paso necesario e irrenunciable para la creación del mercado interior de la energía.
- 36.** Diseñar una estrategia para el aumento de la capacidad de las interconexiones gasísticas españolas con el resto

de Europa a través de Francia con el fin de convertir a España en un *hub* mediterráneo para los mercados del gas y romper el actual reparto de facto del mercado europeo entre Argelia y Rusia.

- 37.** Asegurar que la titularidad de las empresas energéticas responde al interés nacional: seguridad de abastecimiento y efecto sobre la industria española.
- 38.** Desarrollar políticas de apoyo a la participación de la industria española en las inversiones de las empresas energéticas.
- 39.** Apoyar diplomáticamente a las empresas españolas en sus actividades en el exterior, atendiendo en particular a la protección de inversiones.
- 40.** Reforzar las acciones diplomáticas y políticas bilaterales con los países productores de hidrocarburos con objeto de mantener una adecuada diversificación de las fuentes de suministro.

ANEXOS

I. Exploración de hidrocarburos en España. Problemas normativos y administrativos

El aprovechamiento de yacimientos de hidrocarburos, gas o petróleo, es una actividad compleja que requiere de una fase exploratoria previa para localizar estructuras geológicas adecuadas, mediante la utilización de diversas técnicas geológicas y geofísicas que, si los resultados son favorables, pueden concluir con la perforación de sondeos de exploración. Si estos resultan también positivos, se pueden realizar pruebas de producción y verificar la viabilidad técnico-económica del descubrimiento. Cuando esta se confirma, habrán de construirse instalaciones de producción y transporte para llevar los hidrocarburos hasta el punto de entrega.

Se trata, por lo tanto, de una actividad costosa y de riesgo, con una probabilidad nada despreciable de que la exploración

sea fallida, porque no se encuentre la estructura buscada o porque su explotación no sea comercial.

En términos generales, puede decirse que el territorio español está insuficientemente explorado en comparación con países de nuestro entorno, como Italia y Francia. Desde los años 40 del siglo pasado se han perforado unos 800 sondeos, habiéndose descubierto yacimientos comerciales de petróleo en la provincia de Burgos, en el mar Mediterráneo y en el golfo de Valencia, y de gas natural en la cuenca Subpirenaica, en el valle del Guadalquivir, en el mar Cantábrico y en el golfo de Cádiz.

Estos yacimientos han ido agotándose de forma gradual, convirtiéndose algunos en almacenamientos subterráneos de gas natural, y aunque nunca representaron un porcentaje alto del consumo nacional, en la actualidad las producciones de crudo y de gas natural no alcanzan el 0,5% de las necesidades de petróleo y gas del país.

En los últimos años se ha reactivado la solicitud de permisos de investigación de hidrocarburos, tanto de competencia estatal como autonómica, en parte debido a la evolución internacional del sector de exploración y producción de hidrocarburos (demanda, precio, previsiones energéticas, etc) y en parte orientados a la búsqueda de yacimientos no convencionales.

Si los permisos se otorgaran en plazos razonables, se podría dar un impulso notable al autoabastecimiento energético,

reduciendo de forma importante la dependencia del exterior y probablemente el precio de la energía, además de generar empleo directo e indirecto, ingresos fiscales y otros beneficios.

Lamentablemente, lo que está ocurriendo es justamente lo contrario, debido a la complejidad y lentitud de la tramitación de las diversas autorizaciones necesarias para llevar a cabo las actividades de exploración y explotación de los yacimientos descubiertos.

Normativa fiscal

La Ley del Impuesto sobre Sociedades fija un régimen fiscal especial para las compañías cuyo objeto social exclusivo sea la exploración y explotación de hidrocarburos que, aunque fija un tipo impositivo (35%) superior al del régimen general, establece determinados beneficios fiscales, como la dotación de factor de agotamiento, que persiguen incentivar la exploración al reducir de forma efectiva dicho tipo al entorno del 20-25%. Así pues, la legislación fiscal promueve la actividad al reconocer el componente de riesgo que le es intrínseco. Un tratamiento fiscal aún más favorable (por ejemplo, reduciendo el tipo impositivo, permitiendo que empresas que realizan otras actividades puedan beneficiarse y obtener ventajas) contribuiría notablemente a reactivar la exploración y producción.

Normativa medioambiental

Los proyectos de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos están sometidos al Real Decreto Legislativo 1/2008

de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental, así como a la legislación de la comunidad autónoma donde vaya a desarrollarse el proyecto.

Este Real Decreto Ley tenía como objetivo refundir las normas sobre evaluación de impacto de proyectos, estableciendo las competencias de las Administraciones central y autonómicas y clarificando el procedimiento de tramitación, estableciendo cuándo los proyectos deben someterse ineludiblemente a evaluación de impacto ambiental. Pero la realidad es que el trámite ambiental dista mucho de haberse simplificado y dilata en el tiempo el procedimiento de autorización de los proyectos.

Es necesario simplificar el procedimiento de autorización administrativa, garantizando el cumplimiento de los plazos y agilizando las decisiones de sometimiento o no a evaluación de impacto ambiental.

Normativa local

Independientemente de trámites locales como la obtención de licencia de obras, que no deberían retrasar *per se* los proyectos, aparece aquí un concepto clave que puede llegar a dificultar gravemente la autorización de los proyectos: la normativa urbanística. Se trata, en esencia, de que el proyecto sea compatible con el planeamiento urbanístico del municipio en cuestión, lo que suele ser un proceso largo y complicado, pues las normas urbanísticas no están pensa-

das para actividades de este tipo (habitualmente en suelo no urbanizable).

Para evitar retrasos de varios años, especialmente cuando el área de desarrollo de un proyecto abarca más de un municipio, es imprescindible una modificación en la ley básica del sector que la armonice con la legislación urbanística, en el sentido que se expone en el apartado siguiente.

Normativa sectorial

La norma básica que regula la actividad de exploración (investigación, en la terminología de la Ley) y explotación de hidrocarburos es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que junto al Real Decreto 2362/1976 de 30 de julio por el que se aprueba el reglamento de la ley sobre investigación y explotación y la normativa de desarrollo de la Ley, regulan el régimen concesional que rige la actividad: permisos de investigación para las fases exploratorias y concesiones de explotación de yacimientos o de almacenamientos subterráneos, una vez descubierto el yacimiento o la estructura capaz de almacenar hidrocarburos, con una duración de hasta cincuenta años.

Un aspecto importante de la Ley es que declara de utilidad pública a los efectos de expropiación forzosa y ejercicio de servidumbre de paso las instalaciones y servicios necesarios para desarrollar la actividad. Una vez reconocida, la utilidad pública implica el derecho de urgente ocupación. Esta declaración de utilidad pública viene a reconocer la importancia del sector y

por ende la necesidad de evitar retrasos en el desarrollo de los proyectos (de ahí la urgente ocupación). Con esa intención se plantean a continuación algunas ideas que podrían agilizar las tramitaciones:

- a) Tramitación ágil en el ámbito administrativo que corresponda, evitando la multiplicidad de autorizaciones.
- b) El órgano sustantivo, sea el Ministerio de Industria o la Comunidad Autónoma, debe conceder la autorización administrativa una vez superado el trámite ambiental, en un único procedimiento.
- c) En el plano urbanístico, que suele demorar la tramitación de los proyectos, se hace necesario establecer un procedimiento especial de armonización de la legislación de hidrocarburos con la legislación urbanística y que podría basarse en la consideración de los proyectos como obras de interés general.

Estas medidas, asegurando el cumplimiento de las exigencias técnicas y medioambientales, disminuirían la complejidad de las tramitaciones y agilizarían notablemente los plazos de ejecución de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, que en la actualidad estos plazos se dilatan hasta los 10-15 años desde que la actividad se inicia con la solicitud de los títulos administrativos habilitantes. Con las medidas propuestas estos plazos podrían disminuirse hasta 5-7 años, aumentando el interés de la actividad y causando un impacto positivo en la inversión y en el empleo.

II. Las posibilidades de desarrollo de gas de pizarra (*shale gas*) en España

La explotación a gran escala de los hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos ha transformado radicalmente el panorama energético en Norteamérica, traduciéndose en una disminución radical de los precios del gas natural con el consiguiente aumento de la competitividad de su industria, y en un motor económico en términos de empleo e inversión.

El *shale gas* tiene el mismo origen y composición que el gas convencional, y se encuentra almacenado en rocas de determinados tipos y características. Se caracteriza por sus enormes volúmenes de gas almacenado (0,5-2,8 Bcm/Km²), aunque presenta un factor de recuperación modesto, aproximadamente del 20%. También es típica su baja permeabilidad que es necesario mejorar artificialmente mediante la fracturación hidráulica, lo que implica un incremento de costes respecto a la producción convencional.

Método de extracción

La utilización de la perforación direccional junto con la fracturación hidráulica ha permitido explotar yacimientos que hasta la fecha eran inviables. Este tipo de perforación permite desviar el pozo cuando se llega a la formación objetivo, penetrando horizontalmente en esta hasta 2.000 m, multiplicando el área de contacto entre pozo y yacimiento. La fracturación hidráulica (*fracking*) consiste en generar canales de elevada permeabilidad mediante la inyección de agua a alta presión, de modo

que supere la resistencia de la roca y que abra fracturas controladas en el fondo de pozo, en la sección deseada de la formación contenedora de gas. Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se relaja la presión hidráulica que la mantiene abierta, se bombea junto con agua un agente de sostenimiento (propante), comúnmente arena, que mantiene las fracturas abiertas de un modo permanente. También se utilizan una serie de aditivos cuyo objetivo es mejorar la capacidad de transporte del propante, optimizar la red de fracturas, y evitar su cierre con el tiempo.

La fracturación hidráulica no es una técnica novedosa; en el mundo se han sobrepasado ampliamente el millón de operaciones de este tipo desde la década de los años 40.

Los riesgos técnicos y medioambientales

Con el aumento de la producción de gas no convencional se ha producido un incremento paralelo de la preocupación acerca del potencial impacto del proceso en la salud pública, el agua potable y el medio ambiente.

La técnica de fracturación hidráulica genera una notable polémica en algunos sectores de la sociedad debido a los riesgos técnicos que se la imputan, en numerosas ocasiones basados en el desconocimiento, entre los que se suele mencionar la contaminación de acuíferos, la utilización de aditivos tóxicos secretos o el uso intensivo de suelo. Otra preocupación generalizada es la relativa al suministro de agua potable.

La experiencia real de EEUU, con casi 40.000 pozos perforados para *shale gas*, ha permitido identificar los riesgos, tanto por su frecuencia como por su impacto, y demostrar que la tecnología actual permite mitigar e incluso evitar los riesgos asociados mediante la aplicación de las mejores prácticas, el desarrollo de normativa específica cuando sea necesario, y la investigación, optimización y mejora de los procesos utilizados.

Una de las preocupaciones relativas a la explotación de este tipo de yacimientos es el riesgo de contaminación de acuíferos por el fluido utilizado en la fracturación hidráulica. Tres son las vías por las que se puede producir este hecho: comunicación de la fracturación con el acuífero, a través del pozo por un defecto constructivo, o por filtración de un vertido en superficie. La realidad es que en los Estados Unidos, de los 40.000 pozos perforados sólo se conoce un caso en que haya habido flujo de fluidos desde el yacimiento fracturado hacia acuíferos superficiales. Todo apunta a que las medidas de prudencia no debieron ser respetadas en la ejecución de los trabajos, al tener el horizonte a fracturar una profundidad de 372 m y el acuífero contaminado estar a 244 m, con una distancia entre ellos de poco más de 100 m. Esto confirma la necesidad de estipular una profundidad mínima para llevar a cabo las fracturaciones (los acuíferos dulces se encuentran a una profundidad de 200-300 m máximo).

También se ha difundido preocupación acerca de la naturaleza de los aditivos usados en la fracturación, y su posible interacción con la calidad de los suelos y de las aguas superficiales. La industria ha realizado en los últimos años una notable

inversión al objeto de llegar al estándar de utilización de productos compatibles con la industria agroalimentaria y con el medio ambiente, así como nuevas tecnologías para minimizar el uso de aditivos químicos.

Otro punto debatido es el de la intensidad del uso de agua en la explotación del *shale gas*, en comparación con otros combustibles, fundamentalmente por lo novedoso de la aplicación de la tecnología, más que por el consumo relativo por energía generada, y que se encuentra dentro del rango bajo. Se estima que un pozo puede necesitar entre 10.000 y 20.000 m³ de agua (equivalentes al riego de un campo de golf durante 2 semanas), pero este uso es sólo durante la perforación, no siendo necesaria a lo largo de los 20 años que puede durar su explotación. En cualquier caso, la captación de aguas sean superficiales o subterráneas, ya está regulada y requiere autorizaciones emitidas por las autoridades de cuenca.

Un porcentaje de los fluidos inyectados durante la fracturación (entre el 15 y el 85%) se recupera en los primeros días, cuando el pozo es despresurizado. Este fluido está mezclado con metano y agua salada que contiene minerales procedentes de la roca madre. Este fluido de retorno debe ser tratado adecuadamente en una planta de tratamiento para separar el agua de los residuos sólidos en la fase exploratoria, o reutilizándolo en la etapa de explotación.

Otro de los riesgos que suelen citarse son las emisiones incontroladas de metano a la atmósfera que, aunque no supone un problema para la salud pública, tiene un potente

efecto invernadero, veintitrés veces superior al del CO₂, aunque con una vida más corta en la atmósfera. Estudios realizados por distintas instituciones concluyen al respecto que las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la producción de *shale gas* son similares a las de producción de gas convencional.

Por otra parte, pudieran producirse fenómenos sísmicos, muy ocasionalmente, inducidos por la fracturación hidráulica en zonas con fallas y de debilidad estructural; debe afirmarse que es un riesgo altamente improbable y de escaso impacto, siendo apenas perceptible en superficie. No obstante, este riesgo es evitable mediante estudios geológicos de la zona y supervisión de microsismos en tiempo real.

Finalmente, un foco de preocupación, que no de riesgo, es la utilización de terreno, debido al considerable número de pozos requerido para explotar un yacimiento en comparación con la explotación de gas convencional. En este sentido, la mejora de las técnicas de perforación horizontal y la práctica de desarrollar múltiples pozos desde un único emplazamiento han supuesto un hito en la reducción del uso de superficie, minimizando tanto el impacto superficial como la afección a la población local, al disminuir la necesidad de nuevas vías de acceso y tráfico rodado adicional.

Desarrollo del *shale gas* en Europa

La mayoría de las naciones, excepto apuestas muy decididas como Polonia, se debaten entre una notable contestación so-

cial y la necesidad de disponer de recursos energéticos autóctonos con el fin de mejorar su independencia energética y su balanza de pagos, ganar competitividad y crear empleo. En la Unión Europea, sólo dos países han tomado decisiones en contra de su desarrollo: Francia y Bulgaria. El resto de los países apoyan a la industria, o adoptan una posición neutra que suele ser consecuencia del debate político interno más que de razones técnicas.

El Parlamento Europeo ha aprobado recientemente dos resoluciones que concluyen que el desarrollo del *shale gas* es posible si se realiza de manera adecuada.

Dentro de la Unión Europea, Polonia, Dinamarca, Portugal y el Reino Unido son los países en los que más claro es el apoyo de la Administración hacia la industria del *shale gas*.

Potencial del *shale gas* en España

Las principales ventajas de este recurso radican en que las reservas están distribuidas más ampliamente en el mundo que las convencionales, de forma que se estima que las principales regiones disponen ahora de unas reservas por valor de al menos 75 años del consumo actual. China, la India y Australia disponen de grandes recursos y pueden ser los siguientes en desarrollarlos a gran escala siguiendo la estela de EEUU.

El gas no convencional también está despertando un gran interés en España, donde se aprecia un incremento en el nú-

mero de permisos de investigación de hidrocarburos que podrían tener el gas no convencional como objetivo, principalmente en la cuenca Vasco-Cantábrica. No obstante, todos los proyectos de nuestro país se encuentran en una fase muy embrionaria de su exploración. Además de dicha zona, existe potencial en otras regiones peninsulares: la cuenca del Ebro, y Duero y las cordilleras pirenaica, bética e ibérica. Todavía no se ha probado ningún pozo que permita afirmar que estas áreas, a priori con buenas perspectivas, son capaces de producir *shale gas*. Posteriormente habría que conseguir disminuir los costes (inversión y operación) hasta un nivel que hiciera rentable la explotación.

Teniendo en cuenta la situación aún preliminar de los trabajos realizados, la contestación social en algunas regiones y la complejidad y duración de los procedimientos de tramitación administrativa, no es previsible que en los próximos cinco años pueda haber ninguna explotación comercial de *shale gas* en España.

En cualquier caso, un desarrollo amplio del *shale gas* en España podría contribuir a la disminución de las importaciones de gas natural y supondría la creación de un nuevo sector de actividad, con el empleo consiguiente.

A título de ejemplo, en Estados Unidos esta industria ha creado 600.000 puestos de trabajo. En los próximos quince años se prevé una inversión de 48.100 millones de dólares, y el precio del gas en el mercado interior se ha reducido un 60%, con lo que el precio medio de la electricidad ha bajado

también un 10%. El ahorro en el coste energético de aquel país se estima en 1.000 dólares anuales por persona.

III. El balance neto

El concepto de “balance neto” ha adquirido cierta notoriedad en relación con la proliferación de iniciativas de autoconsumo eléctrico generado en pequeñas instalaciones próximas al punto de consumo, basadas en energías renovables no gestionables. En este tipo de instalaciones los perfiles de producción están totalmente desconectados, es decir, hay momentos en que se consume más de lo que se produce y viceversa.

Para entender el valor económico de estos microsistemas es preciso tener en cuenta que la electricidad no es almacenable y que el precio (valor) de la energía varía con el tiempo a lo largo del día y del año. Para estas instalaciones puede ser interesante vender al sistema la energía que producen en exceso de su consumo, pues se ahorran el coste de un sistema de almacenamiento, tomando energía de la red cuando su consumo supere a la producción propia y vertiéndola a la red en el caso contrario.

Habitualmente se propone un “balance neto” basado en un método de cálculo simple, en el que toda la energía producida se venda a la red a precio primado y toda la que se tome se compre a precio tasado (tarifa). Esta propuesta, sin embargo, ignora varios hechos: que el precio de la energía consumida

y vertida tiene un valor variable, que cualquier instalación de generación conectada a la red, por pequeña que sea, se beneficia de la existencia de esa red y, por lo tanto, debe contribuir a sus costes, que cualquier instalación de consumo se beneficia de la red también, por la permanente disponibilidad de energía para el consumo, y que las instalaciones de generación no gestionable necesitan de potencia de respaldo en todo momento.

Puede argüirse que en este último punto la relevancia de una instalación de generación de muy pequeña dimensión no produce un impacto apreciable en el sistema. Pero en realidad, estamos hablando de decenas de millares de instalaciones distribuidas, cuyo efecto conjunto es muy notable.

Por lo tanto, es necesario determinar muy claramente qué costes evita al sistema un consumidor que se suministra a sí mismo para poder establecer un régimen económico equitativo. Igualmente, debe analizarse con cuidado el posible impacto de un nuevo incremento de potencia instalada en el sistema, en un momento de exceso de la misma.

Las tarifas de acceso se establecen para hacer frente a los costes regulados, que incluyen las redes de transporte y de distribución, el coste de determinadas decisiones de política energética, como las primas al régimen especial, anualidades para recuperar déficits de años anteriores, las compensaciones a los sistemas extrapeninsulares y otros. La mayoría de estos costes son fijos y, por tanto, no dependen del volumen de energía que circula por el sistema.

Las tarifas de acceso están compuestas por un término fijo, que depende de la potencia contratada, y un término variable, que depende del consumo de energía de cada consumidor. La estructura tarifaria española está diseñada de forma que los costes fijos del sistema se recuperan tanto a través del término fijo de la tarifa como del término variable.

De esta forma, el autoconsumo de energía ahorraría al consumidor los costes de la energía del sistema más el término variable de los peajes, pero el sistema eléctrico seguiría teniendo los mismos costes fijos que, si no fueran repercutidos a ese consumidor, de forma proporcional a su consumo, recaerían sobre el resto de consumidores.

Esta complicación se evitaría modificando la estructura tarifaria actual de forma que el término fijo fuese suficiente para cubrir los costes de acceso al sistema.

SIGLAS

Unidades físicas

bl	Barril
Demanda b.c.	Demanda en barras de central (no incluye las pérdidas en las redes)
Gb	10^9 barriles
Gt	10^9 toneladas métricas
GW	Gigawatio = 10^6 Kilowatios
GWe	Gigawatio eléctrico
kW	Kilowatio
kWh	Kilowatio-hora
MBbl/día	10^6 barriles/día
Mtep	10^6 tep
MW	Megawatio = 10^3 Kilowatios
MWe	Megawatio eléctrico
MWh	Megawatio-hora = 10^3 Kilowatio-hora
t	Tonelada métrica
Tep	Tonelada equivalente de petróleo

Siglas utilizadas en el texto

AIE	Agencia Internacional de la Energía
CCNN	Centrales nucleares
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear
DOE	Department of Energy (EEUU)
GEI	Gases de efecto invernadero
GNL	Gas natural licuado
HHI	Índice de Herfindhal-Hirschmann
LES	Ley de Economía Sostenible
LSE	Ley del Sector Eléctrico
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MIT	Massachussets Institute of Technology
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEN	Plan Energético Nacional

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Internacional de la Energía (2009).

Key Energy Statistics.

Agencia Internacional de la Energía (2012).

World Energy Outlook. Special Report – Are we entering a Golden Age of Gas?

Agencia Internacional de la Energía (2012).

World Energy Outlook.

Agencia Internacional de la Energía (2012).

Medium Term Coal Market Report.

APPA (2012).

Estudio del impacto macroeconómico e las energías renovables en España 2011.

BP (2013).

BP Statistical Review of World Energy.

Brookings Institution (2012).

Prospects for Natural Gas exports from the US.

Center for Strategic and International Studies (2010).

The Geopolitics of Energy.

Centre d'Analyse Stratégique (2007).

Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050.

Centre d'Analyse Stratégique (2010).

La sécurité gazière de l'Europe.

CEOE (2012).

Inventario de las distorsiones de la unidad de mercado existentes en España.

CEOE (2012).

Conclusiones de la cumbre de la Industria.

Chatham House (2012).

Impact of Fukushima on the Japanese and German energy sectors.

Chatham House (2012).

Paul Stevens, The “Shale Gas Revolution”, Development and Changes.

Comisión Europea (2008).

Eurobarometer. Energy Technolo-

gies. Knowledge, perception, measures.

Comisión Europea (2008).

Communication from the Commission, A strategy for competitive, sustainable and secure energy.

Comisión Europea (2011).

Communication from the Commission, Energy Roadmap 2050.

Comisión Europea (2012).

Communication from the Commission, A stronger European Industry for Growth and Economic Recovery.

Comisión Nacional de la Energía (CNE).

Informes periódicos de supervisión del mercado minorista de electricidad, informes sobre las ventas del Régimen Especial.

Comisión Nacional de la Energía (CNE) (2012).

Informe sobre el sector energético español (Consulta pública de marzo 2012).

Congreso de los Diputados (2010).

Subcomisión de análisis de la estrategia energética para los próximos 25 años. Informe final (Boletín Oficial de las Cortes Generales, 30.12.2010).

Consejo Europeo (2007).

Cumbre de Bruselas, 8 y 9 de marzo. Conclusiones de la Presidencia.

Conservatives (2009).

Rebuilding Security.

CORES.

Estadísticas de diversos años.

Department of Energy (2013).

International Energy Outlook 2013.

Department of Energy and Climate Change (2012).

Energy Security Strategy.

Department of Energy and Climate Change (2012).

Electricity Market Reform: A Policy Overview.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI) (2010).

Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI) (2011).

German nuclear policy reconsidered: implications for the electricity market.

ENTSO-E (2010).

System Adequacy Report 2008-2020.

EurObserv'ER (2011).

État des Énergies Renouvelables en Europe 2011.

European Climate Foundation (2010).

Roadmap 2050.

European Photovoltaic Industry Association (2011).

Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015.

Eurostat. (2011).

Energy, Transport and Environment indicators.

EWEA (2009).

Pure Power. Wind Energy targets for 2020 and 2030.

FAES (2011).

F. Navarrete (Dir.), P. Mielgo (Coord.). *Propuestas para una estrategia energética nacional.*

- Foro de la Industria Nuclear** (2007).
V. Casajús, C. Martínez. Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030.
- FUNCIVA** (2010).
C. Dopazo, N. Fueyo, P. Mielgo. Prospectiva y planificación estratégica. Pilares de una política energética racional.
- FUNCIVA** (2012).
P. Mielgo. Estrategia e independencia energética.
- FUNCIVA** (2012).
G. Velarde. Documento para el debate: La energía nuclear antes y después de del accidente de Fukushima.
- Fundación para estudios sobre la energía** (2009).
El petróleo y el gas natural. Situación actual y perspectivas.
- Gobierno de España** (2011).
Planificación energética indicativa según lo dispuesto en la Ley 2/2011 de 4 de marzo, de Economía Sostenible.
- GWEC** (2012).
Global Wind Report 2011.
- Harvard University, Kennedy School of Government** (2012).
North American oil and gas reserves, Prospects and Policy.
- House of Commons, Trade and Industry Committee** (2006).
New Nuclear. Examining the issues.
- IDAE** (2010).
Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010–2015–2020.
- IDAE** (2011).
Plan de Energías Renovables 2011–2020.
- IDAE** (2011).
Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las Energías Renovables (Estudio Técnico PER 2011–2020).
- IESE** (2012).
Impacto del sector del gas en la competitividad y en el empleo.
- IFO Institute** (2012).
Impact of Wind Power Generation on electricity prices in Germany.
- Institute of Energy Economics Japan (IEE)** (2012).
Japan Energy Brief, March 2012.
- Massachusetts Institute of Technology** (2007).
The future of Coal.
- Massachusetts Institute of Technology** (2010).
The future of Natural gas.
- Massachusetts Institute of Technology** (2009).
The future of Nuclear Power. Update of the 2003 report.
- Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer** (2009).
Plan d'Action national en faveur des Énergies Renouvelables 2009–2020.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio** (2009).
Libro de la Energía 2010.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio** (2010).
Libro de la Energía 2011.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2012).

Estadística de Energía Eléctrica 2010.

Nuclear Energy Institute (NEI) (2012).

Myths and Facts. Operating Reactors beyond 40 years.

OECD (2007).

Biocarburantes, ¿es peor el remedio que la enfermedad?

OECD (2010).

Public attitudes to Nuclear Power.

OPEC (2012).

World oil Outlook 2012.

Oxford Institute for Energy Studies (2012).

David Buchan, The Energiewende. Germany's gamble.

PriceWaterhouseCoopers (2010).

El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas.

PriceWaterhouseCoopers (2010).

Análisis de las condiciones regulatorias y económicas actuales del sector eléctrico. La necesidad de equilibrio entre ingresos y costes regulados.

PriceWaterhouseCoopers (2011).

Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012.

PriceWaterhouseCoopers (2012).

La "primera parte" de la reforma de los sectores eléctrico y del gas.

Rice University, Baker Institute (2011).

Shale Gas and US National Security.

Rice University, Baker Institute (2012).

S. Fang, A. M. Jaffe. New Alignments? The Geopolitics of Gas and Oil cartels and the changing Middle East.

SEDIGAS (2012)

Anuario del Gas 2011.

The White House (2011).

Blueprint for a Secure Energy Future.

The White House (2011).

A Policy Framework for the 21st Century Grid.

UK Energy Research Center (2007).

Investment in electricity generation. The role of costs, incentives and risks.

UK Energy Research Center (2009).

Global Oil depletion.

UNESA (2007).

Prospectiva de generación eléctrica 2030.

UNESA (2010).

La situación económico-financiera de la actividad eléctrica: 1998-2009.

US Congressional Budget Office (2008).

Nuclear Power's Role in Generating Electricity.

US Government Accountability Office (2007).

Crude Oil.

Victor, D. & Morse, R. (2009).

Boston Review. Living with coal. Climate policy's most inconvenient truth.

BIBLIOGRAFÍA

World Energy Council (2012).
Nuclear Energy one year after
Fukushima.

World Energy Council (2012).
Survey of Energy Resources: *Shale
Gas*-What's new.

World Nuclear Association (2008).
The Economics of Nuclear Power.

World Resources Institute (2012).
Global Coal Risk Assessment.

WWEA (2010).
World Wind Energy Report.

En los dos años transcurridos desde la publicación de *Propuestas para una estrategia energética nacional* se han producido cambios significativos en el panorama energético, tanto nacional como internacional. Cambios geoestratégicos, cambios tecnológicos y cambios regulatorios que ponen de manifiesto el dinamismo de los sectores energéticos y que deben ser tenidos en cuenta en el diseño de las estrategias nacionales y supranacionales, que no son ni pueden ser estáticas, sino que deben evolucionar de forma acorde con los escenarios y los factores que las determinan.

En España, el incremento del déficit eléctrico, el aumento del precio final de la electricidad, la incorporación de las Terceras Directivas de electricidad y de gas al ordenamiento jurídico español, el impacto de la crisis económica en la demanda de energía o un nuevo modelo de organismos reguladores, son algunos de los nuevos elementos de juicio a tener en cuenta en el análisis.

Esta es la motivación de esta nueva publicación, que actualiza la primera. Entendiendo que las propuestas son esencialmente válidas, era necesario poner al día los análisis y diagnósticos sectoriales y adecuar algunas orientaciones de las que allí se proponían. Se trata, como entonces, de proponer ideas para un debate necesario sobre una materia vital para España.

faes Fundación para el Análisis y los Estudios Sociales

C/ María de Molina, 40 - 6ª planta. Madrid 28006

Tel.: +34 91 576 68 57 Fax: +34 91 575 46 95

e-mail: fundacion@fundacionfaes.org

www.fundacionfaes.org