



# PROPUESTAS PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA NACIONAL

Director: **Fernando Navarrete**

Coordinador: **Pedro Mielgo**



# **PROPUESTAS PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA NACIONAL**

**Fernando Navarrete**  
(Director)

**Pedro Mielgo**  
(Coordinador)

Con la colaboración especial de:  
**José Luis Díaz Fernández, César Dopazo,  
José Antonio Guillén, Conrado Navarro,  
Fidel Pérez-Montes  
y Manuel de Vicente-Tutor**



© FAES Fundación para el Análisis y los Estudios Sociales, 2011

Imagen de portada: Craig Mayhew y Robert Simmon, NASA GSFC

ISBN: 978-84-92561-13-1

Depósito Legal:

Impreso en España / Printed in Spain

## ÍNDICE

<b>Resumen ejecutivo</b> .....	5
<b>1. Introducción</b> .....	29
<b>2. El marco de referencia</b> .....	35
<b>3. Los problemas de la política energética en España</b> ..	53
<b>4. Análisis y diagnóstico de la situación actual</b> .....	65
<b>5. Recomendaciones para una estrategia energética nacional</b> .....	165
<b>Bibliografía</b> .....	179
<b>Agradecimientos</b> .....	182



## 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 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 medio ambiente 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.

En España no ha faltado la planificación energética indicativa (los Planes Energéticos). Sin embargo, el debate energético ha brillado por su ausencia 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 la 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 rigurosas y libres de prejuicios.

A pesar de que el actual Gobierno socialista elude el debate energético abierto, se ha producido en los últimos años un cierto debate espontáneo, 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.

## 1. 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 Mtep<sup>1</sup>). 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, veinticuatro veces más que la reducción conseguida en Europa).

### 1.1. 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.

<sup>1</sup> Mtep: millones de toneladas equivalentes de petróleo.

- 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.
- 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.
- 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.
- Entre estas estrategias de sustitución se enmarca el ‘retorno nuclear’.
- 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 CO<sub>2</sub>.

## 2. LA ECONOMÍA ESPAÑOLA Y LA ENERGÍA

La demanda de energía primaria prácticamente se ha duplicado en España entre 1980 y 2008, con una tasa media de crecimiento anual del 2,5%. Este nivel de crecimiento es muy superior a la media mundial. No obstante, la crisis económica ha dado lugar recientemente a una caída tanto en la demanda de energía primaria como de la intensidad energética.

España sigue siendo altamente dependiente del exterior en cuanto al abastecimiento de energía primaria, y lo es muy por encima de la media europea. El grado de autoabastecimiento español era de apenas un 20% a finales de 2009, cifra que contrasta con la media de la UE-27, de un 54%. 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, desde 1996 se ha producido un fuerte crecimiento de la demanda y un impor-

tante cambio en la composición del mix de potencia como consecuencia de dos fuertes ciclos inversores: uno, en ciclos combinados de gas, y otro, en renovables, sobre todo eólica. Por otro lado, existe un problema grave de distorsiones en los precios y en el funcionamiento de los mercados derivado de un sobre coste 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 sobre coste tiene su origen fundamental en el crecimiento descontrolado del volumen de primas a las energías renovables.

## 2.1. La 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. Hay numerosos frentes abiertos, asuntos que reclaman definiciones desde hace años y que no parece que vayan a cerrarse satisfactoriamente en el corto plazo.

## 2.2. Cuestiones económicas y técnicas

- **Dependencia energética.** España es un país económicamente dependiente en términos de energías primarias y de tecnologías de conversión 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 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 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 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 2000-2010 en ciclos combinados de

gas (22.000 MW), en respuesta a los incentivos del mercado, ha coincidido con fuertes inversiones en energía eólica (20.000 MW) y fotovoltaica (3.500 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. La inversión es, de esta forma, ineficiente, como muestran las sucesivas situaciones de exceso y de escasez de capacidad de generación que se han ido produciendo. De cara al 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 parte la competitividad de la economía española.

- **Mercados intervenidos y precios distorsionados.** La preferencia de despacho<sup>2</sup> de las renovables y la obligación de quemar carbón nacional distorsionan profundamente el mercado mayorista. Los precios minoristas se

<sup>2</sup> 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 éstas, sin que medie mecanismo de precios o competencia.

ven distorsionados por el peso de los costes de acceso<sup>3</sup>, 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 que afectan al atractivo de los negocios eléctricos y a las decisiones individuales de los consumidores.

### 2.3. 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 actual adolece 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.
- **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 in-

<sup>3</sup> 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.

convenientes 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 han 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 Ad-

ministraciones. Todo ello no hace más que acentuar la inseguridad jurídica.

- **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 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.

### 3. RECOMENDACIONES Y PROPUESTA DE MODELO ENERGÉTICO

#### 3.1. 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 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.

- **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.

## 3.2. Propuestas

### 3.2.1. Un sistema energético basado en mercados eficientes y competitivos

1. Asegurar el funcionamiento competitivo de los mercados eléctricos y de hidrocarburos liberalizados mediante el fomento de una mayor competencia efectiva y el reforzamiento de los mecanismos de vigilancia ante comportamientos anticompetitivos o situaciones oligopolísticas.
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.** Establecer para las nuevas instalaciones calendarios, conocidos a priori, de desaparición paulatina de los apoyos fuera de mercado. Esta desaparición se hará de forma acompasada con la mejora en los costes de las tecnologías que actualmente reciben primas, incentivando así el propio proceso de convergencia en costes. Para aquellas tecnologías del Régimen Especial más maduras se deberá establecer una fecha próxima en la que las nuevas instalaciones serán retribuidas exclusivamente en condiciones de mercado no discriminatorias.

**b.** Cambiar el modelo de los incentivos a las tecnologías del Régimen Especial menos maduras mediante la generalización de los procesos de subasta con apoyos en

forma de estímulos fiscales en lugar de primas o precios garantizados distorsionadores de los mercados.

**c.** Asegurar que en el 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 derivados del exceso de potencia instalada por encima de los objetivos nacionales será asumido directamente por el presupuesto propio de aquellas CCAA que excedan su cuota en el objetivo nacional total.

**d.** Mientras persista la acumulación de déficit de tarifa, introducir una suspensión temporal en la instalación de nuevas plantas de producción eléctrica que requieran de apoyos fuera de mercado.

**e.** 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.** Proporcionar un marco fiscal para la energía transparente y neutral que evite la existencia de subsidios cruzados entre productos (por ejemplo, diesel *versus* gasolinas) o entre subsectores energéticos (por ejemplo, electricidad *versus* productos petrolíferos).

6. Analizar el funcionamiento del actual mercado mayorista de la electricidad (*pool*) y sus alternativas con el objetivo de eliminar la obligatoriedad de oferta en el mismo y proceder a su sustitución por mercados tipo bolsa, con competencia entre plataformas, donde se puedan cotizar bloques de energía.

### 3.2.2. Una energía eléctrica sostenible y competitiva

7. Eliminar de las tarifas y de los peajes del sector de la electricidad todas las subvenciones a fin de que contengan únicamente costes regulados vinculados directamente a las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad no liberalizadas.
8. Analizar el impacto redistributivo efectivo del ‘bono social’ y proceder a su eliminación y sustitución por un tratamiento fiscal adecuado de los hogares con actual acceso al mismo.
9. Revocar el cierre de la central nuclear de Santa María de Garoña.
10. Asegurar el alargamiento de la vida de las centrales nucleares actualmente en operación con carácter ordinario hasta los sesenta años, mientras cumplan con las estrictas 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 más allá de los sesenta años, en función de criterios aceptados en otros países y siempre con la garantía de las condiciones de seguridad de operación de las instalaciones.

- 12.** Iniciar un plan de selección de emplazamientos para nuevas centrales nucleares, empezando por los más adecuados dentro de los existentes, que serán adjudicados preferiblemente mediante concurso público.
- 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.** 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 su seguridad o el incumplimiento grave de la legislación vigente.
- 15.** Revisar la situación de la generación minihidráulica para remover los obstáculos administrativos que actualmente paralizan numerosos proyectos.
- 16.** Revisar el sistema de retribución de la actividad de distribución eléctrica, de forma que se incentive la realiza-

ción de nuevas inversiones que mejoren la calidad del suministro eléctrico.

- 17.** Poner en marcha un plan de actuaciones en materia de gestión voluntaria de la demanda, facilitando 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.
- 18.** 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.

### **3.2.3. Seguridad jurídica, eficiencia administrativa y excelencia supervisora**

- 19.** Redactar textos refundidos de las actualmente vigentes Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos, modificándolas en lo que sea necesario para asegurar su coherencia.
- 20.** Se clarificarán 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 y en la reducción de costes.

- a.** Asegurar la armonización a nivel nacional de los impuestos, tasas y gravámenes de cualquier tipo sobre la energía.
  - 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.
- 21.** Dar solución definitiva al déficit de tarifa acumulado, mediante la titulización del que quede pendiente, el establecimiento de una norma que obligue a un ajuste continuo de los peajes y a revisar con carácter periódico los distintos componentes de las retribuciones reguladas.
- 22.** Diseñar un sistema de nombramiento o elección de los miembros de la Comisión Nacional de Energía y del Consejo de Seguridad Nuclear que asegure su independencia y capacidad.
- 23.** Abrir un proceso de revisión y evaluación del funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía y de elaboración de propuestas para su mejora.
- a.** Revisar sus funciones, modificándolas si es preciso, con objeto de mejorar su funcionamiento, eficacia, transparencia, así como la seguridad jurídica del marco regulatorio.

- b.** Diseñar un procedimiento de selección y nombramiento de sus miembros que asegure los niveles de independencia, capacidad y prestigio necesarios.
- 24.** Asegurar la coordinación de las actuaciones de los distintos organismos reguladores, evitando solapamientos e incoherencias.
- 25.** Reformar el Estatuto del Consejo de Seguridad Nuclear con el fin de 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).
- 26.** Mejorar los procesos de consulta para la discusión de nuevas normas dotándolos de una mayor transparencia y rigor.

#### **3.2.4. Acciones orientadas a reducir la dependencia energética y fomentar la innovación en el sector energético**

- 27.** Fomentar el desarrollo tecnológico en 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.

  - a.** Priorizar en los programas nacionales de I+D las siguientes áreas: ahorro de energía, tecnologías comple-

mentarias a la generación a partir de fuentes renovables (predicción y gestionabilidad), sistemas de gestión de la energía, soluciones domóticas, sistemas de almacenamiento de energía, tecnologías complementarias a la electrificación del transporte, tecnologías de generación a partir del carbón con reducción de emisiones y, singularmente, el desarrollo de redes eléctricas inteligentes.

- 28.** Empezar un proyecto de ciberseguridad a escala nacional que proteja las redes eléctricas con sistemas avanzados frente a ataques cibernéticos como los que ya se han sufrido en otros países.
- 29.** Proporcionar un marco administrativo ágil y transparente que permita la exploración de los recursos petrolíferos y gasísticos potencialmente disponibles en territorio y aguas españolas como las situadas cerca de las islas Canarias.
- 30.** Aplicar políticas de mejora de la eficiencia energética en el sector del transporte, incluyendo el fomento del transporte de mercancías por ferrocarril. A más largo plazo, y en función de los avances tecnológicos y de los costes, promover la sustitución del petróleo en el transporte por otras fuentes de energía.

### **3.2.5. Una política energética con visión estratégica**

- 31.** Acometer la elaboración de estudios oficiales de prospectiva a largo plazo para orientar la política de energía en consonancia con una clara estrategia energética na-

cional que tenga en cuenta las potencialidades y los objetivos nacionales.

- 32.** 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 irrenunciable para la creación del mercado interior de la energía.
- 33.** 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 reparto de facto del mercado europeo que actualmente realizan Argelia y Rusia.
- 34.** Desarrollar el apoyo diplomático a las empresas españolas en sus actividades en el exterior, atendiendo en particular a la protección de inversiones.
- 35.** Reforzar las acciones diplomáticas y políticas bilaterales con los países productores de hidrocarburos de cara a mantener una adecuada diversificación de las fuentes de suministro.

# 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. El ‘*shock petrolífero*’ dio lugar a una reacción política ante un nuevo escenario de posible escasez o, más bien, de una oferta fuertemente cartelizada. La reacción, sin embargo, duró poco.

Desde hace algunos años se empieza a imponer la percepción de que:

- se ha terminado la energía barata,
- el abastecimiento energético, por la distribución geográfica de las fuentes de energía, está sometida a tensiones geopolíticas,
- la oferta de petróleo empieza a ser escasa en términos relativos ante el fuerte crecimiento de la demanda mundial,
- el gas es abundante hoy, pero puede dejar de serlo en no mucho más de una o dos décadas,

- y el carbón, aun 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.

Además, las energías alternativas son hoy caras, lo van a seguir siendo durante cierto tiempo. Aunque hay prometedores progresos en la reducción de costes, que han de dar su fruto a medio plazo, no pueden sustituir, por ahora y con los precios actuales de las energías fósiles, a determinadas formas de energía final de modo eficiente. Mucho menos se puede pretender que sustituyan, a un coste asumible, 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.

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 moderna y del nivel de bienestar de que disfruta el mundo. Pero incluso lo es más 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 asenta-

das sobre mares de petróleo y de gas, con todas sus consecuencias.

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 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 ha experimentado 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 de los fundamentos científicos de las hipótesis sobre el cambio climático y sobre su carácter antropogénico y de la polémica al respecto, se hace 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 emisiones, lo cual tiene un impacto directo sobre los costes de la electricidad y sobre la competitividad de las empresas.

Estos factores 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 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 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 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 la sociedad.

Sin embargo, el debate energético en España ha brillado por su ausencia durante décadas, aunque no haya faltado la planificación indicativa. 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 permitido:

- Que nuestro país siga siendo el segundo más dependiente energéticamente de las grandes economías de la UE.
- Que 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.
- Que la energía eléctrica haya pasado de ser una de las más baratas de Europa hace sólo una década, a superar ya el precio medio en la Unión Europea, y que se encamine hacia las posiciones de cabeza entre las más caras.
- Que el tejido industrial español haya perdido competitividad por la mayor alza en los costes energéticos.
- Que el desarrollo de las energías renovables haya sido incontrolado, al punto de afectar negativamente a la sostenibilidad económica del conjunto del sistema eléctrico.

A pesar de la mencionada ausencia en España de un debate profundo y riguroso sobre las grandes cuestiones energéticas, se ha producido en los últimos años 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. Será por ello inevitable que se dedique al sector eléctrico más atención que a los otros sectores energéticos. Estos problemas

urgentes no son más que el reflejo de la 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

### 2.1. LA SITUACIÓN INTERNACIONAL

#### 2.1.1. 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. 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 ambien-

tales, con una ausencia de enfoque 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 la 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, y de 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 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. Esto no es óbice para que, al calor de las políticas de promoción y fomento en los países occidentales, se esté produciendo en algunos países de Asia 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 está ocurriendo también con la tecnología nuclear en Japón, Corea y China.

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.

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 Mtep<sup>4</sup>). 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, veinticuatro veces más que la reducción conseguida en Europa). La previsión para 2035<sup>5</sup> 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 CO<sub>2</sub>.

El cuadro 1 siguiente da una idea clara de lo expuesto.

<sup>4</sup> Mtep: millones de toneladas equivalentes de petróleo.

<sup>5</sup> Agencia Internacional de la Energía. World Energy Outlook 2010.

CUADRO 1.

**Evolución del consumo de energía primaria, 1965-2009 (Mtep)**

Región	Consumo 1965 Mtep	Consumo 2009 Mtep	Incremento (%)	Tasa media anual	% del total mundial 1965	% del total mundial 2009
Estados Unidos	1.284,0	2.182,0	69,94	1,21	33,7	19,5
Unión Europea	998,2	1.622,6	62,56	1,11	26,2	14,5
OCDE	2.620,7	5.217,1	99,07	1,58	68,7	46,7
Sur y este de Asia (*)	273,6	3.404,9	1.144,81	2,47	7,2	30,5
Sur y Centroamérica	109,5	562,9	414,24	3,79	2,9	5,0
África y Oriente Medio	115,5	1.019,8	783,45	5,08	3,0	9,1
<b>Total mundo</b>	<b>3.813,1</b>	<b>11.164,1</b>	<b>192,79</b>	<b>2,47</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(\*) Diez economías emergentes. Fuente: BP

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 exige 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.

### 2.1.2. Las cuestiones clave hoy en día

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

- Las perspectivas de crecimiento de la demanda de energía primaria apuntan a un incremento del 45% entre 2006 y 2030, y se concentra en los países en desarrollo (un

incremento del 76% en el mismo periodo para los países no-OCDE, según la AIE<sup>6</sup>). Los crecimientos más fuertes se prevé que tengan lugar en Asia y América Latina. China y la India representan la mitad de dicho incremento.

- El crecimiento económico de esos países implica, entre otras cosas, que los combustibles fósiles representarán en 2030 el 80% de la energía primaria.
- Estos datos apuntan a que a medio plazo podría producirse una escasez relativa de petróleo –como ya sucedió en 2007 y 2008– y un fuerte repunte de los precios, con las consecuencias previsibles sobre las economías 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 zonas 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.

<sup>6</sup> En el escenario de referencia de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), World Energy Outlook 2009.

- 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. A esto responde el acelerado interés que parece haberse despertado en los últimos años sobre la investigación en energías renovables, la electrificación del transporte y el hidrógeno para usos energéticos, con todas las tecnologías relacionadas: pilas de combustible, baterías de altas prestaciones, vehículos híbridos y eléctricos, estrategias sobre la curva de carga<sup>7</sup> y el desarrollo de tecnologías de la información y las telecomunicaciones (TIC) para facilitar la interacción de dichos vehículos y la red de suministro, etc..
- Cobran importancia las estrategias de búsqueda a medio plazo de energías primarias convencionales alternativas al petróleo, como el gas. En este sentido, es significativo el recurso –exitoso, en el caso de los Estados Unidos– a la extracción de gas natural a partir de yacimientos no convencionales (esquistos, arcillas y pizarras), así como el interés por la I+D para la posible utilización futura de los hidruros de metano. Estas tecnologías tienen también un potencial importante en países de la UE como Polonia.

<sup>7</sup> La curva de carga es la variación diaria de la demanda de electricidad en un mercado concreto, que requiere estrategias de respuesta en función de la estructura del parque generador disponible.

- Es previsible un aumento de la presión estratégica, diplomática y comercial sobre los países productores de crudo y gas.
- Igualmente, se está generalizando el apoyo al desarrollo de las energías renovables, tanto en la investigación y desarrollo tecnológico como en la puesta en producción de nuevas plantas, con el concurso de importantes ayudas públicas.
- 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.
- El ‘retorno nuclear’ forma parte también de las estrategias de sustitución de los combustibles fósiles como fuente de energía primaria. Asimismo, contribuye a la producción de energía no intermitente y libre de gases de efecto invernadero.
- 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 estar condicionado por el éxito en el desarrollo y la penetración comercial de tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> técnica y económicamente viables. Las reservas de carbón son mucho más abundantes que las de petróleo o de gas, y están mucho mejor distribuidas

desde el punto de vista geopolítico. No obstante, no pueden descartarse precios más altos en un futuro escenario de escasez de hidrocarburos.

## 2.2. LA SITUACIÓN EN ESPAÑA

### 2.2.1. Estructura energética

La política energética de España no puede ignorar las preocupaciones de los países que más en serio se toman la cuestión energética, ni las tendencias y líneas internacionales de actuación ya apuntadas. Esta cuestión es uno de los problemas más graves de la economía española 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.

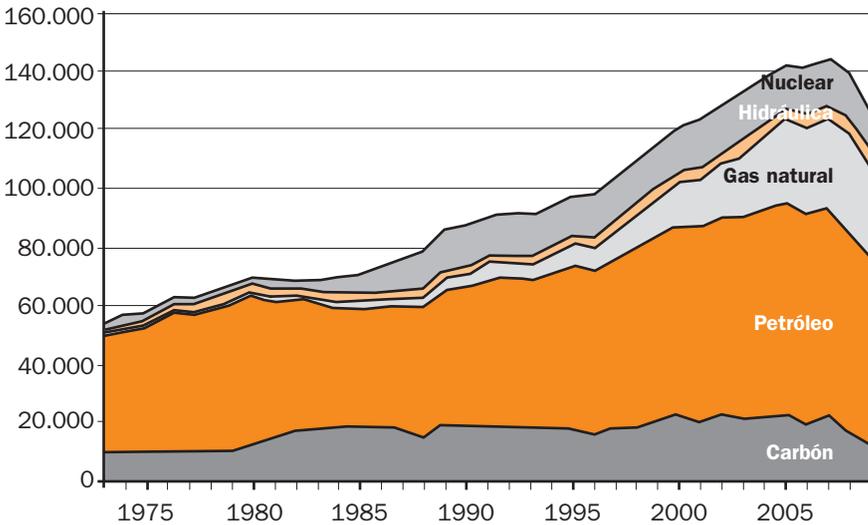
En España, la demanda de energía primaria prácticamente se ha duplicado entre 1980 y 2008, lo que representa una tasa anual media de incremento del 2,5%. Parte de este incremento se justifica por el fuerte crecimiento económico de los años 1996-2007 (la tasa media anual de incremento de la demanda de energía primaria en el mundo en el mismo periodo fue del 1,9%). Sin embargo, el impacto

de la crisis económica ha dado lugar a un fuerte descenso del consumo de energía primaria, ligero en 2008 y más notable en 2009 (ver figura 1).

FIGURA 1.

**Evolución del consumo de energía primaria en España**

Unidad: Ktep



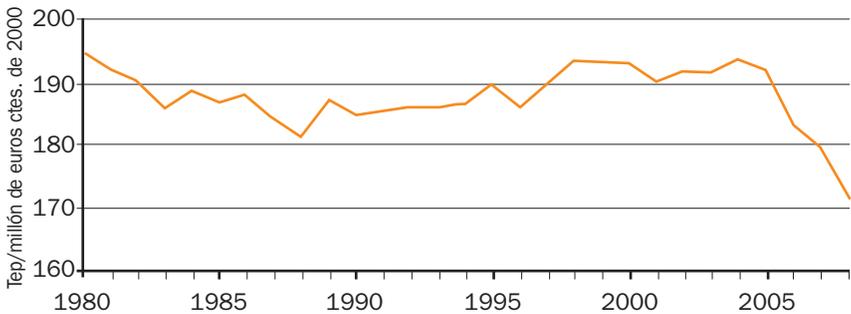
Fuente: MITYC (Ministerio de Industria, Transporte y Comercio)

En el mismo periodo, 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 2). El principal factor que explica esta evolución es la caída de actividad de determinados sectores y la crisis económica –que ha afectado duramente a diversos sectores intensivos

en energía— mucho más que los esfuerzos realizados en materia de ahorro y eficiencia.

A menudo se señala que la intensidad energética de la economía española es elevada en comparación con la de nuestros socios europeos, pero falta un análisis riguroso que proporcione una explicación de los factores estructurales que explican 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 respecto<sup>8</sup>.

FIGURA 2.  
**Intensidad energética primaria en España**  
(1980-2008)



Fuente: MITYC

<sup>8</sup> La economía sumergida no se mide en su output (parte del PIB) pero sí en algunos de sus inputs, como los consumos de energía, por lo que ratios como la intensidad energética quedan desfigurados, sobre todo en las partes recesivas del ciclo cuando aumenta la economía sumergida.

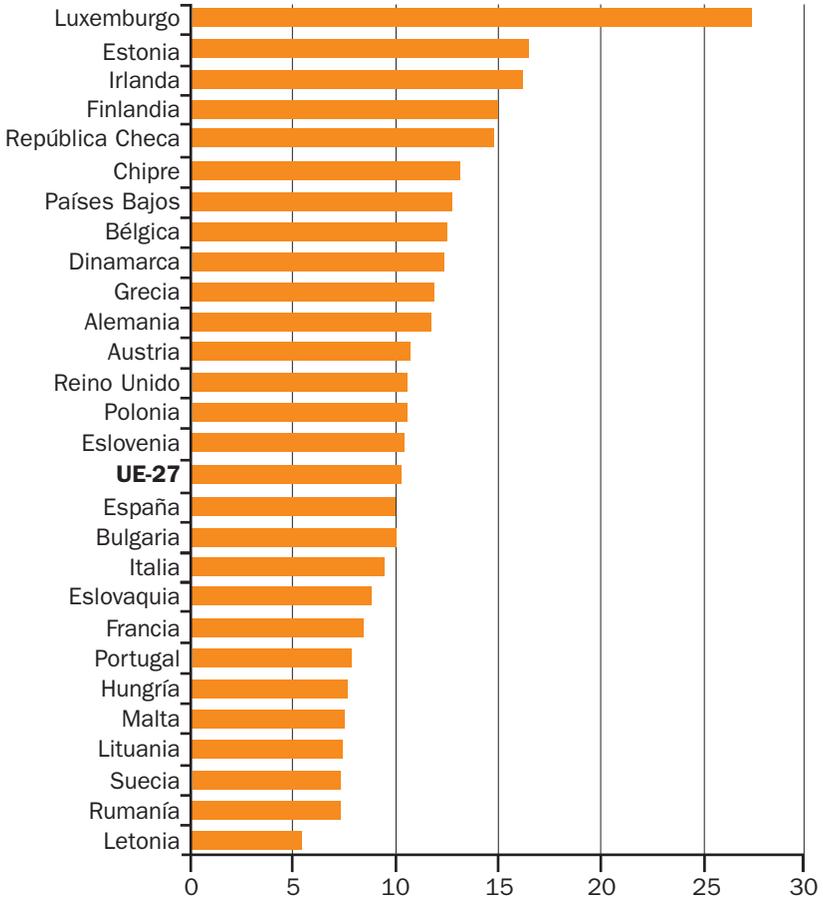
España sigue siendo altamente dependiente del exterior en cuanto al abastecimiento de energía primaria, muy por encima de la media europea. Incluso con la aportación de las energías renovables de los últimos años, el grado de autoabastecimiento español es de apenas un 20% a finales de 2009, cifra que 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.

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. 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 más del 70% 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.

La estructura del consumo de energía primaria en España es fuertemente dependiente (más del 80%) de los combustibles fósiles. Destaca el petróleo, que representa un 47%, aunque se ha reducido en los últimos años. Este nivel sigue siendo muy superior a la media de la UE.

FIGURA 3.

**Emisiones de gases de efecto invernadero por habitante en la UE-27**  
(Toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> per cápita), 2007



Fuente: Eurostat

Por último, aunque España está lejos del cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de Kyoto, hay que señalar que las emisiones de gases de efecto invernadero por habitante están por debajo de la media europea (ver figura 3). El fuerte crecimiento económico de España entre 1996 y 2006 permite entender esta aparente contradicción y apunta a la eventual necesidad de modificar los criterios de reparto de cargas en el esfuerzo internacional de reducción de emisiones.

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

### 2.2.2. Electricidad

Los doce años que van de 1997 a 2009 han sido un periodo de cambio profundo para el sector eléctrico. Seis hechos clave pueden destacarse:

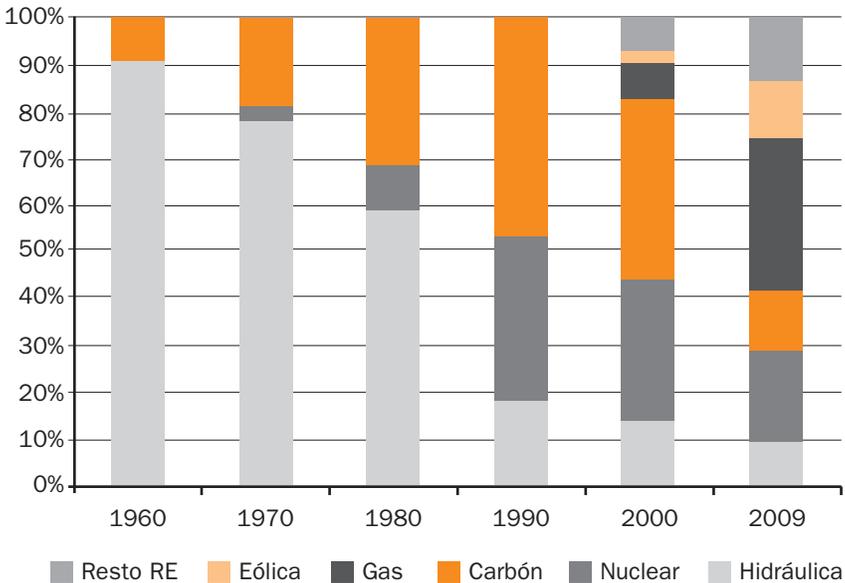
- La liberalización del sector con un amplio cambio regulatorio, a partir de la Directiva 96/92/CE y de su transposición al ordenamiento jurídico español, con la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, y de la Directiva 2003/54/CE.

- Un fuerte crecimiento de la demanda, que alcanzó los 290.000 GWh en 2008, lo que supone un incremento del 60% con respecto a 1997.
- Un ciclo inversor en centrales de ciclo combinado, que ha supuesto, en apenas diez años, incorporar al sistema nacional 23.000 MW de nueva capacidad instalada.
- Un fortísimo crecimiento de la potencia instalada en generación a partir de fuentes renovables –sobre todo eólica y fotovoltaica– que alcanzaba, a finales de 2009, 18.000 y 3.500 MW, respectivamente.
- 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 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, que 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. En realidad es un encarecimiento embalsado que al final, y por desgracia, todo apunta que se pasará al cobro en el peor momento para la economía española, para su competitividad y para el bienestar de los ciudadanos.

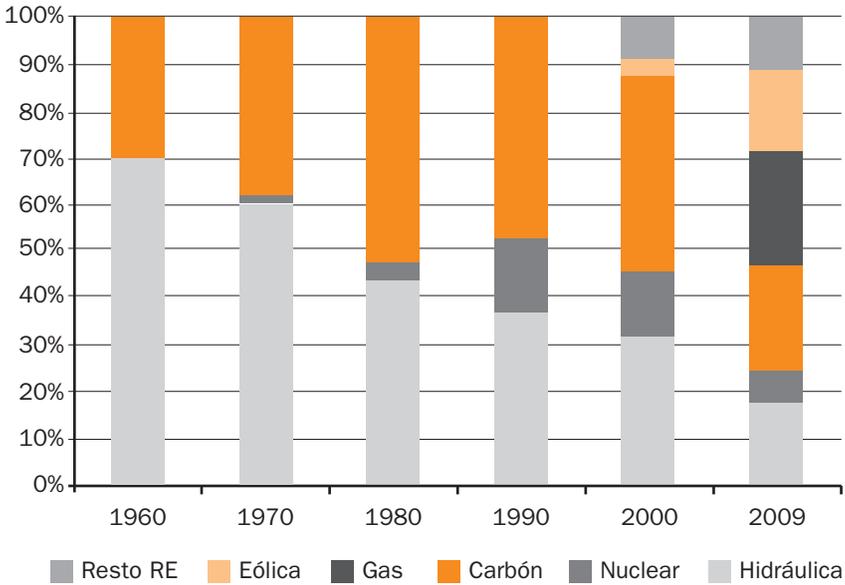
Las figuras siguientes muestran la evolución de los mix de potencia y energía eléctrica en España en los últimos cincuenta años.

FIGURA 4.  
**Estructura de generación eléctrica en España**



Fuente: Ministerio de Industria, Transporte y Comercio (MITYC), Red Eléctrica Española (REE)

FIGURA 5.  
Estructura de potencia eléctrica en España



Fuente: Ministerio de Industria, Transporte y Comercio (MITYC), Red Eléctrica Española (REE)

### 2.2.3. La 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. Hay numerosos frentes abiertos, asuntos que reclaman definiciones desde hace años y que no parece que se vayan a cerrar a corto plazo.

Los procesos de liberalización requieren una atención constante a través de un desarrollo regulatorio de la máxima 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. Este proceso de ajuste constante ha sido deficiente en España. Ha habido interferencias políticas en asuntos de naturaleza más bien técnica, con cambios de rumbo y un creciente intervencionismo que desvirtúa el espíritu inicial de la legislación liberalizadora que traspone los preceptos de las Directivas europeas de 1996, 1997 y 2003.

El esfuerzo liberalizador de 1997 fue muy importante, yendo en algunos casos más allá de lo exigido por las Directivas europeas. Sin embargo, la inexistencia de una evaluación continua del proceso de liberalización ha dado lugar a una situación confusa. Los principios y los objetivos originales de esa legislación se han ido desfigurando, y la regulación –vía decisiones del Gobierno– se ha convertido en errática.

Un ejemplo de esta confusión es el llamado Libro Blanco de la Generación de 2005, que, por su erróneo diagnóstico, fue un intento fracasado de analizar los problemas del mercado eléctrico y una oportunidad perdida de avanzar en la dirección de una mayor claridad definitiva del marco regulatorio. Desde entonces, en los años finales del último periodo de auge económico, la política energética se ha guiado únicamente por objetivos pura-

mente políticos y electorales. Ejemplo de ello son, entre otras cuestiones, la introducción del bono social, el mantenimiento del déficit de tarifa por motivos únicamente demagógicos, la errática política de apoyo a las renovables o la decisión injustificada de cerrar Garoña.

## 3

# LOS PROBLEMAS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

## 3.1. PROBLEMAS ECONÓMICOS Y TÉCNICOS

### 3.1.1. Dependencia energética

España es un país económicamente dependiente en términos de energías primarias y de tecnologías de conversión 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 permanecer oculta en circunstancias normales y se hace patente en momentos de tensión. Probablemente esta falta de visibilidad haya provocado que hasta ahora no se hayan emprendido políticas decididas para mitigar las consecuencias de la dependencia.

### 3.1.2. 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 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 están generando graves problemas económicos que es necesario atajar.

El mix de generación está pasando de ser un modelo de referencia en Europa a ser un caso de estudio por sus potenciales problemas, tanto económicos (de coste medio y marginal) como operativos (complejidad de la operación debida al grado de penetración de las renovables). La falta de estabilidad de las políticas de fomento de las energías renovables y la confusión administrativa resultante perjudican la seguridad jurídica y origina problemas de sobrecostes.

En este cambio rápido, las centrales de gas y de carbón se ven reducidas al mero papel de respaldo de la generación renovable, lo que produce un despilfarro por la infrutilización de las inversiones.

### 3.1.3. 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 las centrales de gas de ciclo combinado.

Sigue 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.

### 3.1.4. 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, aunque no se puede aspirar a que los territorios periféricos o peninsulares de la Unión Europea alcancen niveles de intercone-

xión 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.

### 3.1.5. Ineficiencia de la inversión energética

Las inversiones del sector privado entre 2000-2010 en ciclos combinados de gas (22.000 MW), en respuesta a los incentivos del mercado, ha coincidido con fuertes inversiones en energía eólica (20.000 MW) y fotovoltaica (3.500 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. La inversión es, de esta forma, ineficiente, como muestran las sucesivas situaciones de exceso y de escasez de capacidad de generación que se han ido produciendo.

Pensando en el futuro, hay que tener en cuenta que el parque de generación térmica, fundamentalmente de carbón –cuyo 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 poder 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 veinte años serán necesarios aproximadamente unos 30 GW de nueva potencia, con cuantiosas inversiones.

Además, la penetración creciente de las energías renovables y de la cogeneración conducirá, muy probablemente, a la convivencia de la generación eléctrica distribuida y de la centralizada. Se habrán de definir y construir nuevas microrredes y redes locales inteligentes conectadas a las redes existentes de transporte y distribución de electricidad, lo que implicará importantes inversiones aún pendientes de cuantificar. Las TIC van a jugar un papel cada vez más importante en conjunción con las nuevas tecnologías de generación eléctrica.

España ha sido, en anteriores ciclos inversores, ejemplo de utilización eficiente de tecnologías desarrolladas por otros países más que las de desarrollo propio. En la situación que se avecina, se podría tratar de jugar un doble papel. Por un lado, seguir con la pauta de utilización ejemplar de las nuevas tecnologías y, por otro, tratar de participar en algunos desarrollos en los que la industria nacional cuenta con ventaja competitiva, como, por ejemplo, la industria auxiliar del automóvil, el *software* o la electrónica industrial.

### **3.1.6. Mercados intervenidos y precios distorsionados**

La constante intervención de los mercados energéticos, en especial de los eléctricos, tanto mayorista como minorista, ha dado lugar a un mercado que no funciona eficientemente. Esta excusa ha sido esgrimida por los partidarios de la intervención para reclamar más intervención.

La preferencia de despacho<sup>9</sup> 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.

Los precios minoristas se ven distorsionados por el peso de los costes de acceso<sup>10</sup> –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 lo permitan a un coste razonable, por una reducción significativa de los costes energéticos y por una adaptación progresiva de las tarifas a los costes reales.

<sup>9</sup> La energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables tiene preferencia de despacho –es decir, de entrega al sistema eléctrico– 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 éstas, sin que medie mecanismo de precios o competencia.

<sup>10</sup> 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.

Estas distorsiones de los precios tienen dos efectos perniciosos principales. Por una parte, envían señales erróneas a los agentes. 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 eleva el coste de su deuda, repercutiendo en mayores costes de la energía a largo plazo que deben asumir finalmente los consumidores. Ello acaba perjudicando en la competitividad global de la economía española.

La retribución de las inversiones en actividades reguladas por presentar características de monopolio natural, como las redes de transporte y distribución, también presenta elevadas distorsiones. Así, la actividad de distribución eléctrica espera desde hace años la definición del modelo de red de referencia y de su retribución, que incentive las cuantiosas inversiones necesarias.

## **3.2. PROBLEMAS ESTRATÉGICOS Y POLÍTICOS**

### **3.2.1. 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 actual ado-

lece 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 energética nacional se refleja también en las deficiencias a la hora de explotar las ventajas de las dimensiones atlántica y mediterránea de España, en las relaciones diplomáticas y comerciales de nuestro país y en el tratamiento de cuestiones como las interconexiones de las redes físicas o las relaciones económicas con países vecinos, suministradores o consumidores.

### **3.2.2. 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.

### **3.2.3. 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.

No existe lo que se podría llamar una visión nacional de la energía. 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.

### **3.2.4. 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 han sido un ejemplo de desorden administrativo e institucional. Después de otorgar las competencias administrativas a las Comunidades Autónomas, se renunció a cualquier intento de poner orden y coordinación a escala nacional. 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 presentes y futuros de la electricidad que supondrá una pérdida de competitividad de nuestras empresas durante décadas.

### **3.2.5. 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 al quedar demasiado abierta a la interpretación de las Administraciones Públicas y al dejar numerosos frentes abiertos.

Todo esto no hace más que acentuar la inseguridad jurídica y acrecentar el riesgo regulatorio. Los inversores internacionales exigen al sector energético nacional 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.

### **3.2.6. 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 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.

### **3.2.7. 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.

### **3.2.8. Insuficiente independencia y necesidad de reforma de los organismos reguladores**

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. En particular, los estatutos del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y de la Comisión Nacional de Energía (CNE) 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.

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

### 3.2.9. 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

## 4.1. EL PETRÓLEO

### 4.1.1. Visión global. Reservas, producción y consumo de petróleo convencional

El sector global del petróleo se caracteriza por tener unas reservas concentradas en pocos países. En la actualidad, 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.

Los precios de los combustibles líquidos presentan una elevada volatilidad. Es un producto muy sensible a las ten-

siones internacionales y a las expectativas de los agentes, que se reflejan en las cotizaciones de los productos financieros derivados.

La asociación de países productores OPEP concentra el 41% de la producción mundial, volumen suficiente para poder influir al alza en el precio del barril.

Los productos derivados del petróleo son, hoy por hoy, el combustible insustituible de todo el sector del transporte –aéreo, terrestre y marítimo– y 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 este tipo de gases.

La participación del petróleo en la demanda mundial de energía primaria aumentó de modo sostenido hasta 1980, cuando llegó a alcanzar el 43%. A partir de dicho año ha disminuido progresivamente, hasta situarse hoy día cerca del 34%. Este descenso ha sido compensado por el gas natural, la energía nuclear, el carbón y las energías renovables.

La producción mundial de petróleo, que ascendió solamente a 200 millones de toneladas en el año 1940, experimentó un gran incremento en la década de los 60 del pasado siglo, hasta alcanzar los 1.570 millones de toneladas en 1965. La producción siguió creciendo a tasas muy elevadas, del orden del 8% anual, hasta la primera crisis del

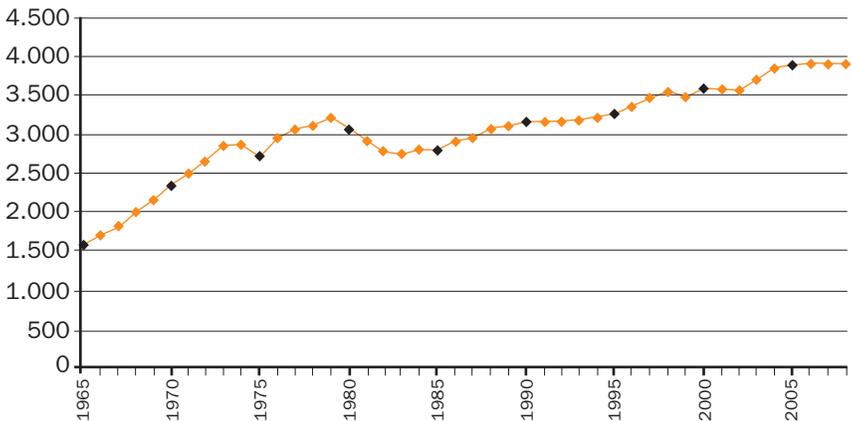
petróleo de octubre de 1973. Decreció ligeramente hasta 1975 y volvió a aumentar hasta la segunda crisis de 1979. A partir de esta segunda crisis del petróleo hubo una desaceleración de la economía mundial con la consecuente disminución de la demanda de petróleo hasta mediados de la década de los 80.

La fuerte caída del precio del petróleo en 1986 incentivó la demanda a nivel mundial, lo que llevó a un crecimiento de la producción hasta alcanzar los 3.929 millones de toneladas en 2008 (81,8 millones de barriles día) (figura 6). La grave crisis económica iniciada en 2008 ha dado lugar a una reducción de la demanda en 2008 y 2009, con una moderada recuperación en 2010.

FIGURA 6.

**Evolución de la producción mundial de petróleo**

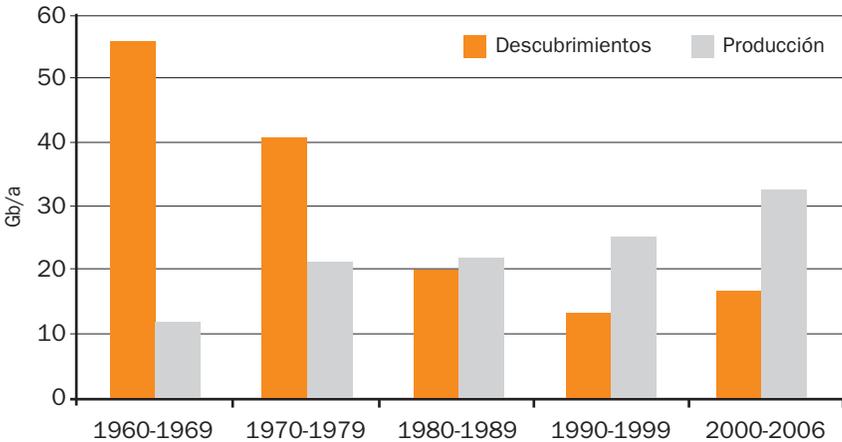
en millones de toneladas/año



Fuente: BP Statistical Review 2010

El consumo mundial sigue creciendo anualmente y la reposición de reservas probadas ha decrecido en los últimos años como consecuencia del descenso de las inversiones en exploración (figura 7). En 2009, el ratio reservas/consumo fue de 45,7 años. Esta cifra, año a año, presenta altibajos en función de nuevos descubrimientos por la disponibilidad de nuevas tecnologías que permiten el acceso a reservas más profundas, así como el acceso a fuentes no convencionales de petróleo (arenas bituminosas, crudos extrapesados, etc.), aunque su coste de extracción es cada vez más elevado.

FIGURA 7.  
**Comparación entre producción y descubrimientos de nuevas reservas**



Fuente: BP

El cuadro 2 muestra la evolución de estas reservas desde 1997 a 2007. Del análisis de este cuadro se deducen algunos aspectos relevantes:

- Las reservas han aumentado en 190 Gb<sup>11</sup>, aunque no todos los aumentos de las reservas han sido auditados, por lo que podría suceder que algunas de ellas hayan sido sobrevaloradas.
- 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 México y a las de la antigua Unión Soviética, totalizan el 87% 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 del 18%.

<sup>11</sup> 1 GB = un billón de barriles

CUADRO 2.

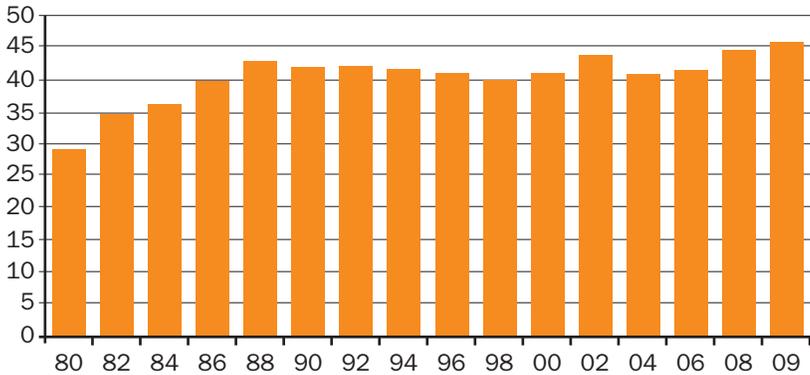
**Evolución de las reservas probadas de petróleo, 1998-2009**

	1998		2009		
	Gb	Ratio Reservas/ Producción	Gb	Ratio Reservas/ Producción	% del total mundial
Estados Unidos/Canadá	43,7	10	61,6	20	4,6
Iberoamérica	117,2	39	200,6	80	15,8
Argentina	2,8	9	2,5	10	0,2
Brasil	7,4	20	12,9	17	1,0
Méjico	21,6	17	11,7	11	0,9
Venezuela	76,1	60	172,3	(*)	12,9
Europa y Eurasia	140,9	20	136,9	21,2	21,2
Noruega	11,7	10	7,1	8	0,5
Reino Unido	5,1	5	3,1	6	0,2
Kazakstán	0,8	-	39,8	65	3,0
Federación Rusa		-	74,2	20	5,6
Oriente Medio	684,3	82	754,2	84	56,6
Irán	93,7	67	137,6	89	10,3
Irak	112,5	(*)	115,0	(*)	8,6
Kuwait	96,5	(*)	101,5	(*)	7,6
Arabia Saudita	261,5	75	264,6	19	19,8
Emiratos Árabes Unidos	97,8	(*)	97,8	75	7,3
África	77,2	28	127,7	(*)	9,6
Argelia	11,3	21	12,2	18	0,9
Angola	4,0	15	13,5	21	1,0
Libia	29,5	55	44,3	73	3,3
Nigeria	22,5	28	37,2	49	2,8
Asia Pacífico	41,3	15	42,2	14	3,2
<b>Total mundo</b>	<b>1.068,5</b>	<b>40</b>	<b>1.333,1</b>	<b>46</b>	<b>100,0</b>
OCDE	89,2	15	90,8	13	6,8
OPEP	827,2	74	1.029,4	85	77,2
UE-25	8,9	7	6,3	8	0,5

(\*) Más de 100 años

Fuente: BP Statistical Review 2010

FIGURA 8.

**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 (\$/b) 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\$/b. 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\$/b y, en ocasiones, los 100\$/b.

#### 4.1.2. El petróleo no convencional y los biocarburantes

Se denomina petróleo no convencional al 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, de los que son económicamente recuperables con las técnicas actuales del orden de los 400 Gb.
- Las arenas bituminosas, que se diferencian de los anteriores en que el betún no tienen fluidez. Sus reservas mundiales se estiman en 2.500 Gb, de los que el 68% se encuentra en Canadá. Las reservas recuperables se sitúan entre 300 y 650 Gb. Los costes de producción varían entre 50 y más de 100\$/b.

Entre los crudos extrapesados y las arenas bituminosas, las reservas recuperables se encuentran entre 600 Gb y 1.100 Gb, frente a unas reservas recuperables de petróleos convencionales de unos 1.200 Gb. Además existen reservas potenciales importantes en las pizarras bituminosas y las arenas bituminosas.

Los biocarburantes, por su parte, se han encarecido debido a las políticas de fomento de su utilización y al mayor consumo de materias primas alimentarias en economías emergentes tales como China y la India. La OCDE<sup>12</sup> concluye

<sup>12</sup> OCDE, “Biocarburantes ¿es peor el remedio que la enfermedad?”, septiembre de 2007.

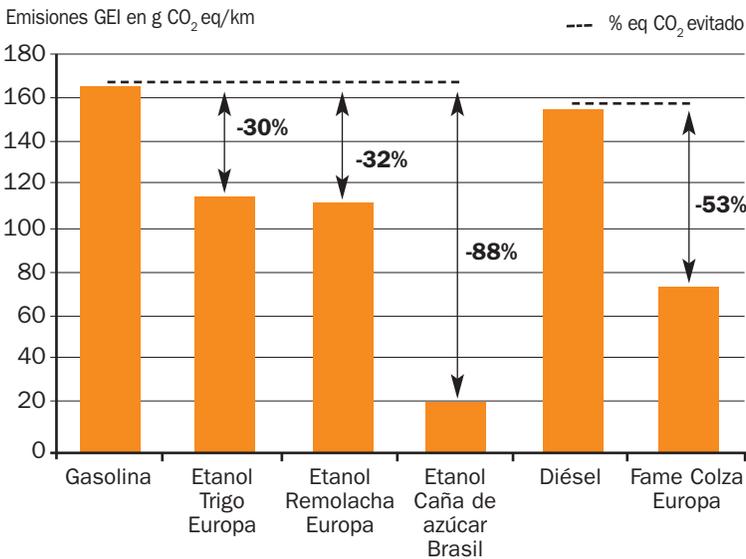
que –con las actuales tecnologías de fabricación y sin comprometer los precios de los alimentos– es muy limitado el potencial de mejora del medio ambiente que ofrecen los biocombustibles.

La alternativa la puede constituir la llamada segunda generación de biocarburantes a partir de materias primas no alimentarias tales como las lignocelulosas, biomásas residuales, algas, etc. Desgraciadamente, no parece que se pueda alcanzar una madurez técnica y económica a escala relevante al menos hasta la década de los años veinte.

FIGURA 9.

**Comparativa de emisiones de gases de efecto invernadero**

Diferencia entre biocombustibles y combustibles fósiles

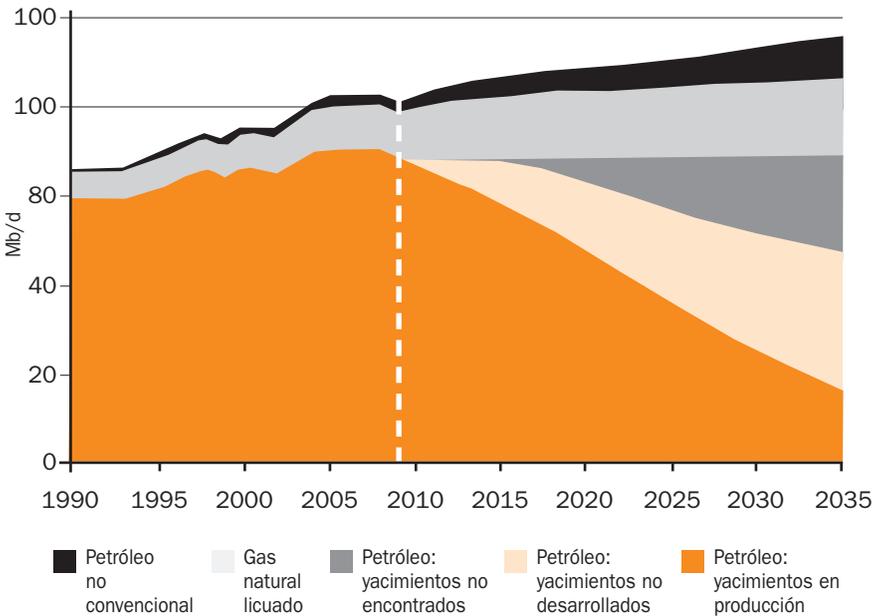


Fuente: Estudio mayo 2006 Comisión Europea (JRC, Concawe, Eucar)

### 4.1.3. El futuro del petróleo

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que sería posible producir el petróleo que se demandará en 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: IEA, 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 alcanzar una producción que satisfaga la demanda del 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 una 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 los objetivos son más profundos, las estructuras 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.

#### 4.1.4. El sector del petróleo en España

España dispone de escasas reservas de petróleo. La producción nacional en 2009 fue de 0,107 Mtep, equivalente al 0,17% del consumo doméstico de crudo y productos petrolíferos. Así, España basa sus suministros en la importación de crudo para refinar (52,3 Mtep) y, en menor medida, en la importación de productos refinados (15,3 Mt). 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 contexto 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 gasísticos potencialmente disponibles en territorio y aguas españolas, como las situadas cerca de las Islas Canarias.

El consumo de petróleo en España se elevó a 73 millones de toneladas en 2009. Hay que recordar que en 1970 era de 28 millones. El crecimiento medio anual desde

1990 ha sido del 1,8%. En cuanto al consumo de productos del petróleo, el cuadro 3 resume las cifras, en las que destaca el consumo de gasóleos.

El consumo de productos petrolíferos está ligado principalmente al sector del 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 debido al tratamiento fiscal favorable del gasóleo frente a la gasolina. Este proceso de ‘dieselización’ ha dado lugar a la generación de excedentes de gasolinas y a crecientes importaciones de gasóleos.

Estas ineficiencias muestran la necesidad de un marco fiscalmente neutral y transparente para los combustibles derivados del petróleo que evite la existencia de subsidios cruzados entre productos, así como entre los distintos subsectores energéticos.

### CUADRO 3.

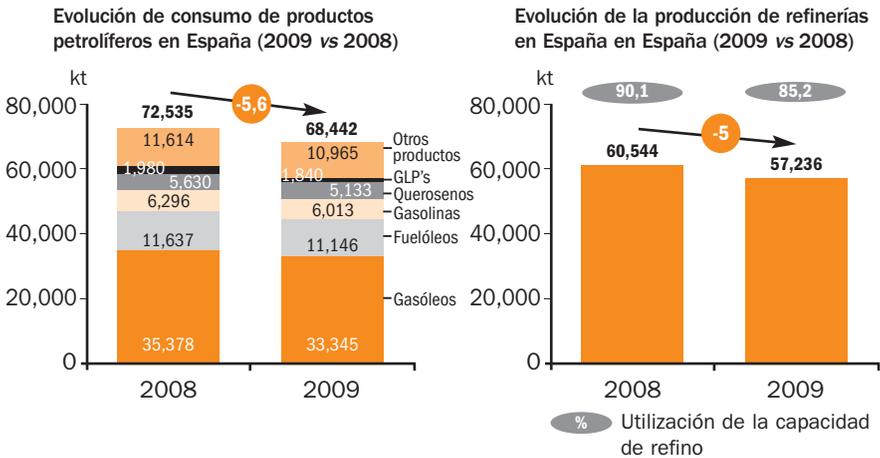
#### Consumo de productos del petróleo en España (2009)

Productos	Consumo (mill. T)
Gases Licuados del Petróleo (GLP)	1,85
Gasolinas	6,01
Querosenos	5,13
Gasóleos	33,34
Fuelóleos	11,14
Pesados, otros	10,96
<b>TOTAL</b>	<b>68,43</b>

Fuente: CORES

También es de destacar la progresiva reducción del consumo de gases licuados del petróleo (GLP), como consecuencia de la expansión de la red de gas natural. La caída del consumo de fuelóleos se deriva principalmente de la reducción de su participación en el mix de generación eléctrica y de su sustitución por el gas natural.

FIGURA 11.  
**Consumo de productos petrolíferos y producción de las refinerías españolas**  
 (2008-2009)



Fuente: MITYC, CORES

El efecto de la crisis económica de los últimos años en España ha afectado notablemente al sector del petróleo. La caída de la demanda de combustibles (gasolina y gasóleos) ha sido superior a la de otras fuentes energéticas o a la ocurrida en otros países. Todo ello se ha traducido en un me-

nor nivel de utilización de las refinerías y en un descenso de los volúmenes comercializados.

El sector del transporte es, junto al sector eléctrico, el principal emisor de gases de efecto invernadero en España, con un 25,5% de las emisiones brutas en 2008. La práctica totalidad de las emisiones del sector del transporte están ligadas a la combustión de productos derivados del petróleo.

La aplicación de políticas de mejora de la eficiencia energética en el sector del transporte contribuye al cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de emisiones de gases de efecto invernadero así como a la reducción de la dependencia energética. Entre las medidas actualmente disponibles, y que además contribuyen a la mejora de la competitividad global de la economía, destaca el fomento y mejora del transporte de mercancías por ferrocarril.

La mejora del impacto medioambiental del sector del petróleo pasa por las siguientes líneas fundamentales:

- **Mejora de las especificaciones de los combustibles.** En los últimos años ha habido una mejora sustancial de las especificaciones de combustibles, conseguida principalmente a través de grandes inversiones realizadas por las refinerías españolas y dirigidas a reducir el nivel de azufre.
- **Mejora de la eficiencia del transporte.** La mejora de la eficiencia energética de los automóviles ha sido significativa en los últimos tiempos, con reducciones de emi-

siones específicas de 175 g de CO<sub>2</sub>/km (en 1995) a 152g de CO<sub>2</sub>/km (en 2007). Existe un objetivo de la UE a partir de 2020, que obliga a España, de reducir la tasa de las emisiones medias del nuevo parque de vehículos a 95 g de CO<sub>2</sub>/km.

Más a futuro, y en función del progreso tecnológico, la mejora del impacto medioambiental pasa por el uso racional de biocombustibles sostenibles de segunda generación y el desarrollo del transporte basado en combustibles alternativos. En todo caso, la óptima incorporación de los biocombustibles de segunda generación y de otros combustibles alternativos deberá evitar la imposición de sobrecostes a los consumidores y exigirá la existencia de un marco adecuado que promueva el desarrollo industrial en España de forma racional en torno a las nuevas tecnologías de mejora de la eficiencia en el transporte.

La Ley 34, de 7 de octubre de 1998, del Sector de Hidrocarburos introdujo en España los principios de la libre competencia y de la liberalización de precios, en línea con la situación regulatoria en el resto de la UE. Culminó así la tendencia liberalizadora que se venía imponiendo en España desde mediados de los 80.

En la práctica, la liberalización de los diferentes mercados de productos petrolíferos es total, con la única excepción de los gases licuados del petróleo (GLP), donde la casi totalidad del consumo de GLP envasado está sujeto a precios que fija el Gobierno trimestralmente. Esta regulación de

los precios del GLP es una anomalía no prevista por la Ley de Hidrocarburos que no ocurre en prácticamente ningún otro país de la UE.

La estructura del sector del petróleo en España se caracteriza por:

- Escasa actividad en la producción de crudo, como corresponde al bajo nivel de reservas existentes, con participación de varias compañías nacionales e internacionales y un creciente interés en la actividad de exploración en nuevas áreas como las Islas Canarias.
- La presencia de tres compañías en la actividad de refino, con elevada capacidad de destilación en el refino y de conversión de productos derivados del petróleo (mejorada notablemente tras la finalización de grandes proyectos de inversión en 2010 y 2011).
- El mercado mayorista de combustibles cuenta con la presencia de tres compañías refineras y numerosos importadores de combustibles. La posibilidad de importación de combustibles en España es abierta como consecuencia de la existencia de más de veinte terminales de importación en diferentes puertos, siendo CLH la empresa líder con cerca del 40% de la cuota de importación de gasolinas y gasóleos en 2008.
- Existe un desequilibrio entre el mix de producción nacional de combustibles y la demanda. Se produce un déficit

significativo de gasóleos como consecuencia del proceso de ‘dieselización’ del parque automovilístico y del crecimiento de la demanda de querosenos para el transporte aéreo. Así, el 33,5% del consumo de gasóleos es cubierto a través de importaciones y, como contrapartida, el 41,2% de la producción nacional de gasolina se exporta. El déficit nacional de gasóleos y queroseno se está paliando con importantes inversiones de aumento de capacidad.

- El sistema logístico de transporte se basa en una extensa red de oleoductos, así como en el transporte mediante camiones y barcos de cabotaje. Los oleoductos en España transportan el 91% de los productos derivados del petróleo frente a tasas del 11% en Alemania, el 34% en Austria, el 40% en el Reino Unido o el 53% en Francia. España es el segundo país de la UE-15 en número de kilómetros de oleoducto (casi 4.000 km), por detrás de Alemania (4.133 km), pero por delante de Italia (2.440 km), Reino Unido (2.993 km) y Francia (2.765 km).
- El transporte por oleoducto está concentrado principalmente en una empresa, que actúa como *common carrier* con libertad de acceso a todos los operadores mediante condiciones transparentes y no discriminatorias de precios. Estas características diferenciales del mercado español inciden sobre el nivel de competencia efectiva en el mercado.
- Solamente tres empresas están verticalmente integradas desde el refino a la comercialización. Las restantes ca-

recen de refino e importan los productos petrolíferos o los compran a las empresas de refino.

- El sistema logístico de almacenamiento de combustibles cuenta con más de veinte compañías, donde la empresa dominante tiene una cuota de mercado del 64% y las cinco primeras de un 80%.
- En España hay dos estaciones de servicio por cada 10.000 habitantes, lo cual nos sitúa como el decimosegundo país con menos puntos de comercialización de combustibles por habitante de la UE-15.
- Existen noventa y cuatro competidores en el mercado de operadores de combustibles y dieciocho operadores en el mercado de estaciones de servicio. La cuota de mercado de los tres principales operadores por número de puntos de venta es del 63% en el mercado minorista. Actualmente, los denominados ‘agentes no tradicionales’ –como los hipermercados e independientes– tienen una cuota de mercado del 19%, inferior a la existente en países como Francia. Se hace necesario por parte de las autoridades de competencia un seguimiento del sector que asegure un nivel de precios propio de un entorno de competencia, que desincentive la alineación de precios y el abuso de posición dominante.
- El mercado de GLP envasado permanece bajo precios regulados en su mayor parte y bajo un elevado riesgo regulatorio. La incapacidad de las empresas para generar

retornos positivos en este entorno y la conflictividad sectorial han producido una creciente retirada de operadores del sector. En consecuencia, se ha elevado la concentración con un operador que cuenta ya con una cuota de mercado del 72,5% en 2008.

El escaso interés que ofrece el mercado español a las empresas multinacionales no integradas en el refino implica que es preciso mantener una supervisión estrecha en los mercados de refino, importación, logística y distribución de combustibles para evitar situaciones de abusos de posición dominante y asegurar la existencia de una competencia efectiva. Asimismo, se debe acometer la pendiente liberalización del mercado de gases licuados del petróleo (GLP) con el objetivo de asegurar el desarrollo de un mercado competitivo y la protección del consumidor.

## 4.2. GAS NATURAL

El consumo de gas natural en España en la última década ha experimentado un fuerte incremento. Su consumo ha pasado de 196TWh en el año 2000, a 400TWh en el 2009, lo que representa el 23,5% de la energía primaria consumida en España.

Este importante salto se ha producido en gran medida por el importante aumento que ha supuesto su uso como combustible para la generación eléctrica con las nuevas

plantas de ciclo combinado. Por su parte, el consumo de gas natural en el segmento doméstico-comercial ha crecido a una tasa anual del 5,5% en la última década mientras que en el segmento industrial el crecimiento ha sido del 5,7% anual.

En un horizonte de medio plazo, 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.

En el año 2009 el 35,7% de la producción eléctrica fue con gas, lo que supone que el 40% del consumo total de gas natural en España se ha empleado en la generación eléctrica. Si a esto se suma la cogeneración, más del 50% del consumo de gas se destina a la generación de electricidad.

Este notable crecimiento de la producción eléctrica a partir del gas natural es consecuencia del fuerte ciclo inversor llevado a cabo en la última década. A finales de 2009, la potencia instalada en plantas de ciclo combinado era de 23.000MW. 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.

- Reducida inversión específica –en comparación con otras tecnologías fósiles–.
- Rapidez de construcción de las plantas.

Este aumento de la demanda de gas natural para los ciclos combinados ha requerido un redimensionamiento del sistema gasista, con una importante inversión en nuevas infraestructuras y en la mejora de las existentes. Los costes regulados del sistema gasista han pasado de 1.426 millones de euros en 2002 a 3.000 millones de euros previstos para 2010.

Actualmente están operativas en España seis de las dieciocho 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. No debe ignorarse también que el actual exceso de capacidad de regasificación en España para las necesidades domésticas supone un incremento de los costes regulados del sistema gasista, que son asumidos por todos los consumidores.

Además, la península ibérica está conectada con los grandes yacimientos de gas de Argelia mediante dos gaseoductos internacionales. Otros dos gaseoductos de menor capacidad conectan con Francia –y, a través de ella, con el resto de Europa– y permiten que llegue a España el gas procedente de Noruega.

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 2009, el gas natural consumido provenía de once países distintos, siendo el principal suministrador Argelia, con un 34%, 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.

No obstante, el sistema gasista español sigue teniendo dos claros puntos débiles. Por un lado, la exigua capacidad de los almacenamientos subterráneos y, por otro, la reducida interconexión con Francia.

- El aumento de las capacidades de almacenamiento en superficie o bajo tierra permitirían disponer de un sistema de almacenamientos eficiente y flexible para atender óptimamente la necesidad estacional de consumo del segmento doméstico-comercial, así como para hacer frente a los requerimientos de funcionamiento de los ciclos combinados de gas impuestos por la imprevisibilidad de la producción de electricidad mediante fuentes renovables. Los almacenamientos subterráneos pueden reducir las necesidades de otras infraestructuras en transporte y regasificación. El diseño del

sistema de almacenamientos es clave, por lo tanto, en la planificación de infraestructuras básicas. Las inversiones necesarias deberán acometerse con criterios de eficiencia en los costes y en función de la recuperación de la demanda en los próximos años.

- En el marco de una política de diversificación de suministros y de seguridad de abastecimiento, es esencial aumentar la capacidad de interconexión con Francia en ambos sentidos y con un triple objetivo:
  1. Reforzar la seguridad de suministro, tanto en España como en los países vecinos y, en general, para la Unión Europea, ya que así se permitiría el paso del gas en uno u otro sentido en caso de problemas de suministro.
  2. 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 gaseoductos internacionales como del gas de cualquier parte del mundo. 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 entre Rusia y Argelia.

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

Los avances en el aumento de capacidad de interconexión con Francia mediante los procesos de *open season*<sup>13</sup> han sido modestos y actualmente está prevista la ampliación de la capacidad de interconexión por Larrau hasta alcanzar un nivel de 5bcm/año en 2013. Dada su importancia estratégica es importante que los proyectos de incremento de capacidad de interconexión con Francia (proyectos Midcat y Biriadou<sup>14</sup>) se retomen y amplíen en cuanto las condiciones de mercado lo permitan.

El peso creciente de la generación renovable con preferencia de despacho en el sistema eléctrico español ha tenido, entre otras consecuencias, la drástica reducción del llamado ‘hueco térmico’, que afecta sobre todo a la generación

<sup>13</sup> *Open season* es un procedimiento público y transparente de toma de decisiones respecto a una inversión de infraestructura. En ella, los operadores comerciales de un sistema adquieren compromisos vinculantes de uso en dicha infraestructura con los inversores que la realizan, de manera que les quede asegurada su rentabilidad. Estos procedimientos son supervisados por los entes reguladores de los países afectados. Cuando los compromisos adquiridos son inferiores a un determinado límite, la inversión no se realiza, y si supera el 100% de la propuesta se prorratea entre todos los peticionarios. Se trata, por lo tanto, de un mecanismo de toma de decisiones basado en la valoración que el mercado hace de una determinada infraestructura.

<sup>14</sup> Recientemente, se ha conocido el resultado de la *open season* correspondiente a las interconexiones de Midcat y Biriadou, que habrían permitido incrementar en el año 2015 el flujo en 9,1bcm/año en sentido España-Francia y 7,5bcm/año en sentido Francia-España. Sin embargo, solo se ha cubierto completamente la capacidad a la interconexión por Biriadou (aproximadamente 2bcm/año) por lo que la realización de Midcat deberá posponerse hasta que las capacidades se cubran en un nuevo proceso de *open season*.

de gas y de carbón, dando lugar a una infrautilización de la capacidad instalada. El Real Decreto de restricciones técnicas por garantía de suministro –que favorece el consumo de carbón nacional en las centrales térmicas que utilizan ese combustible– no hace más que agravar el problema de la infrautilización de las centrales de gas e incrementar los costes de generación eléctrica. Además, supone una distorsión adicional al funcionamiento del mercado.

Una estrategia energética nacional debe valorar y tener en cuenta los efectos económicos que sobre el sistema gasista acarrearán las medidas tomadas en otros sectores energéticos (fundamentalmente renovables y carbón), pues el gas natural es, a medio plazo, el combustible de respaldo de la generación renovable, y las medidas que se tomen en otros sectores provocan la necesidad de sobredimensionar e infrautilizar las infraestructuras gasistas. Ello, finalmente, encarece los costes que afrontan los consumidores.

La nueva planificación de infraestructuras gasistas en el horizonte 2016 debe ser realista y adaptarse a la nueva situación de menor demanda provocada por el menor uso de los ciclos combinados y por las previsiones realistas de producción de electricidad de origen renovable. Por ello, con el objetivo de no incrementar innecesariamente los costes regulados para los consumidores se podrían realizar las siguientes actuaciones:

- Retrasar la ejecución de las infraestructuras de transporte básicas que no sean imprescindibles a corto-me-

dio plazo, y eliminar de la planificación las que aumenten el coste.

- Asegurar la realización a tiempo de las infraestructuras necesarias para poder utilizar adecuadamente las interconexiones con Francia, en tanto las correspondientes *open season* reflejen el interés del mercado por estas infraestructuras.
- Asegurar la realización de las infraestructuras que solucionen las actuales congestiones de flujos en la red peninsular.
- Buscar el óptimo económico en la elección entre almacenamientos subterráneos y tanques de GNL.
- Revisar a la baja las necesidades de nuevas plantas de regasificación de GNL a la luz de la actual sobrecapacidad y la menor utilización de ciclos combinados de gas.

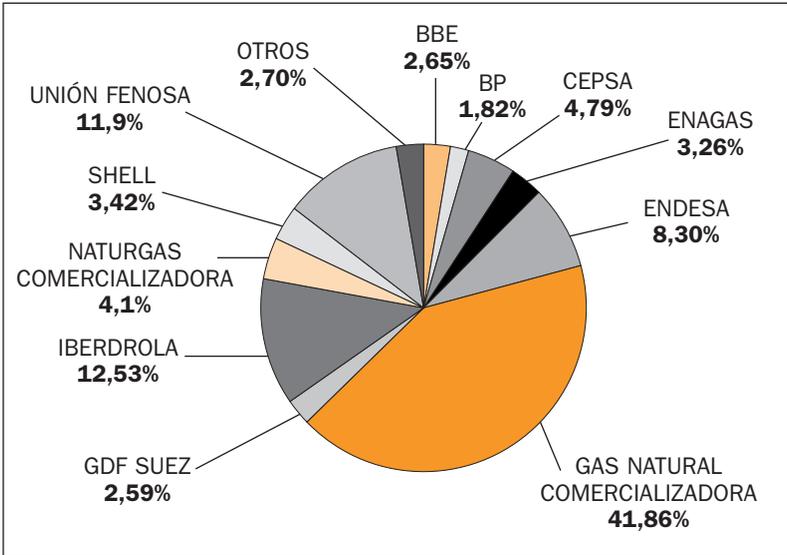
En el ámbito de la distribución de gas, su retribución debe seguir basándose en el crecimiento físico de las redes, de manera que se incentive su expansión a nuevos usuarios y no suponga una carga para el conjunto del sistema.

El 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**

Aprovisionamientos por comercializadora (2008)



Fuente: CNE

Aunque el mercado gasista español está completamente abierto y liberalizado y cuenta con diecinueve operadores activos, pudiera ser 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, probablemente, suficiente para dar inicio a la publicidad de precios en dicho mercado.

En el ámbito minorista, se sigue manteniendo el suministro de último recurso y la correspondiente tarifa de último recurso para los consumidores de menos de 50.000 kWh/año. Se debería reducir el ámbito de aplicación de las tarifas de último recurso en el marco de una política de fomento de la competencia y en el contexto de una racionalización de los costes regulados del sistema gasista.

### 4.3. EL CARBÓN

El cuadro 4 resume las reservas, producción y consumo de carbón en el año 2010 expresadas en miles de millones de toneladas equivalentes de petróleo (Gtep) y millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep)

CUADRO 4.

#### Reservas, producción y consumo de carbón (2009)

	Reservas		Producción (P)		Consumo		R/P
	Gtep	%	Mtep	%	Mtep	%	
Estados Unidos	133	28,9	540	15,8	498	15,2	245
Rusia	89	19,0	141	4,1	83	2,5	>500
China	59	13,9	1.553	45,6	1.537	46,9	38
Resto	109	38,2	1.175	35,5	2.118	35,4	56
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>390</b>	<b>100,0</b>	<b>3.409</b>	<b>100,0</b>	<b>3.278</b>	<b>100,0</b>	<b>119</b>
OCDE	180	42,6	977	28,7	1.036	31,6	174
UE	15	3,6	158	4,6	261	8,0	55
España	0,5	0,1	4,1	0,1	10,6	0,3	52

Fuente: BP Statistical Review 2010

Puede apreciarse que las reservas mundiales de carbón son muy abundantes (en poder energético 2,4 veces las de petróleo o de gas natural) y que, con los niveles actuales de consumo, estas reservas permitirían abastecer el mercado 122 años frente a los 40 con las actuales reservas de petróleo y a los 60 años con las de gas natural. Por otra parte, las reservas están más diversificadas que las de los otros combustibles fósiles. Así, los países de la OCDE tienen el 42,6% de las reservas (Estados Unidos, el 28,9%) frente a un consumo que representa el 35,4% 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. El 49% de la generación eléctrica se realiza con carbón en Estados Unidos, el 81% en China, el 31% en la UE y el 15% en España.

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.

Estas virtudes del carbón tienen un contrapeso en sus mayores emisiones específicas de partículas contaminantes ( $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}$ ), comparado con los hidrocarburos. En las modernas centrales térmicas se eliminan estos elementos contaminantes, pudiendo afirmarse que la 'lluvia ácida' en las áreas próximas a las centrales es un hecho del pasado. Pero las emisiones de  $\text{CO}_2$  siguen siendo elevadas, al menos en términos relativos. Una central de carbón de tecnología convencional (con un rendimiento termodinámico del orden del 38%) emite unos 900gr. de  $\text{CO}_2$  por kWh, mientras que un ciclo combinado de gas natural (con un rendimiento del 55%) emite del orden de 360gr. de  $\text{CO}_2$  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 ultrasupercríticas 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  $\text{CO}_2$ . La captura de  $\text{CO}_2$  es técnicamente viable en la actualidad, pero sus costes son

relativamente elevados. La viabilidad de su implantación está en función de la disponibilidad de estructuras geológicas adecuadas para el almacenamiento del  $\text{CO}_2$ . Estos almacenamientos se pueden encontrar sin dificultad en países como Estados Unidos, con numerosos yacimientos de gas y petróleo en declive en los que la inyección de  $\text{CO}_2$  permite además incrementar su recuperación. En Estados Unidos existe ya una red de “ $\text{CO}_2$ -ductos” 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  $\text{CO}_2$  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 plazo<sup>15</sup>.

A la vista de los problemas estratégicos que conllevan los otros combustibles fósiles, y considerando las ventajas y los

<sup>15</sup> El anhídrido carbónico produce la que se suele llamar “muerte dulce” y se puede dar por vertidos inadvertidos de este gas. Son conocidos los casos del Lago Monoun en Camerún en 1984 y el del lago Nyos, también en Camerún, en 1986. En este último incidente, una erupción natural de  $\text{CO}_2$  causó la muerte de 1.746 personas. Los riesgos de los almacenamientos subterráneos de  $\text{CO}_2$ , por lo tanto, están ligados a la seguridad de su explotación.

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<sup>16</sup>.

### 4.3.1. 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 5 resume el balance del sector del carbón entre 2007 y 2009. Lo más relevante es que el 80% del consumo interno es para generación eléctrica y que las importaciones duplican a la producción nacional.

La participación del carbón en la generación eléctrica en España ha disminuido a lo largo de los años. En 1985 fue del orden del 40%, habiendo descendido hasta el 15% 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 éstas, en su mayor parte, tienen rendimientos

<sup>16</sup> Ver las previsiones del *World Energy Outlook 2010* (Agencia Internacional de la Energía)

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 5.

**Balance del sector del carbón en España (2007-2009)**

miles de toneladas

	2007	2008	2009
Producción	17.180	10.202	9.448
+ Variación stocks	3.234	-2.345	-5.586
+ Importación	25.437	21.171	16.856
- Exportación	2.004	2.459	1.573
= Consumo interior	43.847	26.569	19.146
a) Generación eléctrica	38.496	21.548	16.084
b) Otros usos	5.351	5.021	3.062

Fuente: MITYC (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)

La minería del carbón en España 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 reciente Real Decreto de ayudas al carbón es contradictorio con las políticas energética, ambiental y de sos-

tenibilidad. La polémica que se ha suscitado con motivo de su análisis por parte de las autoridades comunitarias muestra que no se ha preparado adecuadamente la transformación del sector sobre la base de la reconversión profesional de los mineros.

El empleo en el sector de la minería del carbón, según datos del MITYC (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), ha descendido de unos 50.000 ocupados en 1980 a menos de 6.000 ocupados en 2010. Esto da idea de que cualquier ayuda habría estado mucho mejor empleada en esa reconversión profesional que en alargar la agonía de explotaciones carentes de la más mínima rentabilidad, aunque se haga apelando a argumentos emotivos o sociales. Actualmente está en trámite en el Parlamento Europeo el reglamento de ayudas para el cierre de explotaciones no rentables.

#### 4.4. 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 o el sol), las energías limpias (lo que incluye el agua y la energía nuclear) y el Régimen Especial (que incluye otras tecnologías no renovables pero apoyadas por diversas razones, como la cogeneración o los 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 las tecnologías básicas e intermedias, tanto en rendimiento energético como en coste. Sin embargo, en España se ha producido un desarrollo casi explosivo, seguido de un parón casi total, con anuncios de normas retroactivas. Estos anuncios han quebrado las expectativas, y causado desconcierto y preocupación en los inversores a causa de la percepción de inseguridad jurídica.

Es evidente que ese desarrollo, tanto en España como en los demás países que han apostado por las tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, habría sido imposible sin las generosas políticas públicas de apoyo que, con distintos modelos (tarifas fijas o *feed-in tariffs*, primas sobre el precio mayorista, estímulos fiscales, certificados verdes o una combinación de ellos), contribuyen a dar viabilidad económica a proyectos con estas tecnologías, que aún no son competitivas en costes.

En España, el sistema de primas implantado, especialmente en el caso de las tecnologías solares, ha carecido de una definición de objetivos claros ligados a la mejora de competitividad o a la adquisición de tecnología básica. Se ha incentivado simplemente la producción, la implantación masiva y el volumen de negocio, por el hecho de que la retribución estaba garantizada por el Estado.

## CUADRO 6.

**Potencia instalada en España en el Régimen Especial (MW)**

<b>Tecnología</b>	<b>Objetivo 2010 RD 436/2004</b>	<b>Objetivo 2010 (RD 661/2007)</b>	<b>Potencia a 1.6.2010</b>
Eólica	11.700	20.155	19.247
Solar fotovoltaica	180	371	3.595
Solar termoeléctrica	-	500	432
Cogeneración	6.745	9.215	5.979
Biomasa y Residuos	2.240	1.567	1.447
Tratamiento de residuos	210		655
Minihidráulica	2.160		1.992
<b>TOTAL</b>	<b>23.235</b>		<b>33.347</b>

Fuente: CNE

El cuadro 6 recoge la potencia instalada en el Régimen Especial<sup>17</sup> en agosto de 2010. En él pueden destacarse los siguientes hechos:

- El crecimiento de la potencia eólica ha sido progresivo, previéndose que se alcance el objetivo especificado en 2011.
- En el caso de la energía fotovoltaica, se ha sobrepasado el objetivo de potencia en casi diez veces.
- Están lejos aún de alcanzarse los objetivos correspondientes a cogeneración y a minihidráulica.
- La potencia total de instalaciones del Régimen Especial representa ya un 35% del total (o un 54% de la del Régimen

<sup>17</sup> El Régimen Especial incluye instalaciones de generación a partir de fuentes renovables y otras que utilizan combustibles fósiles, como la cogeneración.

Ordinario) en el Sistema Peninsular, y un 33% del total en el conjunto del Sistema Eléctrico Nacional, lo que supone un cambio profundo en la estructura de generación del sistema eléctrico español en poco más de una década.

Sin embargo, existe 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

CUADRO 7.

**Potencia fotovoltaica por Comunidades Autónomas (MW)**

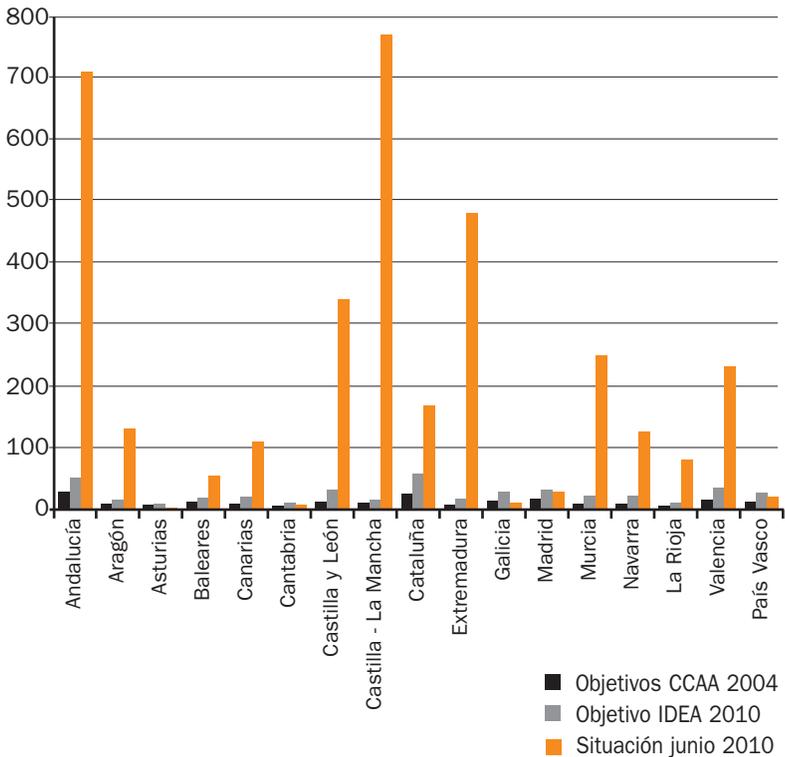
<b>Comunidad Autónoma</b>	<b>Objetivos CCAA 2004</b>	<b>Objetivos IDAE 2010</b>	<b>Situación junio 2010</b>
Andalucía	28,30	51,24	707
Aragón	6,95	16,75	129
Asturias	3,85	9,27	1
Baleares	7,30	17,74	52
Canarias	7,10	17,24	107
Cantabria	3,85	9,21	2
Castilla y León	11,60	28,33	338
Castilla - La Mancha	5,45	13,42	767
Cataluña	23,30	56,59	168
Extremadura	6,20	13,39	481
Galicia	10,00	24,00	9
Madrid	13,05	31,71	27
Murcia	8,30	20,06	246
Navarra	7,70	19,64	124
La Rioja	3,85	9,23	79
Valencia	14,00	34,08	230
País Vasco	10,70	26,10	17
<b>TOTAL</b>	<b>167</b>	<b>400</b>	<b>3.482</b>

Fuente: CNE, IDAE (PER 2005-2010)

Energía) con los planes iniciales de las CCAA, con la situación actual y con los planes y objetivos actuales de las mismas CCAA. Un buen ejemplo es el de la tecnología fotovoltaica, como puede verse en el cuadro 7.

FIGURA 13.

**Potencia fotovoltaica por Comunidades Autónomas**  
(MW)



Fuente: CNE, IDAE (PER 2005-2010)

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 2009, el total de primas equivalentes fue de 6.038 millones de euros, para una facturación total del sector eléctrico de unos 27.000 millones de euros.

El desarrollo de las renovables en España ha tenido un componente importante de respuesta al efecto llamada de las primas, que ofrecían un negocio rentable y seguro, garantizado legalmente a largo plazo (cuadro 8 y figura 14). Ha faltado una estrategia sostenida en el tiempo para determinar la dimensión del mercado y su crecimiento deseable a medio plazo, a partir de los costes actuales y futuros de las distintas tecnologías y de la necesidad de minimizar los apoyos públicos necesarios para cumplir los objetivos de reducción de emisiones.

CUADRO 8.

**Primas al Régimen Especial**

(Prima equivalente, millones de euros)

<b>Tecnología</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010*</b>
Eólica	438	619	800	947	1.116	1.570	1.206
Solar	6	14	40	194	988	2.603	2.281
Hidráulica	156	113	137	138	141	224	213
Biomasa	57	58	69	97	126	196	180
Residuos y trat. residuos	118	119	177	217	203	412	331
Cogeneración	487	334	413	571	714	1.031	968
<b>TOTAL</b>	<b>1.262</b>	<b>1.257</b>	<b>1.636</b>	<b>2.164</b>	<b>3.288</b>	<b>6.036</b>	<b>5.179</b>

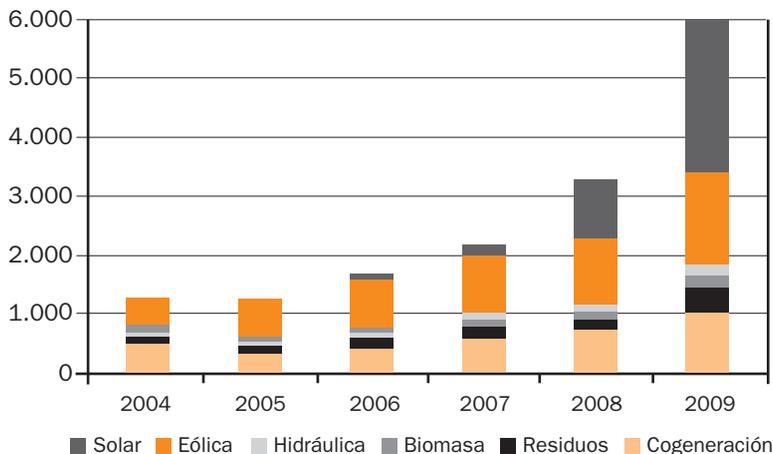
\* Datos de enero a septiembre

Fuente: CNE

FIGURA 14.

**Primas al Régimen Especial**

(Prima equivalente, millones de euros)



Fuente: CNE

Para estas tecnologías se hace necesaria una reflexión estratégica sobre su papel futuro, teniendo siempre en cuenta los elevados sobrecostos presentes que implica el apoyo a la implantación masiva de tecnologías no suficientemente maduras. Una visión estratégica de largo plazo coherente con las necesidades actuales y futuras hace necesario cambiar el enfoque de los apoyos desde la implantación masiva de instalaciones de producción hacia el fomento de las actividades de I+D+i orientadas a hacer competitivas estas tecnologías sin necesidad de primas.

Las tecnologías renovables tienen las siguientes ventajas e inconvenientes principales:

- El recurso primario (viento, luz solar) es intermitente. En consecuencia, la producción es poco o nada gestionable y poco resistente a huecos de tensión. En volúmenes importantes puede provocar problemas en la operación del sistema eléctrico que, en cualquier caso, se hace más compleja y costosa.
- Hoy por hoy, los costes de generación son elevados en comparación con las tecnologías fósiles, hidráulica o nuclear (incluso considerando un rango muy amplio de precios de los combustibles), aunque las previsiones comúnmente aceptadas son de una reducción de dicho coste que se acercaría a la *grid parity*<sup>18</sup> en unos pocos años para la eólica y en una década para la fotovoltaica.
- La preferencia de despacho origina la necesidad de potencia de respaldo para cubrir las intermitencias de la producción renovable, lo que induce costes en la generación convencional que finalmente son asumidas por todos los consumidores.
- Su ventaja es la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y de sus importaciones.

---

<sup>18</sup> Se entiende por *grid parity* la convergencia del coste de generación con los niveles de los precios minoristas (en el extremo de la red).

- Una segunda ventaja es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al tratarse de procesos de generación que no implican combustión, contribuyendo así a los objetivos europeos de limitación de emisiones.

Mientras los costes de las tecnologías renovables sean superiores a los de las convencionales, su expansión debería estar limitada para asegurar la sostenibilidad económica y evitar pérdidas de competitividad en el conjunto de la economía. La expansión masiva de las tecnologías de generación renovables debería haber estado sometida a dos condiciones necesarias:

- La reducción de costes, en una primera etapa hasta la *grid parity*, y en una segunda fase hasta la convergencia con el coste de generación mayorista de las otras tecnologías. Previsiblemente, estos niveles de convergencia se alcanzarán bastante antes en la eólica que en las tecnologías solares.
- El desarrollo comercial a precios aceptables de tecnologías de almacenamiento masivo de electricidad. Estas tecnologías serán clave para proporcionar gestionabilidad a la energía generada y facilitar así su entrada masiva en los sistemas eléctricos y su participación estable en la cobertura de la demanda.

Las recientes propuestas gubernamentales en cuanto a mix de potencia se refieren al horizonte 2020. En primer lugar, esa limitación temporal impide introducir en el análisis

las tecnologías con plazo de maduración superior (como la nuclear), con lo que el análisis prospectivo queda incompleto y puede conducir a decisiones erróneas en el corto plazo. En segundo lugar, parece muy difícil conciliar las propuestas de penetración de energías renovables con la sostenibilidad económica del actual sistema de primas.

Si sigue aumentando la potencia instalada de renovables, no sólo será necesario disponer de una creciente potencia de respaldo basada en tecnologías fósiles, sino que se producirán inevitablemente vertidos también de renovables, por el evidente desencaje entre la curva de demanda eléctrica y la de producción renovable. Así pues, urge definir el límite racional a la potencia renovable.

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 es ayudar a que sean seguras y competitivas, y no hacer de ellas un producto financiero apoyado en el BOE y sometido, por tanto, a un constante riesgo regulatorio de bajo riesgo.
- Los apoyos sólo tienen sentido si se plantean 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. Es necesario fijar calendarios claros de reducción y de desaparición de las

primas y objetivos de potencia coherentes con la idea de consolidar una fuente de suministro viable. Hay que señalar que la energía eólica ya estaría muy cerca de ser competitiva sin ayuda de primas, por lo que convendría anunciar ya un calendario para su supresión.

- En una situación de crisis económica, el recurso a tecnologías de generación costosas (que encarezcan, vía primas, el precio medio final de la electricidad) debería limitarse estrictamente al cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de energías limpias (incluyendo no sólo las de origen renovable sino todas las fuentes carentes de emisiones como la nuclear).
- La asignación de primas a nuevas plantas de generación se hará por rigurosos procesos de subasta en los que se garantizará que la suma de la potencia instalada en el conjunto de las Comunidades Autónomas no supere el objetivo total nacional. En todo caso, si hubiera algún exceso en alguna Comunidad Autónoma, los apoyos públicos se pagarán con cargo al presupuesto propio de esa Comunidad Autónoma.
- 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 de minihidráulica por desarrollar, que debería ser objeto de un análisis específico por los numerosos proyectos paralizados o que no se acaban de tramitar.
- También existe un potencial de desarrollo de la generación a partir de biomasa que necesita un análisis a fondo, para apoyarla en la medida en que pueda ir prescindiendo progresivamente de las subvenciones.

## 4.5. ENERGÍA NUCLEAR

### 4.5.1. La situación actual

La fisión nuclear es una fuente de energía ampliamente extendida en el mundo. Aparte de otras aplicaciones, la generación de electricidad es su principal uso industrial. Existen en el mundo 436 reactores comerciales que producen alrededor del 17% de la electricidad mundial. En España, los ocho reactores operativos producen el 18% de la electricidad.

La mayoría de las centrales nucleares existentes se construyeron entre mediados de los años sesenta y mediados de los ochenta. La oposición de grupos activistas y de presión fue el origen de la paralización de algunos programas nucleares, sobre todo en Occidente. Países como la antigua URSS o China nunca abandonaron sus programas nucleares, incluso este último lo aceleró durante los años noventa dándole su dimensión actual. Otros países asiáticos, como Japón, Taiwán o Corea, altamente dependientes del exterior en cuanto al abastecimiento de energía primaria, también han mantenido sus ambiciosos programas nucleares, que continúan a buen ritmo.

El actual retorno nuclear en los países occidentales tiene su origen en:

- El envejecimiento de los argumentos antinucleares, basados en posturas ecologistas profundamente politizadas.
- El convencimiento de un número creciente de países 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, se lo vuelven a plantear hoy,

y otros muchos se 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 más de treinta solicitudes de autorización para la construcción de nuevas centrales.

El cambio de opinión que se pone de manifiesto en encuestas en diversos países es una muestra de que las personas, cuando disponen de información –incluso limitada– son perfectamente capaces de adoptar posturas racionales y orientadas al interés general.

Los 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 por su elevada disponibilidad. Los ocho reactores nucleares españoles producen actualmente el 18,3% de la electricidad, casi una quinta parte de la electricidad que se consume en el país con sólo el 8,1% de potencia instalada.
- España dispone de la capacidad tecnológica para desarrollar de forma competitiva y segura esta energía. En las sucesivas generaciones de 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 a consecuencia de la

moratoria de 1984, algunas empresas españolas siguen beneficiándose de la actividad en el mercado internacional. En una nueva generación de centrales nucleares españolas, la aportación de la industria nacional sería más alta que en las actuales centrales de ciclo combinado o en la inversión ya realizada en tecnologías eólicas y solares. En estas últimas, gran parte de los suministros de equipos principales son de origen extranjero, mientras que en la nuclear la aportación nacional puede estar entre el 80% y el 90%.

- Se trata de una tecnología no emisora de gases de efecto invernadero que es, en este sentido, tan limpia o más que cualquiera de las tecnologías renovables. Los ocho reactores nucleares que funcionan en España evitan la emisión anual de cerca de 40Mt (millones de toneladas) de CO<sub>2</sub>, 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.
- La generación nuclear es competitiva y tiene efectos económicos positivos. La generación de electricidad con energía nuclear es económicamente competitiva, y más si se tienen en cuenta todos los costes medioambientales y que los combustibles fósiles tenderán a encarecerse en el medio y largo plazo. Existe aún alguna incertidumbre acerca de los costes de inversión en nuevas centrales, lo cual es natural en los primeros modelos de una nueva serie de cualquier producto industrial. Lo pre-

visible es que, a medida que se vayan construyendo más unidades, no sólo se puedan asegurar los presupuestos iniciales, sino que el proceso de aprendizaje permitirá reducir los plazos de construcción y los costes. Esto fue exactamente lo que ocurrió en las anteriores generaciones de centrales. Conviene recordar también que la tecnología nuclear tiene un fuerte efecto industrializador y requiere de mano de obra con elevada cualificación, tanto durante la construcción como de forma permanente durante su vida operativa.

- La seguridad de las centrales nucleares está fuera de duda. España se sitúa habitualmente entre los primeros países del mundo por el buen comportamiento de sus reactores. El esfuerzo constante, las inversiones en mejoras y la experiencia acumulada hacen que el parque nuclear español destaque entre los mejores del mundo. Por su parte, la gestión de los residuos radiactivos está asegurada y garantizada. España dispone de una instalación para la disposición final de los residuos de media y baja actividad en El Cabril (Córdoba), que almacena los residuos procedentes de las instalaciones nucleares y radiactivas del país y está previsto que disponga de un Almacén Temporal Centralizado en superficie.

### 4.5.2. Relación con las energías renovables

Las energías renovables podrían cubrir, en un escenario voluntarista, 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 errónea política actual de cierre de centrales. La sustitución de la producción nuclear sólo podría efectuarse con centrales de ciclo combinado o de carbón de importación, lo que supondría un fuerte incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub> y de la dependencia de suministros exteriores. Las energías renovables son necesarias y complementarias pero, a medio plazo, no pueden sustituir a la generación nuclear, dado que están limitadas por la intermitencia asociada a la meteorología y a su no gestionabilidad.

Además, una mayor penetración de renovables intermitentes requiere una mayor potencia estable, como la nuclear. No es ninguna exageración decir que la energía nuclear facilita la penetración de las renovables, porque compensa, con su resistencia frente a perturbaciones, la actual debilidad de las renovables en este sentido. La calidad de la energía generada por unas y otras tecnologías no es la misma, ni por su estabilidad, ni por su capacidad de regulación ni por su contribución a la seguridad y a la estabilidad del sistema<sup>19</sup>. Ambas se complementan y refuerzan.

<sup>19</sup> La generación nuclear proporciona energía de base, es decir, contante, sin interrupciones y a coste bajo. 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.

### 4.5.3. El alargamiento de vida

Las centrales nucleares –como cualquier instalación o producto industrial– se diseñan para que funcionen durante muchos años, tantos como sea posible si se lleva a cabo una operación y un mantenimiento adecuados, y se incorporan las mejoras normativas y operativas recomendables u obligadas por organismos nacionales o internacionales.

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 cumplimiento de determinados requisitos regulados en el *Code of Federal Regulations*<sup>20</sup>.

Recientemente se ha abierto ya el debate acerca de 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 más estrictos criterios de seguridad.

<sup>20</sup> En concreto, en 10 CFR Part 51 y Part 54.

En un estudio publicado en 2006 por la OCDE<sup>21</sup>, se incluye un análisis de dieciséis países miembros de la NEA (Nuclear Energy Association), en el que doce consideraban ampliable la vida útil de las centrales nucleares hasta los sesenta años, y algunos, como Suecia y EEUU, más allá. A efectos ilustrativos, el cuadro siguiente resume la situación actual en Estados Unidos.

CUADRO 9.

**Autorizaciones de alargamiento de vida de centrales nucleares en Estados Unidos (2009)**

<b>Centrales nucleares</b>	<b>Número de centrales</b>
En operación	104
Con alargamiento de vida autorizado	48
En proceso de revisión de la solicitud	15
Han anunciado su solicitud	32
No han anunciado su solicitud	9

Fuente: Nuclear Regulatory Commission

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.

<sup>21</sup> OCDE, Nuclear Plant life management and Longer Term Operation, 2006.

El alargamiento de vida se justifica por diversas razones:

- Por una parte, se mantiene la utilización de una instalación conocida y probada desde el punto de vista técnico.
- Además, se evita una nueva inversión de reposición, que requeriría cuantiosos recursos escasos, que pueden tener otros usos, reduciendo así el volumen de deuda.
- Se amplía la oferta de electricidad con un coste marginal muy reducido al tener que soportar sólo los costes de operación y mantenimiento.
- Con todo ello se contribuye a reducir el coste medio de generación de electricidad que acaban pagando los consumidores. De igual forma, se ayuda a reducir el efecto del déficit de tarifa.
- Se 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.

Si las centrales nucleares españolas continuasen funcionando hasta alcanzar los sesenta años de vida, se podrían

generar 812TWh más que si se clausurasen veinte años después de la fecha actualmente autorizada. Una estimación conservadora del ahorro económico sería de entre 16.000 y 32.000 millones de euros, considerando un coste de generación nuclear entre 20 y 40 €/MWh inferior al precio del *pool*.

De cara al futuro debe iniciarse un plan de selección de emplazamientos para nuevas centrales nucleares, empezando por los más adecuados dentro de los existentes.

Debe adecuarse 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. En este sentido, debería ponerse 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 alarguen más allá de lo necesario.

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 (estas inversiones inician su ciclo de planificación y ejecución muchos años antes de la fecha de expiración de las licencias de operación).

- Y, sobre todo, para construir nuevas centrales nucleares tan pronto las condiciones en los mercados financieros y la evolución prevista de la demanda generen oportunidades de negocio.

## 4.6. ELECTRICIDAD

### 4.6.1. 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, la energía eléctrica representa un 38% de la energía primaria total, lo que supone 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 y deben rechazarse en el debate público.

La alta intensidad en capital y en tecnología del sector eléctrico significa que las consecuencias de 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 tienen consecuencias muy graves en términos de costes de inversión, eficacia de las inversiones, competitividad de las empresas y bienestar para las economías domésticas.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, 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 históricamente se le ha dado. A partir de mediados de los años setenta, en el mundo anglosajón 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.

#### 4.6.2. El sector de la electricidad en España

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 me-

nos 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 mayorista<sup>22</sup>.
- Se ha fomentado el déficit de tarifa, lo que crea un problema considerable a largo plazo, aparte de incentivar innecesariamente el consumo.
- Se ha recargado el precio de la electricidad incluyendo en los peajes de acceso algunos conceptos discutibles.
- 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.

Probablemente 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

---

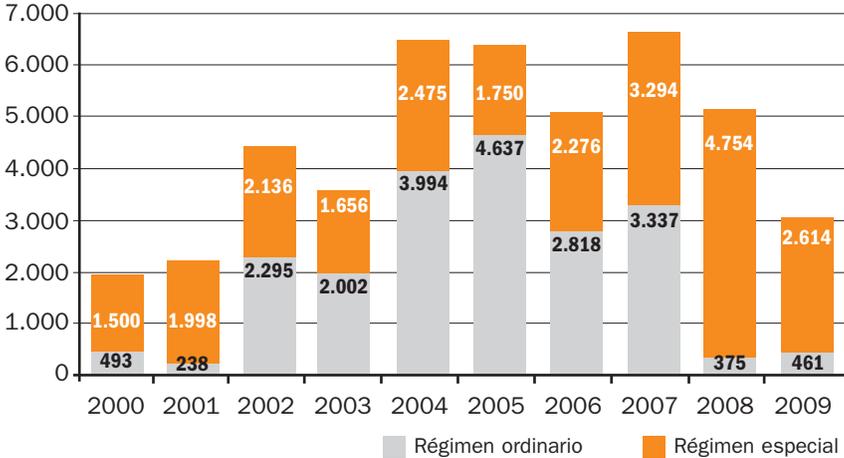
<sup>22</sup> El real Decreto-Ley 3/2006 de 24 de febrero establece un precio aplicable a las transacciones entre empresas distribuidoras y generadoras del mismo grupo empresarial de 42,35 €/MWh.

la actual 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.

Las actuaciones del Gobierno socialista durante el último año en relación con la revisión del 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 que 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 (23.000 MW) y en generación eólica y solar (unos 20.000 MW de eólica, 3.500 de solar fotovoltaica y 200 MW de termo-solar).

FIGURA 15.

**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 disfrutaban, 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 producción.
- Un encarecimiento del precio 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.
- Tampoco se puede desdeñar el impacto negativo que sobre la competitividad del conjunto de la economía tiene el deterioro en la calidad del suministro eléctrico.

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<sup>23</sup> cuando se recupere

<sup>23</sup> El parque generador del sistema peninsular español debe cubrir la demanda en todo momento, en especial en los periodos de máximo consumo. La imposibilidad de almacenar electricidad en cantidades apreciables hace que el equilibrio instantáneo entre producción y demanda sea el criterio clave para verificar la adecuación de un sistema. Es necesario, por lo tanto, disponer de capacidad de producción (potencia) para la máxima demanda prevista. Como una parte del parque generador no estará disponible cuando se necesita (por averías, mantenimiento programado, falta de agua, de viento

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

### 4.6.3. Asuntos pendientes

El catálogo de asuntos pendientes en relación con el sector eléctrico es largo. Los principales son los siguientes:

- Elaboración y publicación de una estrategia energética nacional y de un estudio de prospectiva energética y eléctrica a largo plazo.
- Revisión del funcionamiento del mercado mayorista y propuestas para su reforma.

---

o de sol) es esencial que el mix de potencia permita asegurar que hay capacidad para garantizar la cobertura de la demanda cuando se produzca la punta de consumo. Aunque el parque peninsular contaba a finales de 2009 con más de 93.000 MW, es dudoso que pueda proporcionar con seguridad mucho más de 50.000 MW en cualquier momento. La punta histórica de demanda fue de 44.440 MW el 13 de enero de 2009.

- Definición definitiva del modelo de retribución de la actividad de distribución.
- Revisión del funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía y propuestas para su reforma.
- Solución definitiva al déficit de tarifa.
- Decisiones sobre el mix de potencia teniendo en cuenta su impacto sobre el déficit y sobre los costes futuros de la electricidad, así como sobre la seguridad energética en el sentido más amplio.

Todos estos problemas pueden agruparse en las siguientes grandes categorías: la incertidumbre acerca del mix de potencia a largo plazo, las reformas regulatorias y la inseguridad jurídica. Todo ello tiene, a su vez, profundas consecuencias sobre la seguridad energética, los costes de la energía, la seguridad económica y el atractivo de los negocios eléctricos.

### **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 (al menos veinte años) y que sirva, a su

vez, de marco para el desarrollo posterior de las políticas. Este informe supone una propuesta en este sentido.

### **La revisión de la regulación: el funcionamiento eficaz del sector**

El funcionamiento de la regulación eléctrica desde 1997 debería ser objeto de una evaluación a fondo. La revisión debería dar como resultado un catálogo de cuestiones que precisen ajustes o cambios de distinta envergadura, con propuestas de actuación. En concreto, debería llevarse a cabo una revisión del funcionamiento del mercado mayorista y el estudio de propuestas para su reforma (ver apartado 4.9).

Doce años después de la creación de la Comisión Nacional de Energía (sucesora de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, creada cuatro años antes), es el momento de llevar a cabo una evaluación de su funcionamiento y de reformar su regulación con objeto de asegurar su capacidad y su independencia.

### **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 se deberán establecer sistemas estables, aunque necesiten ajustes menores ocasional-

mente. 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 repercute de forma directa 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.

Es necesario diseñar un nuevo modelo de incentivos a las energías renovables que asegure su sostenibilidad, con objetivos claramente definidos:

- Minimización del coste.
- Primas decrecientes.
- Cumplimiento estricto de los objetivos nacionales de instalación de nueva potencia bajo el Régimen Especial por el conjunto de las Comunidades Autónomas sin que puedan existir desviaciones al alza.
- Fomento de la competitividad.

Así, la concesión de nuevas instalaciones que requieran de apoyos públicos mediante primas se deberá adjudicar mediante subastas que minimicen su coste para los consumidores.

### Tarifas y precios

Es preciso evitar la acumulación del déficit de tarifa. Una estrategia sostenible de reducción del déficit de tarifa que no aborte la recuperación económica exige necesariamente una drástica reducción de los costes de generación del sistema eléctrico y una disciplina en los sobrecostes que se imponen al mismo.

Asimismo, se deberá introducir un mecanismo automático de ajuste periódico en los costes de acceso para garantizar que no se sigan acumulando mayores déficits.

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. Por lo tanto no se trata sólo de una medida ineficiente sino injusta.

## 4.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA Y COGENERACIÓN

En España se ha prestado poca atención históricamente a la eficiencia energética en general. En concreto, queda mucho camino por avanzar en la gestión energética integrada de grandes edificios.

La mejora de la eficiencia energética, en sentido amplio, se debe basar en facilitar las decisiones individuales de con-

sumo y ahorro, mediante una información clara en tiempo real sobre consumos y precios. Las políticas de información son esenciales para difundir los beneficios de la mejora de la eficiencia. Los contadores inteligentes y todas las tecnologías complementarias son clave tanto en el ámbito doméstico como en el sector terciario en general.

La Unión Europea ha dado prioridad a las políticas de reducción del consumo de energía con el objetivo de lograr un ahorro global en la UE del 20%. El plan de acción comunitario para la eficiencia energética comprende las siguientes acciones clave:

1. Etiquetado de aparatos y equipos, y normas mínimas de eficiencia energética.
2. Establecer requisitos de eficiencia para construir edificios de muy bajo consumo energético.
3. Aumentar la eficiencia de la generación y distribución de electricidad.
4. Consumo eficiente del combustible en los vehículos.
5. Facilitar una financiación adecuada de las inversiones en eficiencia energética para pequeñas y medianas empresas y empresas de servicios energéticos.
6. Uso coherente de la fiscalidad de la energía hacia la eficiencia energética y los aspectos medioambientales.

## 7. Sensibilización y educación respecto a la eficiencia energética.

El objetivo orientativo nacional para España de ahorro energético es del 9% con respecto al consumo anual final de los cinco años inmediatamente anteriores a la aplicación de la Directiva 2006/32/CE.

La búsqueda de la eficiencia del uso final de la energía tiene una vía de actuación singular en las empresas de servicios energéticos. Estas empresas proporcionan a sus clientes servicios orientados al ahorro o a la mejora de la eficiencia energética en condiciones de mercado. Asumen un riesgo empresarial en el diseño, desarrollo, gestión e, incluso, financiación de los proyectos concretos de ahorro, mientras los clientes se centran en su actividad propia.

Otra vía de mejora de la eficiencia energética puede estar en la generación distribuida. Por tal se entiende un sistema de generación, o de generación a pequeña escala –como pudiera ser algunos casos de cogeneración o fotovoltaica en cubiertas– que proporcionan electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada o de gran escala.

Por su parte, la cogeneración en España ha tenido un fuerte desarrollo en los sectores industriales y de refino; no así en los sectores terciario y doméstico. Así, la cogeneración supone en España del orden del 14% de la producción

eléctrica total, lo que supone un porcentaje elevado entre los países de la UE.

La cogeneración es una energía producida cerca de los puntos de consumo e incorpora las ventajas de la producción distribuida junto con las mejoras de eficiencia energética en los procesos industriales y en los usos domésticos.

La mayor eficiencia de la cogeneración implica ya un incentivo a su adopción, por lo que las políticas de fomento de la eficiencia energética deben evitar caer en un exceso de subvenciones, o en subvenciones indebidas cuando determinadas soluciones son rentables sin ellas.

Tradicionalmente se ha tratado la cogeneración como si fuese un tipo especial de energía renovable, incluyéndola en el Régimen Especial. Éste es un error conceptual que determina notables inconvenientes que aconsejan un nuevo enfoque en la línea de la normativa comunitaria sobre fomento de la cogeneración<sup>24</sup>. En este sentido, se debería contemplar la sustitución de las primas a la producción por apoyos a la inversión, y las bonificaciones por reducción de pérdidas en el transporte de electricidad cuando efectivamente se produzcan. Además, las ayudas deberían basarse en la eficiencia total de la instalación (incluyendo el calor útil) y no en la simple producción de electricidad. Un esquema de este tipo es el que se aplica en Alemania desde 2009.

<sup>24</sup> Directiva Comunitaria 2004/8/CE de 11/02/2004 sobre fomento de la cogeneración.

Al igual que en otros sectores, la simplificación de los trámites administrativos y para el acceso a las redes es una medida que debería acometerse de forma inmediata.

## 4.8. REDES E INTERCONEXIONES

### 4.8.1. Redes de distribución y transporte de electricidad

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

La red de transporte es el conjunto de líneas de muy alta tensión y alta capacidad. 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.
- 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<sup>25</sup>.

<sup>25</sup> Al ser pocas instalaciones muy relevantes, se facilita la gestión avanzada de esta red.

El nivel de calidad y fiabilidad conseguido en esta red es prácticamente del 100%. A pesar de lo que su nombre sugiere, la red de transporte no mueve grandes cantidades de electricidad; su función es más bien proporcionar al sistema eléctrico estabilidad y operabilidad, aunque se está modificando como consecuencia de los cambios en la geografía de generación renovable.

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 del servicio que éstos reciben. A pesar de ello, sólo está parcialmente mallada y automatizada en los niveles de tensión más elevados. La explotación de la red de media y baja tensión se realiza de forma local y menos automatizada, debido al elevado número de pequeñas instalaciones y al estado actual de la tecnología. En las redes de distribución sí hay un flujo de energía hacia los puntos de consumo, por lo que es aquí donde se produce la mayor parte de las pérdidas.

Cuando las empresas eran responsables del suministro en un territorio o región determinados, se trataba de optimizar la calidad y el coste en esos territorios. Sólo cuando se han integrado los sistemas nacionales y se han ido rompiendo las exclusividades territoriales mediante fusiones y adquisiciones, se ha ido haciendo patente la necesidad de adoptar criterios con perspectivas y objetivos más amplios.

Igualmente, 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 donde, 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, cada una con sus condicionantes, 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. En los últimos incidentes relevantes se ha constatado el alto coste y los problemas que origina no disponer de mayores refuerzos e infraestructuras de red.
- 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 las energías renovables, no sólo en la red de transporte sino también en la de distribución, con el previsible incremento de la generación distribuida.
- Las trabas de las distintas Administraciones al despliegue de las redes por el alargamiento de los procesos de tramitación y 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 retribución actual de la actividad de la distribución está desvinculada de la inversión y, por lo tanto, no la incentiva. Es necesario definir e implantar un modelo definitivo que incluya elementos incentivadores de la inversión y de la calidad, con tasas de retorno adecuadas bajo la supervisión de la CNE y la coordinación de las Administraciones competentes.

Las redes diseñadas tradicionalmente para llevar la energía hasta los centros de consumo deben ahora ser capaces de gestionar flujos bidireccionales de producción y de consumo en escenarios de funcionamiento muy variados manteniendo, a su vez, niveles de calidad elevados. Se requiere por ello un incremento general de robustez, fiabilidad y flexibilidad.

Adicionalmente, es importante para el sistema –y es uno de los ejes de la política energética– mejorar la eficien-

cia. Para ello son necesarios avances en la medición y telegestión de los clientes que les permitan optimizar sus consumos.

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.
- 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*).

Las aplicaciones informáticas y los equipos –como los contadores inteligentes– serán piezas esenciales de estas redes. El desarrollo de las redes inteligentes se encuentra aún en una etapa temprana, con la atención centrada en proyectos de I+D para entender mejor las posibilidades y los problemas de las nuevas infraestructuras, antes de pasar a otra fase de proyectos de escala preindustrial.

Las redes eléctricas, hoy por hoy, no pueden contar con sistemas de almacenamiento a gran escala por la naturaleza propia de la electricidad. 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. Inevitablemente 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 de cara al futuro.

Todo cambio tecnológico implica una inversión inicial fuerte que se rentabiliza a largo plazo no sólo por quien lo realiza, sino por toda la sociedad. En España, la inversión necesaria en la red de distribución se estima en 3.000 millones de euros en

los próximos ocho años. Pero para conseguir dar el salto tecnológico es preciso un cambio en la regulación que incentive realizar las necesarias inversiones en la red de distribución.

En los últimos años, la red eléctrica peninsular española se ha hecho más compleja debido a la elevada penetración de generación intermitente de fuentes renovables, que aumenta el riesgo de operación y, por lo tanto, disminuye la fiabilidad del sistema eléctrico. 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.

En el horizonte de medio plazo (2030) es previsible que se produzcan cierres de determinadas instalaciones generadoras, sobre todo de carbón, que se instale nueva generación nuclear y que aumente la generación de fuentes renovables –aunque no al ritmo de la última década–, todo lo cual aumentará la complejidad del sistema.

La planificación de las redes debe hacerse con un criterio y una visión de conjunto, y no de forma autónoma y al margen de la generación eléctrica, como hasta ahora. Para ello se deberán establecer 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.

### 4.8.2. 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 aprovechamiento de excedentes estructurales, ocasionales o estacionales.
- Para poder absorber la producción variable de generación renovable.

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 (una capacidad en sentido Francia-España del orden de 1.000-1.600 MW que debería ser de 4.500 MW conforme a las directrices de ese Consejo Europeo).

Lo cierto es que el carácter peninsular de España es una limitación geográfica, que afecta también a las interconexiones energéticas de todo tipo. España es una península (casi isla) y no va a dejar de serlo. 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 entre sistemas. Sin embargo, es difícil que se llegue a dar un comercio internacional masivo de electricidad por la dificultad de transportar grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias y por el coste que supone. 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 de los mercados interiores de la energía y de la consiguiente integración de las infraestructuras físicas. La Unión Europea debe dotarse de instrumentos para asegurar que esos objetivos se cumplen de forma efectiva.

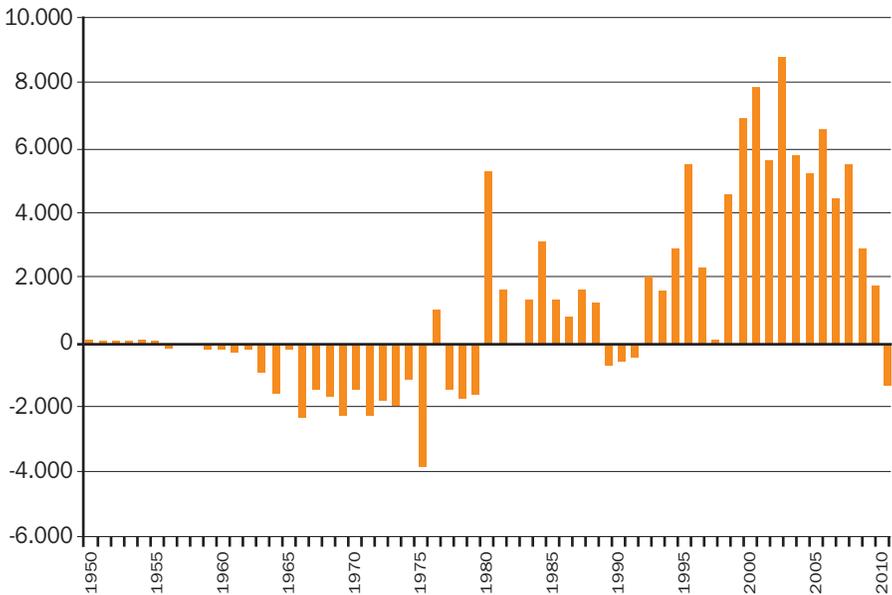
En los últimos años, el sistema eléctrico español ha venido aprovechando los precios comparativamente bajos de exportación de Francia de excedentes de producción nuclear. De esta forma, el saldo ha sido en los últimos años importador. Pero esto no ha sido siempre así. Desde 1956 a 1979, España era exportadora neta frente a Francia. El signo empezó a cambiar en 1980 (ver figura 16).

Desde 2004, el sistema eléctrico español tiene todos los años un saldo exportador global con el conjunto de nuestros

FIGURA 16.

**Saldo de intercambios con Francia (GWh) 1950-2010**

(valores positivos indican importación, negativos exportación)



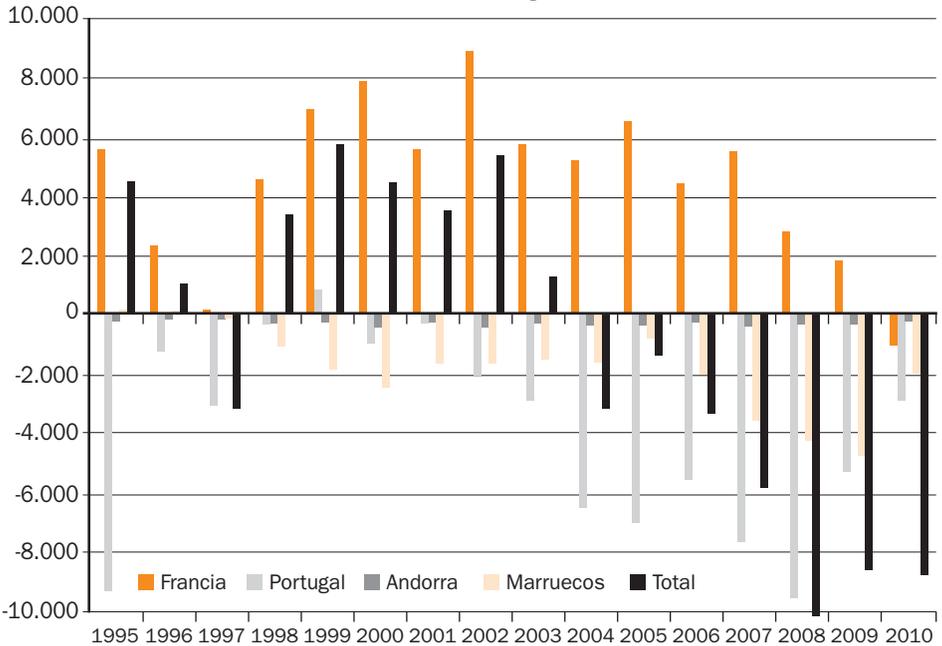
Fuente: UNESA, REE

vecinos (figura 17). 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 mejores márgenes de reserva de Europa, cosa que no sucede con nuestros vecinos, que son importadores netos sistemáticamente, salvo Francia. En este caso, Francia tiene excedentes muy importantes, pero están comprometidos contractualmente con otros países importadores. Por ejemplo, Italia importa de Francia del orden del 20% de su consumo interno.

FIGURA 17.

**Saldo de intercambios internacionales (GWh) 1995-2010**

(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 capacidad de intercambio con Francia empieza a ser importante para Francia, por lo que no debe sorprender que este país muestre ahora buena disposición para completar aquellos proyectos de interconexión largo tiempo postpuestos. 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.

Las interconexiones internacionales, sobre todo con Europa a través de Francia, deben ser una pieza importante de la estrategia de desarrollo de la red de transporte. La acción política debe dirigirse a conseguir que se cumplan los acuerdos alcanzados hasta la fecha en cuanto a nuevos corredores a través de los Pirineos.

No debe repetirse el error de construir más interconexiones terrestres en corriente continua, como sucede con la de los Pirineos orientales. Esta consideración es particularmente oportuna si se decide estudiar alguna futura interconexión submarina de larga distancia para conectarse con otros países europeos, como Italia, esquivando la barrera que históricamente ha supuesto la frontera con Francia. En la actualidad se están proyectando en el norte de Europa conexiones submarinas de larga distancia de este tipo.

### 4.8.3. 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 avanzados 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.

## 4.9. MERCADOS, PRECIOS Y REGULACIÓN ELÉCTRICA

En cualquier proceso de liberalización, los mercados son la pieza esencial. Su diseño y su funcionamiento son, por lo tanto, cuestiones clave. Gobiernos y reguladores deben prestarles atención constante y detallada, de forma consecuente con la realidad compleja de los procesos de transición a la plena competencia, tanto en los segmentos mayoristas como minoristas.

En el sector eléctrico español se acumulan las cuestiones pendientes. Buena parte de ellas tienen que ver con el diseño de los mercados eléctricos. Las más importantes son las siguientes:

- El diseño de los mercados mayoristas y las modalidades de contratación al por mayor.
- El diseño de los mercados minoristas: precios y tarifas, tarifas de último recurso, metodología para su cálculo y actualización.
- El problema del déficit tarifario, sus causas y sus posibles vías de solución.
- Los costes incluidos en las tarifas de acceso, que forman parte cada vez más importante del precio final de la electricidad.
- La eliminación de distorsiones tanto al funcionamiento de los mercados como a los precios, con objeto de que éstos envíen a todos los agentes las señales adecuadas para racionalizar su actuación.
- El grado de concentración en cada mercado, su evolución, la supervisión de la competencia efectiva y el control de las operaciones de concentración.

#### 4.9.1. Los mercados de electricidad

El funcionamiento del mercado mayorista de electricidad está distorsionado fundamentalmente por el peso creciente de una generación de origen renovable subvencionada mediante primas fuera del mercado.

Aunque se haya afirmado que la mayor penetración de las renovables da lugar a una reducción del precio del mercado mayorista conocido como “precio del *pool*”, este efecto queda más que compensado por otros dos de signo contrario:

- El mayor coste de las primas a las renovables, que será tanto mayor cuanto más importante fuese el efecto reductor.
- El incremento de los costes variables de las otras tecnologías de generación, como consecuencia de su menor factor de utilización y la necesidad de recuperar los costes fijos con una menor producción vendida en el mercado mayorista.

En todo caso, y contrariamente a lo generalmente aceptado, las señales más importantes del mercado eléctrico no son el precio del mercado mayorista o *pool*, sino el precio medio final de la electricidad (incluyendo la parte del déficit pendiente de inclusión en las tarifas) y el sobrecoste que representan las primas a las renovables en relación con el coste de la energía adquirida.

El mercado minorista está distorsionado por la generación del déficit de tarifa, por la existencia de la tarifa de último recurso aplicada a un colectivo muy amplio de consumidores (aunque ésta responde a un mandato contenido en la Directiva 2003/54/CE) y por la existencia del bono social.

En cuanto al grado de concentración en el mercado de electricidad, las cuotas de mercado actuales muestran una disminución de la concentración, tanto en generación como en distribución y comercialización. Estos datos deben valorarse como uno de los resultados positivos del proceso de liberalización iniciado en 1996. Sin embargo, hay que seguir profundizando en el aumento de la competencia y en la vigilancia de actuaciones anticompetitivas o situaciones oligopolísticas.

### 4.9.2. Precios y tarifas

Según datos de Eurostat, los precios de la electricidad en España son superiores a la media en comparación con el conjunto de la UE-27. El cuadro siguiente resume los datos correspondientes al segundo semestre de 2008.

CUADRO 10.

#### **Precios medios de la electricidad en España y en la UE-27 para consumidores domésticos e industriales**

(Primer semestre. 2010), en €/100 kWh

<b>País</b>	<b>Consumidores domésticos</b>	<b>Consumidores industriales</b>
España	17,28	11,67
UE-27	16,76	10,37

Fuente: Eurostat

Como puede verse, la electricidad en España no es barata, pues se sitúa por encima de los promedios europeos. Esta comparación empeora para España si se introduce en

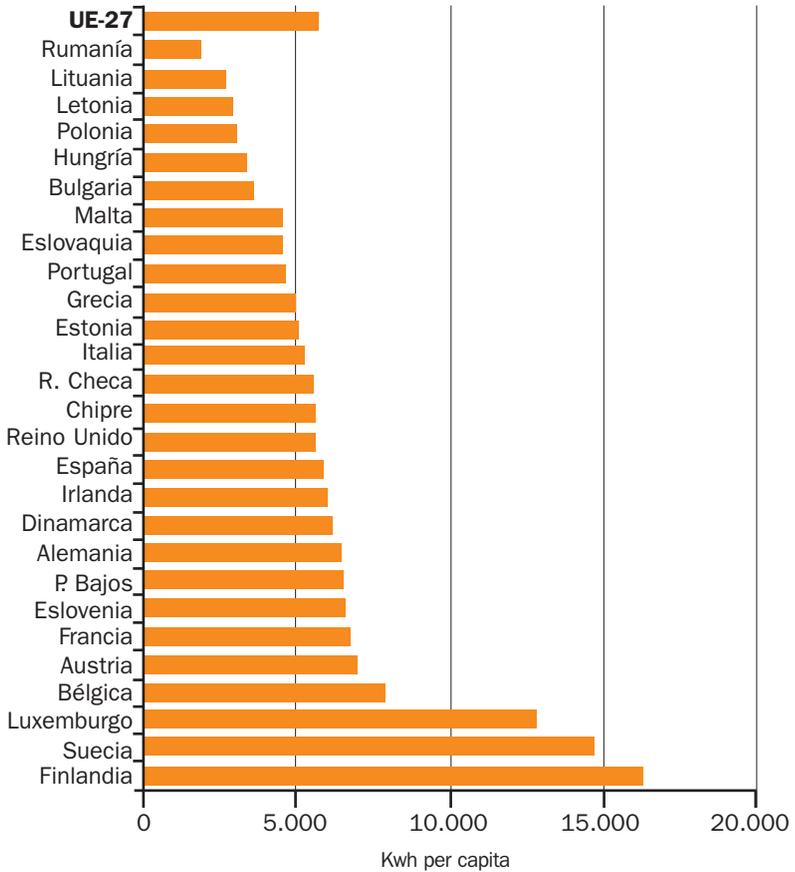
ella el efecto del déficit de tarifa que aún no está incluido en los precios. Además, en los últimos años se ha producido también un encarecimiento en términos relativos con el resto de países europeos, lo que supone un deterioro de la competitividad de los sectores industriales en España y una pérdida de empleo.

En el caso de las economías domésticas, la comparación debe hacerse tomando en cuenta dos parámetros: la renta familiar disponible, y el consumo energético y eléctrico de la unidad familiar. En cuanto al consumo por habitante, España se encuentra en una posición media en la UE, si se excluyen los países escandinavos y Luxemburgo, cuyo consumo por habitante es mucho más alto que en el resto de Europa. En los últimos años, España ha sobrepasado a países como Italia y el Reino Unido, históricamente más consumidores que el nuestro (figura 18).

Existe una sensibilidad social y, sobre todo, política, a los precios de la electricidad por su impacto en el IPC. Un sencillo cálculo muestra que 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.

FIGURA 18.

**Consumo de electricidad por habitante en la UE (2007)**



Fuente: Eurostat

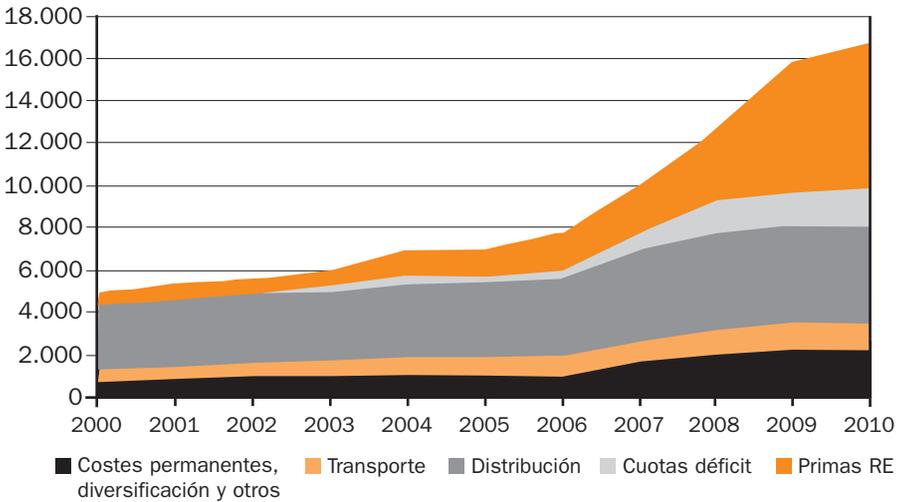
### 4.9.3. Las tarifas de acceso

Las tarifas de acceso son el componente de la tarifa eléctrica que incluye todos los costes distintos del coste de la generación de energía. Se incluyen los costes debidos al uso de las redes de transporte y distribución, y otros costes regulados del sistema: los costes de comercialización, el coste de funcionamiento de la CNE, las primas al Régimen Especial y otros (compensaciones de coste de los sistemas extrapeninsulares e insulares, gestión de los residuos nucleares, políticas de gestión de la demanda).

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. Se ha propuesto trasladar algunos de ellos a los Presupuestos Generales del Estado o a otras vías de financiación, aunque no se oculta la dificultad de hacerlo por el impacto que cualquier decisión de este tipo tendría sobre el déficit público y sobre el cumplimiento del Pacto de Estabilidad y Crecimiento. Basta pensar en la cuantía de las primas anuales a las energías en el Régimen Especial (6.000 millones de euros en 2009). Sin embargo, es evidente que los precios finales de la electricidad están distorsionados al alza por algunas de estas partidas de gasto.

La figura 19 muestra la evolución del coste total de acceso en los últimos años, que prácticamente se ha duplicado en cuatro años.

FIGURA 19.  
**Evolución de los costes de acceso (2000-2010)**  
 (En millones de euros)



Fuente: Elaboración propia, con datos de CNE y MITYC

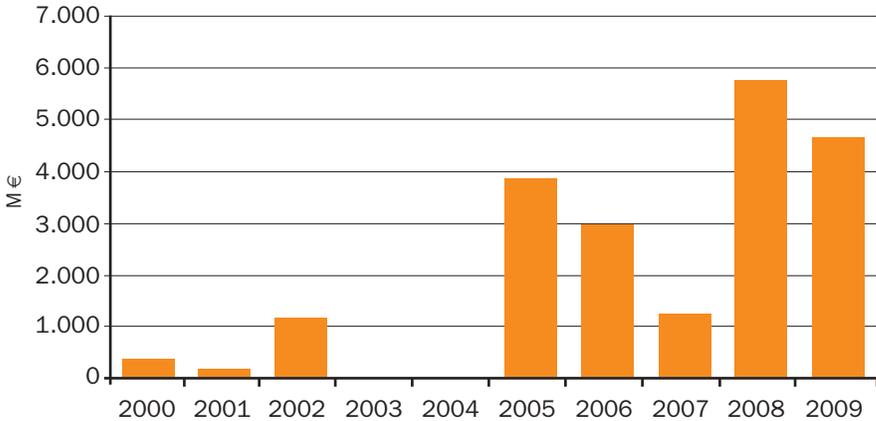
#### 4.9.4. El déficit de tarifa

El déficit de tarifa empezó a producirse entre los años 2000 a 2002, de forma limitada, como consecuencia de la diferencia entre los precios de la energía considerados en las tarifas y los precios reales del mercado, pero no tuvo continuación en los años siguientes por corregirse la situación mediante el ajuste de tarifas correspondiente. Sólo a partir de 2005, como consecuencia de la decisión de no elevar las tarifas por encima del IPC, se produce un déficit creciente, cuyo importe acumulado puede llegar a finales de 2010 a los 20.000 millones de euros (figura 20).

FIGURA 20.

**Evolución del déficit de tarifa (2000-2009)**

(En millones de euros)



Fuente: CNE

Aunque el Gobierno socialista decidió resolver el problema mediante una disposición que limita las cuantías anuales del déficit hasta 2013, lo cierto es que ya en 2010 se ha generado un déficit superior al inicialmente previsto, en este caso por el importe creciente de las primas a las renovables en los precios finales de la electricidad. Dichas primas están incluidas en los peajes de acceso. La cantidad que las empresas tienen actualmente pendiente de titularizar es de 14.624 millones de euros.

La causa última del déficit está en que la totalidad de lo recaudado a los clientes en los peajes de acceso no es suficiente para cubrir todos los costes reconocidos a las actividades reguladas y demás conceptos incluidos en di-

chos peajes. La solución al problema del déficit sólo puede venir por una de las siguientes vías o una combinación de ellas:

- Un incremento de los peajes de acceso para que cubran la totalidad de los costes reconocidos, junto con una revisión periódica, al menos anual, de unos y otros, para asegurar que se produce un ajuste continuo, de forma que los desajustes previsibles sean temporales y de cuantía pequeña.
- La revisión periódica de los costes incluidos en las tarifas de acceso para reducir su cuantía.
- Traspasar algunos de estos costes fuera de la tarifa, asumiéndolos una parte más amplia de la población, puesto que costes derivados de una política nacional –como, por ejemplo, la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>– no tienen que ser soportados únicamente por los consumidores de electricidad.

Una solución satisfactoria a este problema, con contribución por todas las partes y que minimice los costes asociados a su implantación, debería apuntar, en primer lugar, a evitar la generación de nuevo déficit. Esto exigiría, mientras persista el déficit de tarifa, una suspensión temporal en la instalación de nuevas plantas de producción eléctrica que requieran de apoyos fuera de mercado o primas, ya que no harían más que generar un mayor déficit.

También habrá que realizar el cambio de modelo en los incentivos a las renovables, mediante la generalización de las subastas y los apoyos con estímulos fiscales en lugar de primas, subvenciones directas o precios garantizados.

Además de eliminar el déficit y las demás distorsiones de los precios de la electricidad, habría que poner en marcha algunas medidas de alcance:

- Analizar el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de las alternativas para eliminar la obligatoriedad de oferta en el mismo con vistas a sustituir el mercado del *pool* por mercados tipo bolsa, con competencia entre plataformas, donde se puedan cotizar bloques de energía.
- Evitar cualquier discriminación entre las distintas modalidades de contratación al por mayor.
- Evaluar la regulación y eliminar las inconsistencias en la misma.
- Eliminar progresivamente de los peajes de acceso, y en general de los precios, todos los componentes que no reflejen costes necesarios para el suministro.

#### 4.9.5. Regulación y organismos reguladores

La experiencia de doce 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. 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 disposiciones 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 excesivos de interpretación de las normas.

Los procesos administrativos de tramitación de nuevas instalaciones (o de modificación de las existentes) deben ser sencillos, poco costosos, claros y abiertos a las alegaciones de los posibles afectados.

Los plazos previstos en la normativa deben cumplirse y es preciso evitar la judicialización excesiva de los procesos de tramitación. Debe mejorarse la normativa vigente para que las decisiones sobre alegaciones sean rápidas y no contribuyan a alargar de forma injustificada los plazos de tramitación.

Los criterios de uso del territorio –urbanísticos, ambientales u otros– deben ser tan claros como sea posible y deben ser establecidos a priori, sin ambigüedades que dificulten su aplicación o la dejen sujeta a un grado inaceptable de discrecionalidad. Dichos criterios deben ser homogéneos a escala nacional, para evitar que dos instalaciones iguales se vean sometidas a normas y exigencias distintas según en qué territorio se encuentren situadas.

Lo que está en juego es la seguridad jurídica y las restricciones innecesarias e inaceptables a la libertad económica.

Los mercados liberalizados requieren una supervisión capaz, eficaz y ágil o, lo que es lo mismo, un organismo regulador capaz e independiente. En España, la Comisión Nacional de Energía necesita mejorar la calidad de su actuación y su credibilidad. Los organismos reguladores deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Plena independencia tanto respecto de las empresas a las que supervisan como de las Administraciones Públicas.
- Funciones definidas con claridad y orientadas a los objetivos de la estrategia energética nacional.
- Capacidad técnica 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 evitar solapamientos en sus actuaciones.

Para ello, es preciso revisar el funcionamiento de la CNE a la vista de la experiencia de los últimos doce años y proponer fórmulas para su mejora. Ello pasaría por diseñar un procedimiento de nombramiento de sus consejeros que

asegure esa independencia y el nivel necesario de capacidad y prestigio.

## 4.10. ACEPTACIÓN SOCIAL

### 4.10.1. 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.
- La mayor complejidad administrativa de los propios procesos de tramitación, 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, lo que repercute en la seguridad de los sistemas energéticos e incluso en la capacidad de los mismos para atender a la demanda. Algunos de los incidentes que han

tenido lugar en años recientes en España han estado causados por la paralización de la autorización de determinadas líneas eléctricas. Por una parte, regiones o zonas con escasa generación necesitan de líneas para llevar la electricidad hasta el consumo. Por otra, zonas con escasez de líneas ven en peligro la seguridad de suministro.

- Una percepción pública cada vez más generalizada de que dichas infraestructuras son 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 buen ejemplo 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 normas aplicables.
- 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 instala-

ción 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.

#### 4.10.2. Carencia de información

En el Eurobarómetro sobre tecnologías energéticas publicado en 2007<sup>26</sup> se pone de manifiesto que la sociedad española está entre las menos informadas –y menos intere-

<sup>26</sup> Eurobarometer, *Energy Technologies: knowledge, perception, measures*, EUR22396.

## PROPUESTAS PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA NACIONAL

sadas– acerca de las cuestiones energéticas, tal como se muestra en las diversas tablas del cuadro 11.

CUADRO 11.

### En relación con la producción de energía, ¿de cuáles de las siguientes tecnologías ha oído Ud. hablar?

Respuestas positivas en %

	Fisión nuclear	Hidrógeno	Geotérmica	Océano	Celdas de combustible	Nucleares 4 <sup>a</sup> generación	Carbón limpio	CCS	ITER	Negawtt	Ninguna
UE-27	58	53	44	43	41	31	24	21	9	7	19
España	47	43	24	27	23	17	19	15	4	3	38

### Según su conocimiento, ¿es su país dependiente energéticamente del exterior?

	Totalmente	Mucho	Algo	Poco	Nada	No sabe
UE-27	16	45	23	5	4	7
España	14	28	23	6	6	24

### ¿Está Ud. a favor del uso de las siguientes tecnologías en su país?

	Respuestas España (%)	Respuestas Promedio UE (%)
Energía solar	76	80
Energía eólica	67	71
Energía hidroeléctrica	60	65
Biomasa	55	38
Gas	38	42
Carbón	27	26
Energía nuclear	14	20

## 5

# RECOMENDACIONES PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA NACIONAL

### 5.1. UN NUEVO MODELO ENERGÉTICO

España necesita definir una clara estrategia energética. Esa estrategia debe partir de unos objetivos claros y estables, y de unos principios coherentes con ellos. Del grado de 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.

#### 5.1.1. 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 precio depende 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.

### 5.1.2. Principios

- **Una estrategia energética definida con claridad** y que responda a los objetivos nacionales. Sin una estrategia nacional, no hay ninguna otra estrategia. Así, la política energética debe estar integrada con la política económica y ser plenamente coherente con ella.
- **Una política energética con una dimensión internacional clara.** La coherencia entre las políticas energética y exterior resulta esencial para el éxito de una política ener-

gética que sirva a los intereses nacionales y al bienestar de los ciudadanos.

- **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.
- **Seguridad jurídica** como condición y marco en el que se pueda desarrollar eficientemente la libre actuación de los agentes económicos. Sin una confianza en la estabilidad de las normas y en la actuación independiente y eficaz de la justicia y de todos los mecanismos de resolución de disputas, no se dan las condiciones para la toma eficiente de decisiones a largo plazo y la asunción de riesgos. La financiación de inversiones a largo plazo en óptimas condiciones requiere de un marco de seguridad jurídica y de la ausencia de 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 las capacidades necesarias para llevar a cabo sus funciones, y desarrollarlas con la máxima eficacia e independencia. Los mercados energéticos, por su complejidad y las características de monopolio natural en algunos de sus segmentos, requieren de una atención regulatoria perma-

nente al servicio del interés general y de la promoción de la competencia.

- **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, minimizar sus desventajas y mitigar los riesgos asociados al elevado grado de dependencia energética de España.

## 5.2. PROPUESTAS

### 5.2.1. Un sistema energético basado en mercados eficientes y competitivos

1. Asegurar el funcionamiento competitivo de los mercados eléctricos y de hidrocarburos liberalizados mediante el fomento de una mayor competencia efectiva y el reforzamiento de los mecanismos de vigilancia ante comportamientos anticompetitivos o situaciones oligopolísticas.
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.** Establecer para las nuevas instalaciones calendarios, conocidos a priori, de desaparición paulatina de los apoyos fuera de mercado. Esta desaparición se hará de forma acompasada con la mejora en los costes de las tecnologías que actualmente reciben primas, incentivando así el propio proceso de convergencia en costes. Para aquellas tecnologías del Régimen Especial más maduras se deberá establecer una fecha próxima en la que las nuevas instalaciones serán retribuidas exclusivamente en condiciones de mercado no discriminatorias.
  - b.** Cambiar el modelo de los incentivos a las tecnologías del Régimen Especial menos maduras mediante la generalización de los procesos de subasta

con apoyos en forma de estímulos fiscales en lugar de primas o precios garantizados distorsionadores de los mercados.

- c.** Asegurar que en el 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 derivados del exceso de potencia instalada por encima de los objetivos nacionales será asumido directamente por el presupuesto propio de aquellas CCAA que excedan su cuota en el objetivo nacional total.
  - d.** Mientras persista la acumulación de déficit de tarifa, introducir una suspensión temporal en la instalación de nuevas plantas de producción eléctrica que requieran de apoyos fuera de mercado.
  - e.** 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.** Proporcionar un marco fiscal para la energía transparente y neutral que evite la existencia de subsidios cruzados entre productos (por ejemplo, diesel *versus* gaso-

linas) o entre subsectores energéticos (por ejemplo, electricidad *versus* productos petrolíferos).

6. Analizar el funcionamiento del actual mercado mayorista de la electricidad (*pool*) y sus alternativas con el objetivo de eliminar la obligatoriedad de oferta en el mismo y proceder a su sustitución por mercados tipo bolsa, con competencia entre plataformas, donde se puedan cotizar bloques de energía.

### 5.2.2. Una energía eléctrica sostenible y competitiva

7. Eliminar de las tarifas y de los peajes del sector de la electricidad todas las subvenciones a fin de que contengan únicamente costes regulados vinculados directamente a las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad no liberalizadas.
8. Analizar el impacto redistributivo efectivo del ‘bono social’ y proceder a su eliminación y sustitución por un tratamiento fiscal adecuado de los hogares con actual acceso al mismo.
9. Revocar el cierre de la central nuclear de Santa María de Garoña.
10. Asegurar el alargamiento de la vida de las centrales nucleares actualmente en operación con carácter ordinario hasta los sesenta años mientras cumplan con las es-

trictas 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 más allá de los sesenta años en función de criterios aceptados en otros países y siempre con la garantía de las condiciones de seguridad de operación de las instalaciones.
- 12.** Iniciar un plan de selección de emplazamientos para nuevas centrales nucleares, empezando por los más adecuados dentro de los existentes, que serán adjudicados preferiblemente mediante concurso público.
- 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.** 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 su seguridad o el incumplimiento grave de la legislación vigente.

15. Revisar la situación de la generación minihidráulica para remover los obstáculos administrativos que actualmente paralizan numerosos proyectos.
16. Revisar el sistema de retribución de la actividad de distribución eléctrica, de forma que se incentive la realización de nuevas inversiones que mejoren la calidad del suministro eléctrico.
17. Poner en marcha un plan de actuaciones en materia de gestión voluntaria de la demanda, facilitando 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.
18. 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.

### **5.2.3. Seguridad jurídica, eficiencia administrativa y excelencia supervisora**

19. Redactar textos refundidos de las actualmente vigentes Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos, modificándolas en lo que sea necesario para asegurar su coherencia.

- 20.** Se clarificarán 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 y en la reducción de costes.
- 21.** Asegurar la armonización a nivel nacional de los impuestos, tasas y gravámenes de cualquier tipo sobre la energía.
- a.** 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.
  - b.** Dar solución definitiva al déficit de tarifa acumulado, mediante la titulización del que quede pendiente, el establecimiento de una norma que obligue a un ajuste continuo de los peajes y a revisar con carácter periódico los distintos componentes de las retribuciones reguladas.
- 22.** Diseñar un sistema de nombramiento o elección de los miembros de la Comisión Nacional de Energía y del Consejo de Seguridad Nuclear que asegure su independencia y capacidad.

- 23.** Abrir un proceso de revisión y evaluación del funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía y de elaboración de propuestas para su mejora.
- a.** Revisar sus funciones, modificándolas si es preciso, con objeto de mejorar su funcionamiento, eficacia, transparencia, así como la seguridad jurídica del marco regulatorio.
  - b.** Diseñar un procedimiento de selección y nombramiento de sus miembros que asegure los niveles de independencia, capacidad y prestigio necesarios.
- 24.** Asegurar la coordinación de las actuaciones de los distintos organismos reguladores, evitando solapamientos e incoherencias.
- 25.** Reformar el Estatuto del Consejo de Seguridad Nuclear con el fin de 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).
- 26.** Mejorar los procesos de consulta para la discusión de nuevas normas dotándolos de una mayor transparencia y rigor.

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

27. Fomentar el desarrollo tecnológico en 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.
  - a. Priorizar en los programas nacionales de I+D las siguientes áreas: ahorro de energía, tecnologías complementarias a la generación a partir de fuentes renovables (predicción y gestionabilidad), sistemas de gestión de la energía, soluciones domóticas, sistemas de almacenamiento de energía, tecnologías complementarias a la electrificación del transporte, tecnologías de generación a partir del carbón con reducción de emisiones y, singularmente, el desarrollo de redes eléctricas inteligentes.
28. Empezar un proyecto de ciberseguridad a escala nacional que proteja las redes eléctricas con sistemas avanzados frente a ataques cibernéticos como los que ya se han sufrido en otros países.
29. Proporcionar un marco administrativo ágil y transparente que permita la exploración de los recursos petrolíferos y gasísticos potencialmente disponibles en territorio y aguas españolas como las situadas cerca de las islas Canarias.

- 30.** Aplicar políticas de mejora de la eficiencia energética en el sector del transporte, incluyendo el fomento del transporte de mercancías por ferrocarril. A más largo plazo, y en función de los avances tecnológicos y de los costes, promover la sustitución del petróleo en el transporte por otras fuentes de energía.

### **5.2.5. Una política energética con visión estratégica**

- 31.** Acometer la elaboración de estudios oficiales 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.
- 32.** 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 irrenunciable para la creación del mercado interior de la energía.
- 33.** 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 reparto de facto del mercado europeo que actualmente realizan Argelia y Rusia.

## PROPUESTAS PARA UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA NACIONAL

- 34.** Desarrollar el apoyo diplomático a las empresas españolas en sus actividades en el exterior, atendiendo en particular a la protección de inversiones.
- 35.** Reforzar las acciones diplomáticas y políticas bilaterales con los países productores de hidrocarburos de cara a mantener una adecuada diversificación de las fuentes de suministro.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de la Energía** (2009). Key Energy Statistics.
- Agencia Internacional de la Energía** (2010). Projected costs of generating electricity.
- Agencia Internacional de la Energía** (2010). World Energy Outlook.
- BP** (2010). BP Statistical Review of World Energy.
- Center for Strategic and International Studies** (2010). The Geopolitics of Energy.
- Chatham House** (2009). Paul Stevens. The coming Oil Supply crunch.
- Clingendael International Energy Programme** (2008). Oil Turbulence in the next decade.
- Comisión Europea** (2006). Eurobarometer. Attitudes towards Energy.
- Comisión Europea** (2008). Eurobarometer. Energy Technologies. Knowledge, perception, measures.
- Comisión Nacional de Energía (CNE)**. Informes periódicos de supervisión del mercado minorista de electricidad, informes sobre las ventas del Régimen Especial.
- Conservatives** (2009). Rebuilding Security.
- Department of Energy** (2010). International Energy Outlook 2010.
- ENTSO-E** (2010). System Adequacy Report 2008-2020.
- Eurostat**. (2010). Energy. Yearly Statistics 2008.
- EWEA** (2009). Pure Power. Wind Energy targets for 2020 and 2030.
- FUNCIVA** (2008). F. Castelló, J. Surda. ¿Qué papel debe jugar la

- energía nuclear en el futuro mix energético español?
- FUNCIVA** (2009). F. Castelló, M. Canseco, J. Sureda. Perspectivas reales de las energías renovables.
- Fundación para estudios sobre la energía** (2009). El petróleo y el gas natural. Situación actual y perspectivas.
- House of Commons, Trade and Industry Committee** (2006). New Nuclear. Examining the issues.
- IDAE** (2005). Plan de Energías Renovables 2005-2010.
- Market Observatory for Energy** (UE) (2009). Europe's Energy Position. Markets and Supply.
- 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.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio** (2009) Libro de la Energía 2008.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio** (2010) Libro de la Energía 2009.
- OECD** (2010). Public attitudes to Nuclear Power.
- OPEC** (2009). World oil Outlook 2009.
- Oxford Institute for Energy Studies** (2010). Fassam Batouh. Price formation in Oil markets. Some lessons from 2009.
- 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.
- Stanford University & Baker Institute** (2004). The Geopolitics of Natural Gas.
- 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** (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.

**World Nuclear Association** (2008). The Economics of Nuclear Power.

**WWEA** (2010). World Wind Energy Report.

## AGRADECIMIENTOS

Para la elaboración de este documento se han celebrado múltiples seminarios, reuniones y encuentros. Se han solicitado colaboraciones y formulado consultas que han resultado de gran valía para la elaboración del informe.

Sólo FAES, sin embargo, es responsable del texto final publicado.

La Fundación quiere agradecer la participación, las opiniones, reflexiones y aportaciones de las personas e instituciones que se citan a continuación.

**Mariano Cabellos Velasco**

Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad Complutense de Madrid.

**Víctor Calvo-Sotelo**

Ingeniero. Gabinete de Presidencia, Partido Popular.

**Alfonso Fidel Carbajo Isla**

Economista.

**Antonio Colino Martínez**

Académico de la Real Academia

de Ingeniería. Consejero del Consejo de Seguridad Nuclear. Ex presidente de ENRESA.

**José Luis Díaz Fernández**

Catedrático emérito de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Madrid.

**Cesar Dopazo García**

Académico de la Real Academia de Ingeniería. Catedrático del Centro Politécnico Superior, Universidad de Zaragoza.

**Antonio Erias Rey**

Diputado por La Coruña.  
Portavoz de la Comisión de  
Industria, Turismo y Comercio.  
Portavoz de Energía.  
Catedrático de Economía  
Aplicada Universidad Coruña.

**María Teresa Estevan Bolea**

Directora general de SITESA  
INGENIEROS, S.A. Ex presidenta  
del Consejo de Seguridad  
Nuclear y ex directora general de  
Medio Ambiente. Ex presidenta  
del Consejo Superior de  
Industria y Energía y ex conseje-  
ra de la CNE.

**José Fernández Olano**

Licenciado en Económicas y  
Empresariales. Doctor Ingeniero  
de Minas.

**Carmen Fernández Rozado**

Miembro de la Comisión  
Nacional de Energía. Inspectora  
de Hacienda en excedencia.

**Carlos Floriano Corrales**

Diputado por Cáceres. Portavoz  
de la Comisión de  
Medioambiente del Grupo  
Parlamentario Popular en el  
Congreso de los Diputados.  
Secretario de Comunicación  
del PP. Doctor en Derecho y  
profesor titular de Teoría  
Económica.

**José Antonio Guillén Marco**

Director de Regulación de Gas  
Natural Fenosa.

**María Teresa de Lara Carbó**

Diputada por Madrid. Portavoz  
de la Comisión Mixta de Cambio  
Climático.

**Juan Laso Rodríguez**

Presidente, Asociación  
Empresarial Fotovoltaica.

**Verónica Lipperheide Guzmán**

Directora corporativa de Medio  
Ambiente, MAXAM.

**Guillermo Mariscal Anaya**

Diputado por las Palmas del  
Grupo Parlamentario Popular.  
Portavoz Adjunto en la Comisión  
de Industria, Turismo y Comercio.

**Fernando Marti Scharfhausen**

Vicepresidente de la Comisión  
Nacional de Energía.

**Ricardo L. Martínez Rico**

Presidente ejecutivo de Equipo  
Económico. Técnico comercial y  
economista del Estado. Ex secre-  
tario de Estado de Presupuestos  
y Gastos.

**Pedro Mielgo Álvarez**

Socio director de Nereo  
Consulting. Ex presidente de Red  
Eléctrica de España.

**Conrado Navarro Navarro**

Ingeniero de Minas. Especialidad  
en Energía y Combustibles.

**Ana Palacio Vallelersundi**

Ex ministra de Asuntos Exteriores del Gobierno de España. Ex primera vicepresidenta ejecutiva del Área Internacional y consejera jurídica del Banco Mundial. Ex miembro del Comité Ejecutivo de Areva.

**Antonio Peñarrubia Ibáñez**

Ingeniero Industrial. Experto en energía nuclear de Iberdrola.

**Fidel Pérez-Montes**

Ingeniero Industrial. Abogado

**Manuel Pizarro Moreno**

Del patronato de la Fundación FAES.

**Rosa María Sánchez-Yebra**

Técnico comercial y economista del Estado. Coordinadora de Economía en la Asesoría del grupo Parlamentario Popular.

**Andrés Seco García del Valle**

Country Manager España de KEMA.

**Jaime Segarra Culilla**

Presidente de la Comisión de Energía del Colegio de Ingenieros Industriales de Madrid.

**Manuel de Vicente-Tutor**

**Rodríguez**

Inspector de Hacienda. Socio director de Equipo Económico.

**PROPUESTAS  
PARA UNA  
ESTRATEGIA ENERGÉTICA  
NACIONAL**

**Director:**  
**Fernando Navarrete**  
**Coordinador:**  
**Pedro Mielgo**

Con la colaboración especial de:  
**José Luis Díaz Fernández, César Dopazo,  
José Antonio Guillén, Conrado  
Navarro, Fidel Pérez-Montes y  
Manuel de Vicente-Tutor**

**[www.fundacionfaes.org](http://www.fundacionfaes.org)**