

Cámaras

**Grupo Trabajo
DE Energía**

INFORME FINAL



2006

ÍNDICE

1. Introducción	2
2. Análisis de los Mercados Energéticos	4
3. Sector Eléctrico	6
4. Sector Gas	20
5. Sector Petróleo y Derivados	30
6. Perspectivas del Sector Energético a Medio Plazo	40
7. Conclusiones, Propuestas y Recomendaciones	61
Bibliografía	66
Anexo I. Unidades	67

1. *Introducción*

La energía es el motor de nuestro mundo. De ella depende el funcionamiento de industrias, comercios y hogares, con un efecto directo sobre el bienestar de los ciudadanos, así como sobre la productividad, la competitividad y la calidad de nuestro tejido empresarial y, en último término, sobre el desarrollo económico.

El momento económico actual se caracteriza por una bonanza con crecimiento sostenido, precios elevados del petróleo, necesidades energéticas crecientes, un aumento de la conciencia medioambiental, y una clara tendencia a la globalización. En este entorno, las empresas sienten la necesidad de disponer de un marco energético estable, que reduzca las incertidumbres sobre este elemento esencial en un horizonte compatible con los de las decisiones estratégicas de inversión.

La complejidad de los sistemas energéticos aconsejan actuar en el diseño de políticas y de cambios institucionales con la máxima prudencia y consenso, a la vez que con decisión y visión del modelo futuro de referencia. Todo ello ha llevado al Consejo Superior de Cámaras de Comercio a un proceso de debate entre todos los agentes vinculados al sector energético, para afrontar de la mejor forma posible los nuevos retos que se presentan para asegurar este producto básico en cantidad y calidad.

El sector energético se caracteriza actualmente por tener que afrontar tres retos principales:

- La sostenibilidad del modelo energético requiere una estrategia energética en España a largo plazo, pues en el contexto actual nos encontramos ante una creciente demanda energética, una elevada dependencia energética exterior, una necesidad de desarrollar nuevas infraestructuras energéticas y un creciente respeto por el medio ambiente.
- La garantía de suministro de energía es compleja. El negocio energético es complicado y el sistema exige una correcta coordinación de todos sus elementos en todo momento, tanto en el terreno operativo como en el normativo. Si la capacidad de generación o las redes de transporte y distribución son insuficientes, o si los mecanismos de coordinación son ineficientes, se pueden producir interrupciones en el suministro y caídas de tensión. Además, la integración de las energías renovables, en especial de la eólica, debe hacerse de forma segura, a pesar de los condicionantes: tecnología poco gestionable, impredecibilidad en el medio y largo plazo y limitada contribución a la estabilidad del sistema.
- La implantación de mercados supra-nacionales (Mercado Ibérico de Electricidad y Mercado Único Europeo de la Electricidad) podría dotar de mayor seguridad de suministro al sistema, una vez salvados los problemas de

armonización regulatoria en la UE e incrementada la interconexión entre la Península Ibérica y el resto de Europa.

Objetivo del Documento

El Consejo Superior de Cámaras de Comercio, Industria y Navegación de España, en el ejercicio de la función consultiva encomendada por Ley, quiere analizar el sector energético y establecer un posicionamiento de las Cámaras en materia de energía, para concretar sus recomendaciones sobre el sector.

En el presente documento se describe un análisis actualizado sobre la situación energética actual en España y su posible evolución en un horizonte de 10-20 años, así como una serie de propuestas de mejora en materia energética tras su discusión con los agentes involucrados en el sector (empresas y asociaciones productoras y consumidoras de energía, instituciones y Cámaras). Se han establecido jornadas de trabajo donde se han recogido las aportaciones de los agentes, quienes han ayudado a formular propuestas de actuación en materia energética detalladas en este documento.

Contenido del Documento

El esquema del presente documento es el siguiente:

- En el capítulo 2 se analizan los mercados energéticos: producción y consumo de energía primaria, consumo de energía final e intensidad energética final.
- En los capítulos 3, 4 y 5, se tratan los aspectos más significativos de los sectores eléctrico, gas y petróleo, respectivamente, desde el punto de vista de la demanda, oferta, organización de cada mercado, precios y tarifas (incluyendo una comparativa internacional) y los operadores principales.
- En el capítulo 6, se detallan las perspectivas del sector energético a medio y largo plazo (2002-11), se estudia la Estrategia Española de Eficiencia Energética (2004-12) y el Plan de Acción de 2005-07, se analiza la necesidad de un modelo energético sostenible, el Plan de Energías Renovables 2005-10, el Protocolo de Kyoto y la posible potenciación del papel de la energía nuclear.
- En el capítulo 7, se exponen las conclusiones, propuestas de mejora y recomendaciones de las Cámaras en materia energética.
- Por último, se detallan las fuentes bibliográficas y en el Anexo I, algunos coeficientes de conversión de unidades.

2. *Análisis de los mercados energéticos*

Producción y consumo de energía primaria

España produce 29.234 ktep y consume 142.319 ktep, necesitando importar la mayor parte del carbón que se consume y la práctica totalidad del petróleo y del gas.

El ritmo de crecimiento del consumo en los últimos 5 años es del 3,0% anual. Se espera que para los próximos 6 años (2006-2012), el ritmo de crecimiento sea del 2,0% anual, disminuyendo el consumo de carbón (-6,6% anual) y aumentando los consumos de gas (+6,8% anual) y de energías renovables (+9,9% anual).

El grado de autoabastecimiento, es decir, la razón entre lo que se produce y lo que se consume, es de tan sólo el 23,2%.

Cuadro 1. Producción nacional de energía, consumo y grado de autoabastecimiento en 2004

	Producción	Consumo	Grado de autoabastecimiento
Petróleo	255	71.055	0,4%
Gas	310	24.672	1,3%
Carbón	6.922	21.034	32,9%
Nuclear	16.576	16.576	100,0%
Otras renovables	6.268	6.268	100,0%
Hidráulica	2.714	2.714	100,0%
TOTAL	29.234	142.319	23,2%

Unidad: ktep

Fuente: DGPEM

Consumo de energía final e intensidad energética final

El consumo de energía final en 2004 fue de 104.434 ktep, un 3,6% superior al del año anterior. Por sectores, se observa una aceleración de la demanda energética en el transporte y en los sectores residencial y terciario, mientras que la demanda de la industria ha ralentizado su crecimiento.

Cuadro 2. Consumo de energía final, 2004

	2004	
	ktep	%
Productos petrolíferos	61.574	59,0%
Electricidad	19.838	19,0%
Gas	16.812	16,1%
Renovables	3.805	3,6%
Carbón	2.405	2,3%
TOTAL	104.434	100,0%

Fuente: DGPEM

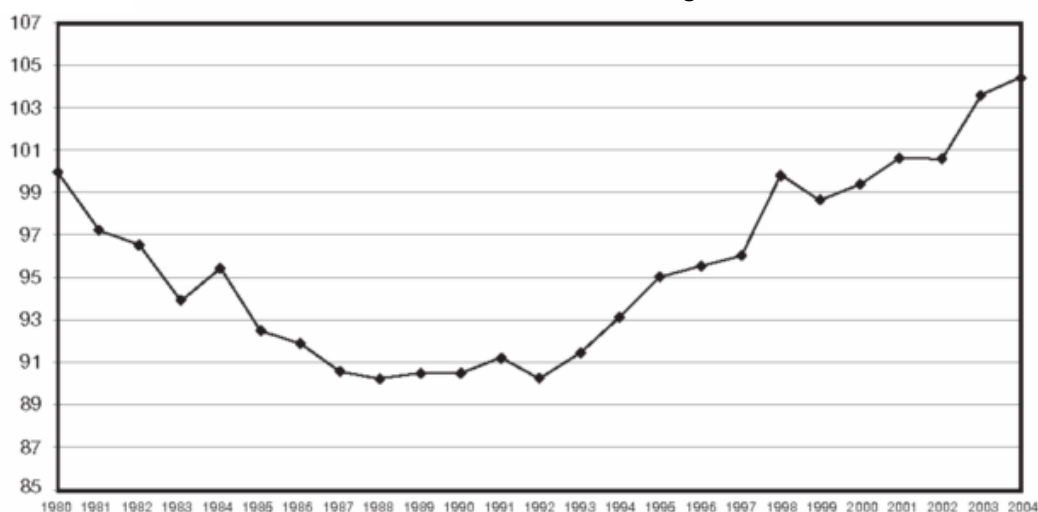
Cuadro 3. Consumo de energía final por sectores, 2004

	2004		2004/03
	ktep	%	%
Industria	37.590	36,0	0,7
Transporte	37.828	36,2	4,5
Usos diversos	29.016	27,8	6,1
TOTAL	104.434	100,0	3,6

Fuente: DGPEM

La intensidad energética final (consumo de energía final por unidad de PIB) sigue una trayectoria ascendente, es decir, el consumo de energía final crece a un ritmo superior al del PIB, al contrario de lo que ocurre en término medio en la UE.

Gráfico 1. Evolución de la intensidad energética final



(Energía final/PIB) Índice 1980 = 100
Fuente: DGPEM

3. Sector eléctrico

3.1. Demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica en barras de central tiene una tendencia histórica alcista, con un crecimiento anual medio en los últimos cinco años del 5%.

Gráfico 2. Evolución del crecimiento de la demanda eléctrica en España



Fuente: REE y CNE

El consumo final de electricidad superó los 230.000 GWh en España en 2004.

Cuadro 4. Consumo final de electricidad

	2003 (GWh)	2004 (GWh)	2004/03 %
Total nacional	221.391	230.669	4,2%
Peninsular	209.532	218.163	4,1%
Extraperinsular	11.859	12.506	5,5%
Industria	99.047	101.527	2,5%
Transporte	5.123	5.232	2,1%
Resto	117.221	123.909	5,7%

Fuente: DGPEM

El pasado 27 de enero de 2005 se produjo la máxima demanda histórica de potencia media horaria, con 43.378 MW, y la máxima demanda de energía diaria, con 870 GWh.

3.2. Oferta eléctrica

La potencia instalada en España a 31-12-2005 se muestra en el cuadro siguiente, donde se observa como se está apostando por el desarrollo de un parque de generación en el que priman las energías renovables, fundamentalmente la eólica, y las centrales de ciclo combinado alimentadas por gas natural.

Cuadro 5. Potencia instalada a 31-12-05

	Potencia MW	Estructura %	Variación 2005/04
Hidráulica	16.658	21,4%	0,0%
Ciclos combinados	12.716	16,4%	53,5%
Carbón	12.075	15,5%	0,0%
Fuel-oil, gas-oil	9.518	12,2%	-6,6%
Nuclear	7.876	10,1%	0,0%
Total régimen ordinario	58.843	75,7%	6,8%
Eólica	9.785	12,6%	15,0%
Resto régimen especial	9.130	11,7%	3,0%
Total régimen especial	18.915	24,3%	8,9%
Total	77.758	100,0%	7,3%

Fuente: REE

En el balance de energía final del siguiente cuadro, se observa que la mitad de la generación se produce en centrales de carbón y nucleares. El peso de la hidráulica es anormalmente bajo como consecuencia de las escasas lluvias del último año. Asimismo, se observa que va ganando peso en generación tanto las centrales de ciclo combinado, que suponen ya un 17,7% del total, como los parques eólicos, que suponen un 7,3%.

Cuadro 6. Balance de energía eléctrica según centrales, 2005

	2005 GWh	Estructura %	Variación 2005/04
Hidráulica	19.442	7,0%	-34,7%
Nuclear	57.539	20,7%	-9,5%
Carbón	81.313	29,2%	1,5%
Fuel-oil, gas-oil	20.192	7,2%	12,4%
Ciclos combinados	49.208	17,7%	69,8%
Régimen ordinario	227.694	81,7%	3,3%
- Consumo en generación	10.789		13,0%
Eólica	20.236	7,3%	27,3%
Resto régimen especial	30.623	11,0%	1,7%
Régimen especial	50.859	18,3%	10,6%
Generación neta	267.764		4,2%
- Consumos bombeo	6.459		40,3%
+ Intercambios internacionales	-1.355		-55,2%
Total	259.950		4,3%

Fuente: REE

3.3. Organización del mercado de electricidad

Agentes que intervienen en el mercado eléctrico

En el siguiente cuadro se muestra, para cada actividad del sector eléctrico, su condición de regulada ó liberalizada, así como los diferentes agentes o instituciones que las desarrollan.

Asimismo se indica si la actividad en cuestión precisa de autorización administrativa (por parte de la Administración General del Estado) y/o si para desempeñar la actividad es preciso inscribirse en algún registro administrativo de ámbito estatal.

Cuadro 7. Agentes que intervienen en el mercado eléctrico

ACTIVIDAD	CLASIFICACION	AGENTE/INSTITUCION	AUTORIZACION ADMINISTRATIVA	REGISTRO ADMINISTRATIVO
PRODUCCION				
<i>Regimen ordinario</i>	Liberalizada	Empresas Generadoras	Si	Si
<i>Regimen especial</i>	Regulada/ Liberalizada	Productores en Régimen Especial	Si	Si
<i>Servicios complementarios</i>	Regulada/ Liberalizada	Generadores/P.R.Especial/Consumidores	Si	(*)
REDES ELECTRICAS				
TRANSPORTE				
<i>Planificación expansión</i>	Regulada	Operador del Sistema	(*)	(*)
<i>Construcción</i>	Liberalizada	Red Eléctrica, S.A. / E. Transportistas / Otras	Si	
<i>Planificación mantenimiento</i>	Regulada	Operador del Sistema / Operador del Transporte	(*)	(*)
<i>Mantenimiento</i>	Liberalizada	Empresas de Transporte		
<i>Operación del transporte</i>	Regulada	Red Eléctrica de España, S. A.	(*)	(*)
DISTRIBUCION				
<i>Planificación expansión</i>	Liberalizada	Empresas Distribuidoras	Si	Si
<i>Construcción</i>	Liberalizada	Empresas Distribuidoras	Si	Si
<i>Planificación mantenimiento</i>	Regulada	Empresas Distribuidoras	Si	Si
<i>Mantenimiento</i>	Regulada	Empresas Distribuidoras	Si	Si
<i>Operación de la distribución</i>	Regulada	Empresas Distribuidoras	Si	Si
TRANSACCIONES				
MERCADO DE PRODUCCION				
<i>Contratación estandarizada</i>	Liberalizada	Agentes del Mercado / OMEL	Si	Si
<i>Contratación libre</i>	Liberalizada	Agentes del Mercado	Si	Si
<i>Intercambios internacionales</i>	Liberalizada	Agentes del Mercado	Si	Si
MERCADO MINORISTA				
<i>Ventas a consumidores a cualificados</i>	Liberalizada	Empresas Comercializadoras	Si	Si
<i>Ventas a consumidores a tarifa</i>	Regulada	Empresas Distribuidoras	Si	Si
ACTIVIDADES SUPLEMENTARIAS				
<i>Liquidaciones</i>	Regulada	OMEL / CNE	(*)	(*)
<i>Facturación</i>	Regulada/ Liberalizada	Empresas Distribuidoras / E. Comercializadoras, Omel	Si	Si
<i>Medición</i>	Regulada	Operador del Sistema / Empresas Distribuidoras	(*)	(*)
COORDINACION				
<i>OPERACION TECNICA DEL SISTEMA</i>	Regulada	Red Eléctrica de España, S.A.	(*)	(*)
<i>OPERACION ECONOMICA DEL MERCADO</i>	Regulada	Cia.Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.(OMEL)	(*)	(*)
DEMANDA DE ELECTRICIDAD				
<i>CONSUMIDORES A TARIFA INTEGRAL</i>	Regulada	Consumidores	Si	No
<i>CONSUMIDORES CUALIFICADOS</i>	Liberalizada	Consumidores	Si	No

(*) Actividades que la Regulación encomienda a alguna institución en concreto

Fuente: CNE

REE (Red Eléctrica) es la compañía responsable de la operación del sistema eléctrico español y de la gestión de la red de transporte de energía eléctrica. Para ello, controla y opera el sistema en tiempo real y garantiza la correcta coordinación entre la generación de las centrales eléctricas y el transporte de energía, asegurando, en todo momento, la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. Asimismo, realiza el desarrollo y la ampliación de la red de transporte de alta tensión, y garantiza su mantenimiento y mejora bajo criterios homogéneos y coherentes, y gestiona las interconexiones internacionales y el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores.

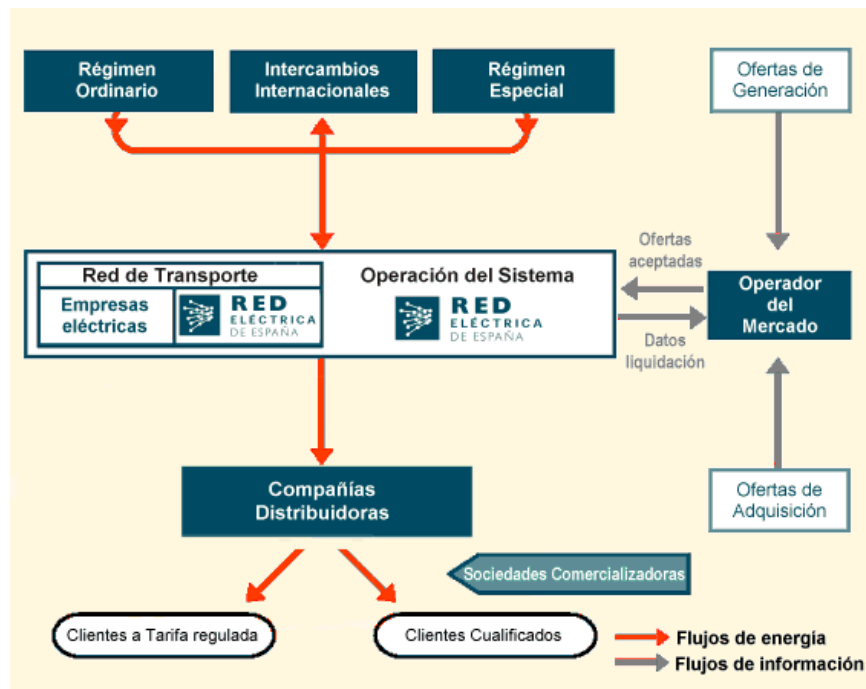
La Comisión Nacional de la Energía (CNE) es el organismo público encargado de velar por la competencia efectiva en el sistema eléctrico y por la objetividad y transparencia

de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dicho sistemas y de los consumidores.

Organización del mercado eléctrico

La energía eléctrica se negocia en España en un mercado organizado, cuyos participantes son generadores, distribuidores y comercializadores. El mercado mayorista está compuesto por el mercado organizado (diario e intradiario) y los contratos bilaterales.

Gráfico 3. Organización del mercado de la electricidad



Fuente: REE

En el **mercado diario**, los generadores tienen la obligación de ofrecer electricidad para las 24 franjas horarias del día siguiente, para las que se presentan las demandas de comercializadores y distribuidores. El Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) elige las ofertas por orden creciente de precios hasta satisfacer la demanda, de modo que las instalaciones de generación de mayor coste venden sólo en las franjas de mayor demanda, minimizando así los costes variables del sistema. Una vez cerrado el mercado para cada franja horaria, todos los oferentes perciben el mismo precio: el del oferente más caro cuya oferta ha sido necesaria para completar la cantidad demandada.

El **mercado intradiario** es un mercado de ajustes en el que pueden ofrecer energía sólo aquéllos que lo hubieran hecho para las mismas franjas horarias el día anterior en el mercado diario.

Los **contratos bilaterales físicos** son la alternativa a la participación en el mercado mayorista. Aunque permiten que determinadas instalaciones de generación suministren a grandes consumidores, a veces como cliente exclusivo, representan un porcentaje muy reducido del total de la energía gestionada, lo que se debe esencialmente a que la producción afecta a este tipo de contratación no percibe retribución por garantía de potencia.

Existen asimismo los **mercados de servicios complementarios**, consistentes en el establecimiento de reservas de generación para asegurar en todo momento la cobertura de la demanda, así como en el mantenimiento del control de tensión que puede requerir, en alguna zona geográfica concreta y en plazos muy cortos, la entrada en funcionamiento de alguna instalación de generación que evite una caída de tensión.

La energía adquirida en el mercado eléctrico es revendida por los comercializadores y distribuidores a los consumidores finales: la industria, los servicios y los hogares. Utilizan para ello como vehículo de transmisión las **redes de transporte, distribución y suministro eléctrico**. Tanto la red de alta tensión (transporte) como las de media y baja (distribución) pueden ser utilizadas en igualdad de condiciones por todos los agentes registrados autorizados para ello, previo pago de un "peaje". El nivel global de esa retribución a los propietarios de tramos de red debe ser suficiente para permitir su mantenimiento, la expansión que fuese necesaria y posibilitar el rendimiento de la inversión.

3.4. Precios y tarifas

OMEL se encarga de la liquidación de los mercados, de forma que los intercambios entre adquirentes y oferentes se produzcan al precio fijado para cada una de las franjas horarias. Sin embargo, el importe final que los demandantes pagan se ve incrementado por una serie de conceptos de muy diversa naturaleza:

- Las tasas por la operación técnica del sistema, la solución de restricciones técnicas y servicios complementarios.
- La garantía de potencia, cuyo destino es remunerar, por razones de seguridad del sistema, toda la capacidad de generación disponible, aunque no se utilice.
- El pago para alimentar las primas de producción destinadas a impulsar las energías renovables y las de elevada eficiencia energética (cogeneración).
- La moratoria nuclear y los costes de tratamiento de residuos nucleares.
- El coste de transporte y distribución

- Los costes reconocidos y márgenes, en su caso, de distribuidores y comercializadores. Los costes reconocidos son los llamados CTC (Costes de Transición a la Competencia) que distorsionan el correcto funcionamiento del mercado e introducen barreras de entrada a nuevos competidores. Los CTC constituyen la compensación adecuada a los agentes del sistema, generadores y consumidores, que han sido afectados por la alteración del valor de los activos de generación debida a la reestructuración de la industria. Los CTC deben permitir la recuperación de las inversiones afrontadas en el contexto del pasado marco regulatorio, respetando las perspectivas de rentabilidad que el pasado marco también determinaba.

Además de los precios que se derivan del mercado mayorista, nuestra legislación contempla la existencia de tarifas, cuya cuantía difiere en función del tipo de consumidor y de su esquema de consumo. Cabe señalar que, en muchos casos, las tarifas no tienen una clara relación con los costes totales, produciéndose de hecho subvenciones cruzadas entre diferentes tipos de clientes y creando opacidad en el sistema. En general, el sistema de fijación de tarifas adolece de importantes deficiencias: no refleja de forma eficiente y equilibrada todos los costes, pudiendo producir el denominado “déficit tarifario” y carece de la flexibilidad necesaria para adaptarse a un mercado muy volátil.

Como señala el informe de seguimiento del Mercado Interior del Gas y Electricidad elaborado por la Comisión Europea, uno de los mayores obstáculos para el desarrollo del libre mercado es la competencia que las tarifas reguladas hacen a la comercialización en el libre mercado, ya que actualmente todos los consumidores tienen la opción de permanecer a tarifa o pasar a mercado, y las tarifas para algunas categorías de consumidores son claramente inferiores al precio que podrían obtener previsiblemente en el mercado, con lo que nunca querrían cambiarse.

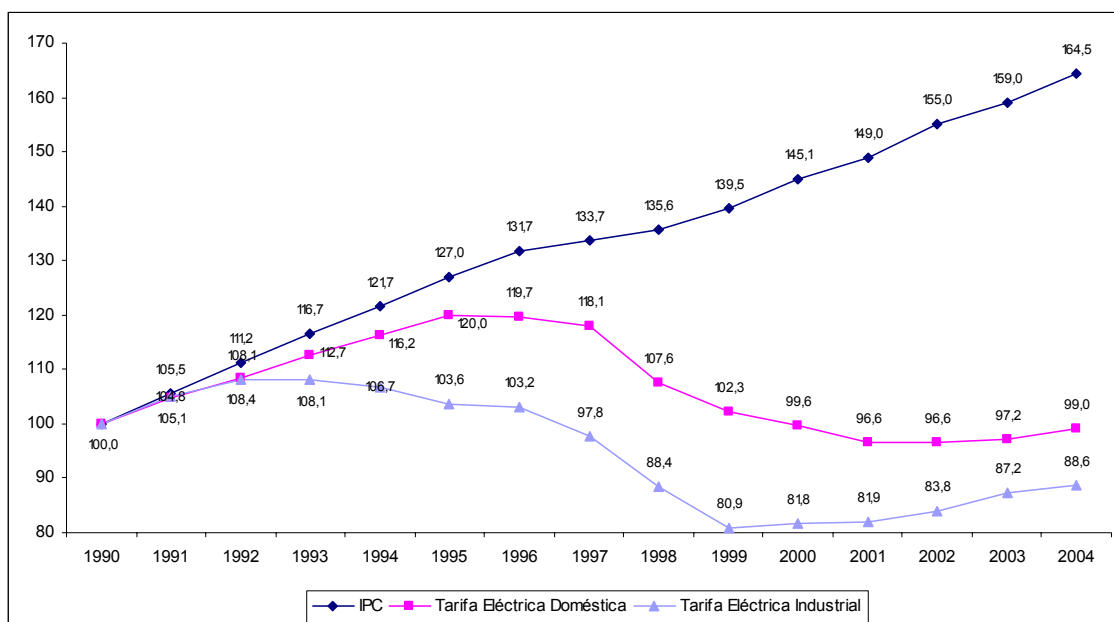
En la actualidad, los hogares y las industrias y servicios pueden optar entre elegir suministrador (como "consumidores cualificados") en el mercado, o continuar adquiriendo la energía eléctrica a su distribuidor habitual a la tarifa que les corresponda. La realidad es que el 35,3% de la energía consumida a 30 de junio de 2005 en baja tensión (pymes y domésticos) se compró en el mercado, y el resto optó por adquirirla a tarifa. Respecto al grado de fidelización, el 77% de los consumidores que pasaron al mercado liberalizado, lo hizo con la comercializadora del mismo grupo empresarial que el distribuidor que tenía, y sólo un 23% se fue a la comercializadora de otro grupo.

Por su parte, los grandes consumidores pueden acudir al mercado o acogerse a las tarifas especiales en alta tensión. En junio de 2005, el 39,5% de los clientes de alta tensión había accedido al mercado, lo que representa un 29,3% de la energía total consumida. En términos generales, las tarifas y precios para grandes consumidores son muy inferiores a las pagadas por los hogares, y ello se deriva en parte de que aquéllos tienen una demanda de energía más predecible, generan menores necesidades de distribución y, en determinados casos, han desarrollado sistemas que

les permiten "interrumpir" total o parcialmente su consumo eléctrico y así, de acuerdo con el operador del sistema, optimizar la demanda cuando es necesario.

La evolución de las tarifas eléctricas (industrial y doméstica) desde inicios de la década de los 90 ha estado, en términos reales, por debajo de los precios de 1990.

Gráfico 4. Evolución de las tarifas eléctricas y del IPC



Fuente: UNESA

La tarifa media o de referencia se calcula sumando una serie de costes, según figura en el cuadro siguiente. Mediante reales decretos, normalmente de periodicidad anual, se revisa esa tarifa media o de referencia.

Cuadro 8. Composición de la tarifa media por conceptos de coste, 2005

Concepto de coste	2005	
	cent EUR/kWh	%
Coste de producción	4,7599	64,9%
Costes permanentes	0,3691	5,0%
Transporte	0,3972	5,4%
Distribución	1,4654	20,0%
Gestión comercial	0,124	1,7%
Diversificación y seguridad de abastecimiento	0,2418	3,3%
Ingresos exportaciones	-0,0071	-0,1%
Desvío	-0,0198	-0,3%
Total	7,3304	100,0%

Fuente: CNE

El RD1556/05 ha fijado la nueva **tarifa media o de referencia para 2006 en 7,6588 cent €/kWh**, lo cual supone un incremento del 4,48% respecto a la tarifa media de 2005.

El **mercado de producción** proporciona los precios a los que se compra y vende la electricidad producida por la generación. El siguiente cuadro refleja los precios de la electricidad en el mercado de producción en 2004.

Cuadro 9. Precios de la electricidad en el mercado de producción, 2004

Precios (c€/kWh)	2004
Mercado de producción (*)	3,565
Mercado diario	2,881
Otros mercados	0,238
Garantía de potencia	0,445
Suministro a tarifa (**)	3,846
Mercado diario	2,91
Otros mercados	0,263
Garantía de potencia	0,674
Suministro libre (***)	3,282
Mercado diario	2,87
Otros mercados	0,255
Garantía de potencia	0,157
Energía (GWh)	2004
Mercado de producción (*)	213.785
Suministro a tarifa (**)	120.831
Suministro libre (***)	87.979

(*) Incluye la demanda de bombeo.

(**) Distribuidores y exportadores R.E.E.

(***) Comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos.

Otros mercados: Incluye los costes/ahorro resultantes de los mercados intradiarios, mercados de operación y contratos R.E.E.

Fuente: Boletín Estadístico de Energía Eléctrica

Comparación internacional

Como se observa en los dos cuadros siguientes, de la comparación internacional de precios de electricidad cabe destacar algunos aspectos:

- Los precios pagados tanto por los hogares como por la industria en España están entre los más bajos de la UE. Además, el grado de amplitud del rango es similar en España al de la mayoría de los países.
- En Europa existe una enorme variedad de precios para el mismo producto/servicio a un mismo tipo de consumidor.
- Para los consumidores domésticos la diferencia entre el país más caro y el más barato puede alcanzar la relación 1 a 4, reduciéndose a 1 a 2 en el caso de consumidores industriales en los tramos de menor potencia contratada.
- En las tarifas para grandes consumidores las diferencias son más pequeñas. Al ser la electricidad un elemento esencial de la competitividad de estas industrias, ha habido mayor presión para que el mercado único funcione y, además, algunos Gobiernos les han proporcionado tarifas que les permitan competir en condiciones similares.

Cuadro 10. Precios de la electricidad para uso doméstico, 2005

<i>(Precios en cent EUR/kWh, impuestos incluidos excepto IVA, 1 de julio del año 2005)</i>					
PAÍSES	CONSUMIDORES TIPO				
	600 kWh	1.700 kWh*	3.500 kWh	7.500 kWh (1/3noche)	20.000 kWh (3/4 noche)
Grecia	7,95	7,72	6,37	7,22	5,50
Reino Unido	12,65	14,23	8,81	8,89	5,73
España	12,10	12,67	9,46	8,68	6,20
Francia	14,39	13,56	10,29	9,97	8,25
Bélgica	17,48	17,21	11,81	11,28	8,26
Irlanda	28,45	17,51	12,65	11,32	7,63
Portugal	13,60	14,17	13,20	11,70	8,50
Luxemburgo	26,35	16,51	14,17	12,86	8,83
Alemania	23,93	20,95	15,53	14,42	8,99
Holanda	20,64	18,56	16,71	16,30	11,62
Italia	9,05	9,74	18,27	17,29	:
Dinamarca	27,28	25,02	18,56	17,54	17,03

* Datos a 1 de enero del año 2004
: Datos no disponibles

Fuente: EUROSTAT

Cuadro 11. Precios de la electricidad para uso industrial, 2005

(Precios en cent EUR/kWh, impuestos incluidos excepto IVA, 1 de julio del año 2005)

PAÍSES	CONSUMIDORES TIPO				
	100 kW; 1.600 h	500 kW; 2.500 h	1.000 kW; 4.000 h *	4.000 kW; 4.000 h*	10.000 kW; 7000 h
España	7,31	6,22	5,99	5,99	4,93
Grecia	8,75	7,04	6,30	6,09	4,45
Reino Unido	8,81	7,22	8,42	6,98	4,89
Francia	8,83	6,74	5,62	5,62	:
Portugal	9,10	7,99	6,83	6,83	5,32
Luxemburgo	10,63	9,44	7,56	4,94	:
Bélgica	11,57	9,52	7,46	7,17	5,93
Italia	12,55	11,62	9,92	9,21	8,24
Irlanda	13,19	10,91	8,05	7,69	7,09
Alemania	13,28	10,64	8,77	8,32	8,21

* Datos a 1 de enero del año 2004
: Datos no disponibles

Fuente: EUROSTAT

El cuadro 12 muestra los precios de la electricidad para uso industrial en España y los países del Este de Europa.

Cuadro 12. Comparación de precios de electricidad para uso industrial entre España y países del Este

	2005 (1er sem) EUR/kWh	2005 (2º sem) EUR/kWh	2006 (1º S) EUR/kWh
Hungría	0,1061	0,1190	0,1147
EU15	0,0965	0,1000	0,1110
EU25	0,0951	0,0983	0,1099
Rep. Checa	0,0822	0,0789	0,0957
España	0,0909	0,0909	0,0955
Rumanía	0,1447	0,1453	0,0925
Polonia	0,0734	0,0720	0,0881
Croacia	0,0821	0,0848	0,0881
Eslovenia	0,0809	0,0809	0,0854
Eslovaquia	0,0900	0,0892	0,0776
Lituania	0,0616	0,0616	0,0617
Estonia	0,0592	0,0612	0,0612
Bulgaria	0,0542	0,0537	0,0598
Letonia	0,0489	0,0490	0,0490

Fuente: Eurostat

Tipo de consumidor: industrial; consumo aprox. 1.250 MWh/año; demanda máxima 500 kW

3.5. Tecnologías de generación de electricidad

El siguiente cuadro muestra una comparación de los parámetros fundamentales (inversión, vida útil, coste por kWh producido, etc.) de cada tecnología de generación:

- Centrales térmicas: de carbón, de fuel o de gas natural (ciclo combinado)
- Centrales nucleares
- Centrales hidroeléctricas
- Cogeneración
- Energía eólica
- Energía solar fotovoltaica
- Minihidráulica
- Biomasa
- Energía mareomotriz

Cuadro 13. Comparación entre tecnologías de generación

Unidades de producción	Eficiencia energética	Inversión Eur/kW instalado	Vida útil	Periodo de construcción	Potencia típica MW	Horas anuales funcionamiento	Emissiones kgCO ₂ /MWh	Coste cEUR/kWh	Posibilidad de planificación	Posibilidad de regulación	Seguridad suministro	Superficie ocupación (ha/MW)	Externalidades cEUR/kWh
Régimen Ordinario													
Carbón convencional	40-45%	1.200	30	4	500-1.500	6.000-7.000	0,82	5,00	Alta	Baja	Alta	ND	5-8
Carbón con gasificación integrada	48-50%	1.500	25	5	300-500	7.000	0,65	5,80	Alta	Baja	Alta	ND	ND
Ciclo Combinado	58%	440	25	2	800	5.000-7.000	0,37	3,86	Alta	Alta	Media	ND	1-2
Nuclear Fisión	30-35%	2.140	40-60	4	1.400	>8.000	0,00	3,00	Alta	Medio-Baja	Alta	0,1-0,4	0,5**
Régimen Especial													
Cogeneración	40%	700	20	1	6,3	4.000	0,54	5,47	Alta	Alta	Media	ND	ND
Eólica		1.000	20	2	25	2.350	0,00	8,03	Baja	Nula	Alta	30*	0,2
Minihidráulica		1.200	20	2	1-40	ND	0,00	0,09	Alta	Alta	Alta	ND	ND
Biomasa	25%	2.700	20	2	6,5	7.000	0,00	10,15	Alta	Baja	Alta	470-560*	1-2**
Solar fotovoltaica		6.500	25	1,5	5	1.800	0,00	17,00	Baja	Nula	Alta	20-50*	0,6**
Marcomotriz		2.000	15	2	10-15	ND	0,00	9,96	Alta	Nula	Alta	ND	ND

* Greenpeace

** Datos calculados en países vecinos

Fuente Datos Superficies: Informe Renovables 2050 (IIT a petición de Greenpeace). Datos Superficie Nuclear: Foro Nuclear

Fuente Externalidades: ExternE

Fuente Resto Datos: IDOM

3.6. Operadores principales en el sector eléctrico

La relación de los operadores principales en **generación** de electricidad en noviembre de 2005 se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 14. Cuotas de generación por agentes en OMEL en noviembre de 2005

Noviembre 2005	
ENDESA Generación	30,37%
IBERDROLA Generación	21,44%
UNIÓN FENOSA Generación	9,77%
Régimen Especial	6,41%
Hidroeléctrica del Cantábrico	5,17%
Viesgo Generación	2,28%
Bizkaia Energía	2,03%
Bahía de Bizkaia Electricidad	1,96%
Gas Natural SDG	1,79%
Nuclenor	1,51%
Nueva Generadora del Sur	1,35%
Otras (< 1,0%)	15,92%
Total	100,00%

Fuente: OMEL

El mercado de generación, analizado de forma independiente, tiene un índice de concentración de Herfindahl-Hirschman (IHH) ¹ ligeramente superior a los 1.500 puntos, lo que se correspondería con un mercado con un grado de concentración “moderado”.

En cuanto a las cuotas de participación de las distintas empresas **comercializadoras** de electricidad en el mercado español cabe decir que en el primer semestre de 2005, dos empresas, Iberdrola y Endesa, controlaron casi el 75 % del mercado (39% Iberdrola y 36% Endesa). Este mercado presenta un IHH superior a 3.000, lo que supone un mercado muy concentrado.

¹ El índice Herfindahl-Hirschman (IHH) es una medida de específica de concentración de mercado utilizada regularmente por la Comisión Europea. Se define como

$$\sum_i CM_i^2$$

donde CM_i es la cuota de mercado del operador i . De forma general, se considera baja la concentración de un mercado con un IHH inferior a 1.000, moderada si el IHH está entre 1.000 y 1.800, y elevada si el IHH supera 1.800. Los mercados con concentración moderada o alta existen riesgos de colusión entre sus participantes o de la existencia de posiciones de dominio abusivas.

Cuadro 15. Cuotas de comercialización por agentes en el primer semestre 2005

	Ene-Jun 2005
Iberdrola	39,0%
Endesa	36,0%
Unión Fenosa	11,1%
Gas Natural SDG	7,3%
Hidroeléctrica del Cantábrico	4,4%
Otros comercializadores	2,2%
Total	100,0%

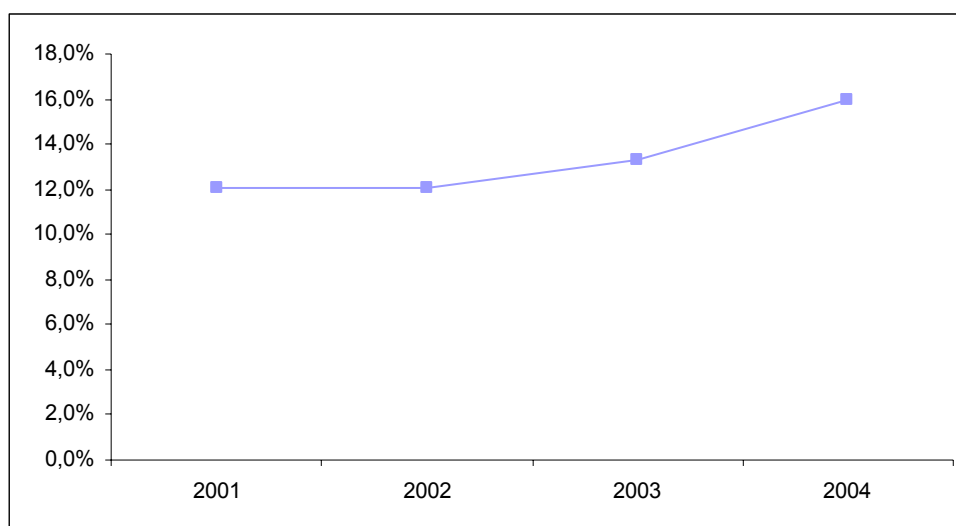
Fuente: OMEL

4. Sector gas

4.1 Consumo de gas

El sector del gas natural en España se caracteriza por haber sufrido un continuado y fuerte desarrollo durante los últimos años, alcanzando porcentajes de crecimiento en la demanda sensiblemente superiores al crecimiento global de la demanda energética española.

Gráfico 5. Evolución del crecimiento anual de la demanda de gas en España



Fuente: SEDIGAS. Elaboración: IDOM

En el año 2004 el consumo de gas natural alcanzó un total de 319.992 GWh, lo que supone un crecimiento del 16,0% respecto al año anterior. Destaca el crecimiento del 65,1% de las ventas de gas para ciclos combinados.

Cuadro 16. Venta de gas natural y gas manufacturado en España

Mercados	GWh		Variación
	2003	2004	2004/03 (%)
1. Doméstico-comercial	47.755	51.983	8,9
Gas natural	47.301	51.483	8,8
Aire propanado	455	500	9,8
2. Industrial	181.984	196.230	7,8
3. Centrales térmicas	40.045	66.093	65,1
4. Usos no energéticos	6.086	5.687	-6,6
5. Total gas natural (1.1 + 2 + 3 + 4)	275.416	319.493	16,0
TOTAL (1.2 + 5)	275.871	319.992	16,0

Nota: 1 GWh (en consumo) = 86 tep = 86×10^4 termias.

Fuente : SEDIGAS.

4.2 Suministro de gas

La producción nacional en España es muy escasa (1,2% de la oferta anual), por lo que el aprovisionamiento de gas se hace fundamentalmente a través de los gasoductos internacionales y de buques metaneros, que transportan el gas natural en estado líquido (a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$) hasta las terminales de regasificación existentes en el país.

Durante el año 2004 los aprovisionamientos para el mercado nacional supusieron 319.227 GWh. El principal suministrador fue Argelia, con un 48,7% de la oferta anual, seguido de los países del Golfo Pérsico, Nigeria y Noruega. El siguiente gráfico muestra los aprovisionamientos según su origen durante el año 2004.

Cuadro 17. Aprovisionamientos de gas según su origen en España, 2004

ORIGEN	2004	2004
	GWh	(%)
NACIONAL	3.713	1,2
IMPORTACIONES	315.514	98,8
Argelia	155.310	48,7
GN	87.540	27,4
GNL	67.770	21,2
Libia	7.286	2,3
Noruega	25.748	8,1
Países del Golfo y otros	71.206	22,3
Trinidad y Tobago	0	0,0
Nigeria	55.964	17,5
TOTAL	319.227	100,0

1 GWh (en consumo) = 86 tep = 86×10^4 termias.

Fuente : SEDIGAS

El 39% del gas introducido en la red de gasoductos ha llegado a España por gasoductos o bien ha sido de producción nacional (poco más del 1% el pasado año). El 61% restante ha sido GNL regasificado en alguna de las cuatro plantas operativas

en nuestras costas (Cartagena, Huelva, Barcelona y Bilbao). Se están construyendo en estos momentos otras dos plantas regasificadoras: Mugaros (La Coruña) y Sagunto, y se prevé construir otras dos: Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria. España se encuentra en el tercer lugar a nivel mundial entre los países importadores de GNL.

4.3 Organización del mercado del gas

Los **agentes principales** que actúan en el mercado del gas son los siguientes:

- **Productor.** Realiza la exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.
- **Transportista.** Es el titular de instalaciones de almacenamiento, regasificación o gasoductos de transporte (presión superior a 16 bar). El transportista adquiere el gas natural en el mercado internacional para su venta a los distribuidores para el mercado a tarifa, y además permite el acceso a sus instalaciones a aquellos terceros (transportistas, comercializadores y consumidores cualificados) que lo soliciten, a cambio del pago de un peaje.
- **Distribuidor.** Es el titular de instalaciones de distribución de gas natural (con presión menor o igual de 16 bares o que alimenten a un sólo consumidor). El distribuidor compra el gas al transportista a un precio de transferencia regulado y lo vende también a precio regulado a los clientes a tarifa. Al igual que el transportista, el distribuidor debe permitir el acceso a sus instalaciones a terceros.
- **Comercializador.** Adquiere gas natural (a los productores o a otros comercializadores) y lo vende a sus clientes cualificados o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas. Utiliza las instalaciones de transportistas y distribuidores para el transporte y suministro de gas a sus clientes, a cambio de un peaje.
- **Gestor Técnico del Sistema.** Realiza la gestión del sistema y la coordinación de todos los agentes. Este papel lo tiene asignado ENAGAS en su condición de transportista principal. El gestor tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.
- **La Comisión Nacional de Energía (CNE)** es el organismo público encargado de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. Para ello, entre

sus funciones, actúa como órgano consultivo de la Administración, participa en el desarrollo reglamentario y en la autorización de instalaciones, además de ser órgano arbitral en conflictos entre los distintos sujetos de los sistemas energéticos.

4.4 Precios y tarifas

Tarifas

Las tarifas de venta de gas natural se establecen por Orden Ministerial, son únicas para todo el territorio nacional en función del volumen, la presión y la forma de consumo y tienen carácter de máximos.

Las tarifas constan de un término fijo, que depende del tipo de tarifa, y un término variable que es función del gas consumido.

Todos los consumidores de gas, desde el 1 de enero de 2003, pueden elegir entre adquirir el gas a su distribuidor, a la tarifa establecida reglamentariamente, adquirir el gas a cualquier comercializador, en condiciones libremente pactadas, o hacer compra directa de gas:

- El suministro a tarifa a través del distribuidor corresponde al modelo tradicional de relación entre cliente y empresa gasista. El cliente compra el gas al distribuidor al precio o tarifa regulada.
- Para el suministro a través de comercializadora, el cliente cualificado suscribe un contrato de suministro con una empresa comercializadora, a un precio libre y en competencia. La empresa comercializadora, a su vez, suscribe los contratos de compra de gas en los mercados internacionales y el contrato de acceso con el transportista y distribuidor.
- En la compra directa de gas por el cliente cualificado, el cliente compra el gas directamente en el mercado internacional y suscribe un contrato de acceso a las instalaciones de transporte y distribución de gas. Esta opción sólo puede ser realmente factible para grandes consumidores.

Las **tarifas** de venta de gas natural se estructuran según los distintos niveles de presión:

- Grupo 1. Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión máxima de diseño sea superior a 60 bares.
- Grupo 2. Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bares e inferior o igual a 60 bares.

Los Grupos 1 y 2 corresponden a clientes industriales.

- Grupo 3. Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bares. Este grupo corresponde a clientes domésticos y comerciales.
- Grupo 4. Consumidores industriales de gas natural con carácter interrumpible.

Por otro lado, los **peajes y cánones de acceso de terceros al sistema gasista** se establecen por Orden Ministerial y son únicos para todo el territorio nacional, teniendo carácter de máximos. Los peajes y cánones de acceso se modifican anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen.

- Peaje de regasificación.
- Canon de almacenamiento de GNL.
- Peaje de transporte y distribución.

El 80% de las ventas totales de gas natural en España se producen en el mercado liberalizado. El porcentaje por sectores aparece en el siguiente cuadro, donde se observa que la mayoría del gas natural consumido en el sector industrial y en el de ciclos combinados se vende en el mercado liberalizado, siendo el sector doméstico-comercial donde es mayoritario los clientes a tarifa regulada.

El cambio del mercado a tarifa al mercado liberalizado es más profundo en el mercado industrial, debido a su mayor concentración. Evidentemente, la penetración es menor en el mercado doméstico-comercial; menores ventas por cliente que en los otros mercados, hace relativamente menos interesante comercialmente introducirse en el mismo.

Cuadro 18. Ventas de gas natural en el mercado liberalizado de España, 2004

	2004	
	GWh	% liberalizado sobre total segmento
DOMÉSTICO-COMERCIAL	12.593	24,5
INDUSTRIAL	187.403	95,5
CENTRALES ELÉCTRICAS	55.651	84,2
USOS NO ENERGÉTICOS	0	0,0
TOTAL	255.647	80,0

Fuente: SEDIGAS

Los **PVP máximos de gas natural para uso doméstico y comercial** se situaron en noviembre de 2005 en los siguientes niveles:

Cuadro 19. PVP máximo de gas natural para uso doméstico y comercial

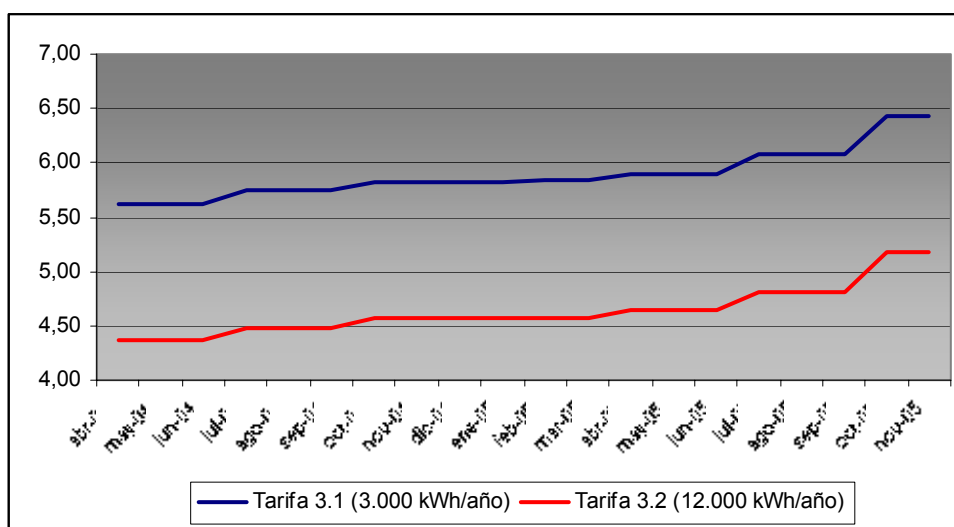
	Consumidor tipo	
	Tarifa 3.1 (3.000 kWh/año)	Tarifa 3.2 (12.000 kWh/año)
Noviembre 2005	6,4348	5,1778

Unidad: c EUR / kWh

Equivalencia: 3.000 kWh = 2.579 termias; 12.000 kWh = 10.318 termias

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, noviembre 2005

Gráfico 6. Evolución del PVP máximo de gas natural para uso doméstico y comercial (cent EUR/kWh)



Estos precios suponen un crecimiento del 10,4% en la tarifa 3.1 y del 13,3% en la tarifa 3.2, con respecto a los precios de noviembre de 2004, debido fundamentalmente a las apreciaciones del crudo Brent y de los productos destilados que se emplean como referencia. La evolución del dólar ha contribuido a hacer mayor la subida, ya que se ha apreciado respecto al euro un 3,2% respecto al empleado en los cálculos del anterior precio vigente.

Respecto al **precio máximo para uso industrial**, su variación ha sido significativamente mayor, pero debido igualmente a las apreciaciones del crudo Brent y de los productos destilados que se emplean como referencia.

Cuadro 20. Precio máximo de gas natural para uso industrial

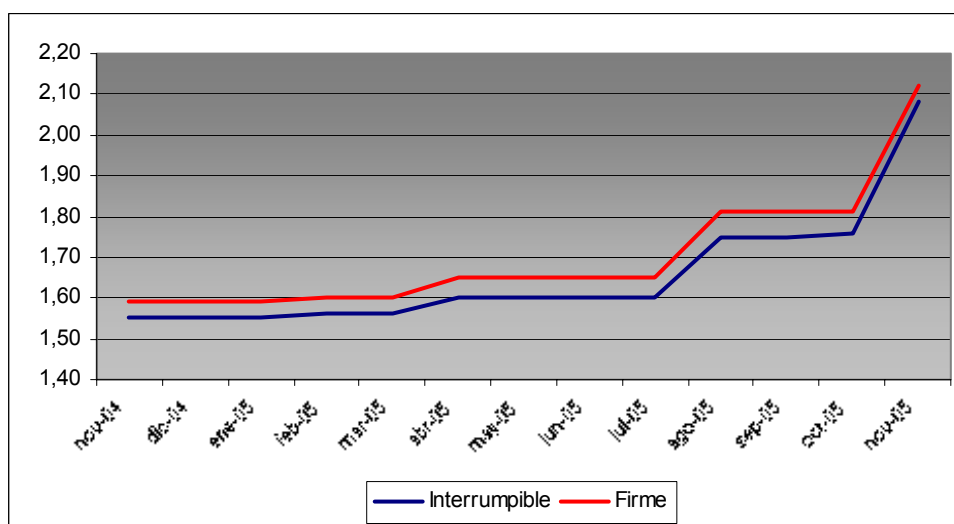
	Noviembre 2004	Noviembre 2005	Variación nov'05/nov'04
Interrumpible (cEUR/kWh)	1,55	2,08	34,1%
Firme (c EUR/kWh)	1,59	2,12	33,1%

Precios antes de IVA

Tipo consumidor: 50 M kWh/año, con presión de suministro entre 4 y 60 bar y 286 días de consumo

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, noviembre 2005

Gráfico 7. Evolución del precio máximo de gas natural para uso industrial (cent EUR/kWh)



Cabe señalar, no obstante, que el precio al que las **empresas industriales con gran consumo de gas natural (> 1 GWh/año)** están comprando el gas en estos momentos en el mercado liberalizado a un **precio que ronda 1,2 veces la tarifa**.

Comparación internacional

En el entorno de los 7 países de la UE seleccionados en el cuadro siguiente, se observa como España tiene el precio medio de venta de gas natural más bajo en los dos primeros perfiles de consumo, siendo el segundo más barato en el tercer perfil y el tercero más barato en el cuarto perfil.

Cuadro 21. Precio medio de venta del gas natural para uso industrial

c€/kWh	Consumo anual			
	100.000 m ³	1 millón m ³	10 millones m ³	50 millones m ³
BÉLGICA	2,91	2,49	2,30	2,19
FRANCIA	2,65	2,77	2,45	2,39
ALEMANIA	3,72	3,51	2,65	1,91
ITALIA	3,53	2,96	2,56	2,47
HOLANDA	3,89	2,60	2,05	1,86
ESPAÑA	2,24	2,12	2,09	2,05
REINO UNIDO	2,86	2,63	2,63	2,21

Datos de octubre 2005

Fuente : Boletín Estadístico de Hidrocarburos.

4.5 Operadores principales en el sector del gas

La relación de los operadores principales en el sector eléctrico se muestra en el cuadro siguiente:

- **Gestor Técnico del Sistema:** Enagas, S.A.
- **Transportistas** (transporte, regasificación y almacenamiento)
 - Enagas, S.A.
 - Gasoducto Al Andalus, S.A.
 - Gasoducto de Extremadura, S.A.
 - Sociedad de Gas Euskadi, S.A.
 - Bahía de Bizkaia Gas, S.L.
 - Regasificadora del Noroeste S.A. (en fase de construcción)
- **Distribuidoras de gas natural:**

<ul style="list-style-type: none"> Bilbogas, S.A. Compañía Española de Gas, S.A. Distribuidora Regional del Gas, S.A. Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura, S.A. Naturcop Redes, S.A. (Por fusión de Donostigas, S.A.; Gas de Asturias S.A.; Gas Figueres, S.A.; y Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.) Donostigas, S.A. Gas Alicante S.A.U. Gas Aragón S.A. Gas Andalucía S.A. Gas Castilla-La Mancha, S.A. Gas de Asturias S.A. Gas Directo, S.A. Gas Figueres, S.A. Gas Galicia SDG, S.A. 	<ul style="list-style-type: none"> Gas Hernani, S.A. Gas Natural Cantabria SDG, S.A. Gas Natural Castilla y León S.A. Gas Natural SDG, S.A. Gas Natural de Alava, S.A. Gas Natural La Coruña, S.A. Gas Natural Murcia SDG, S.A. Gas Navarra, S.A. Gas Pasaia, S.A. Gas Rioja, S.A. Gas y Servicios Mérida, S.L. Gesa Gas, S.A. (distribución de aire propanado) Meridional de Gas S.A.U. Sociedad del Gas Euskadi, S.A. Tolosa Gas, S.A.
--	---
- **Comercializadoras de gas natural:**

Los comercializadores registrados con autorización definitiva para la venta de gas natural a los consumidores son:

BP GAS ESPAÑA, S.A.-CARBOEX, S.A.	IBERDROLA GAS, S.A.
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	IBERDROLA, S.A
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA NATURAL, S.A.	INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.
ELECTRABEL ESPAÑA, S.A.	NATURGAS COMERCIALIZADORA, S.A.
ENDESA ENERGIA, S.A.	REPSOL COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A.
ENI ESPAÑA COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A.	RWE TRADING GMBH, SUCURSAL EN ESPAÑA
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	SHELL ESPAÑA, S.A.
GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.	UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S. L.
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.

La comercialización de gas natural en el mercado liberalizado presenta una concentración muy elevada, con un operador con una cuota de mercado de casi el 45%, y con el 80% en manos de los cinco mayores operadores. El índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) de este mercado es superior a 2.500.

Cuadro 22. Cuotas de comercialización en el mercado liberalizado, septiembre de 2005

Septiembre 2005	
Gas Natural	44,3%
Iberdrola	17,9%
Unión Fenosa	11,6%
BP	5,7%
Endesa	5,5%
Shell	4,7%
Naturcorp	3,5%
BBE	3,5%
Cepsa	2,5%
Gaz de France	0,8%
Total	100,0%

Fuente: CNE

5. Sector petróleo y derivados

5.1 Demanda de petróleo y derivados

El consumo total de petróleo en España tiene un ritmo de crecimiento en los últimos años del 2,5%.

Cuadro 23. Consumo total de petróleo en España

ktep	2002	2003	2004	2004/ 2003(%)
Consumo final	57.642	60.005	61.574	4,2
Generación eléctrica	5.792	4.785	4.937	-16,6
Fábricas de gas	49	41	46	-15,9
Consumos propios y pérdidas	4.124	4.405	4.498	6,8
TOTAL	67.607	69.236	71.055	2,5

Metodología: A.I.E.

Fuente : DGPEM.

El consumo de productos petrolíferos (GLP, gasolinas, gasóleos, fuelóleos y querosenos) acumulado en 2004 se sitúa en 73,7 Mt, un 2,1% por encima del correspondiente al año 2003.

Por productos, en relación al acumulado del ejercicio 2003, aumenta el consumo de GLP (+2,1%), querosenos (+10,8%) y gasóleos (+6,4%). Por el contrario, desciende la demanda de gasolinas (-4,1%) y fuelóleos (-2,4%).

En cuanto a la estructura del consumo en 2004, los gasóleos continúan siendo, con diferencia, los más demandados, representando el 44,8% del total, seguido de los fuelóleos (35,0%), las gasolinas (10,5%), los querosenos (6,6%) y, por último, el GLP (3,2%).

Cuadro 24. Consumo desglosados de productos petrolíferos en España

	2004 (kt)	2004/2003 (%)
GLP's		
Envasado	1.529	-0,3
Granel	809	6,7
TOTAL	2.339	2,1
GASOLINAS		
Sin plomo 95 I.O.	5.892	0,6
Sin plomo 98 I.O.	893	2,2
Sin plomo 97 I.O.	930	-29
Subtotal gasolinas auto	7.714	-4,1
Otras gasolinas	10	-11,7
TOTAL	7.724	-4,1
GASÓLEOS (*)		
Automoción (A)	22.166	6,7
Agrícola y pesca (B)	5.840	7,2
Subtotal (A+B)	28.006	6,8
Calefacción (C)	2.937	-0,7
Otros gasóleos	2.067	11,9
TOTAL	33.009	6,4
QUEROSENOS		
Querosenos aviación	4.862	10,9
Otros querosenos	3	-11,7
TOTAL	4.865	10,8
FUELÓLEOS Y OTROS PRODUCTOS		
Fuelóleo BIA (**)	3.367	-29,6
Otros fuelóleos	9.623	15,3
Subtotal fuelóleos (*)	12.990	-1,1
Otros productos		
Bases y aceites lubricantes	515	0,6
Productos asfálticos	2.132	3,7
Coque de petróleo	4.572	-1,4
Otros (***)	5.572	-8,4
Subtotal otros productos	12.791	-3,7
TOTAL FUELÓLEOS Y OTROS	25.780	-2,4
TOTAL PRODUCTOS PETROLÍFEROS	73.717	2,1

(*) Incluye bunkers para la navegación marítima internacional.

(**) BIA incluye los fueloleos anteriormente denominados N°1 y N°2

(***) Incluye naftas, condensados, parafinas, disolventes y otros.

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y elaboración propia.

5.2 Oferta de petróleo y derivados

La producción de crudo en año 2004 fue de 255.000 t, lo que supone un descenso del 20,6% respecto a la producción del año 2003. La producción nacional de crudo supone sólo un 0,4% de las necesidades de crudo españolas.

En cuanto a las importaciones de crudo, la mayor cantidad se importó desde África (35,5%, fundamentalmente Nigeria y Libia), seguido de Oriente Medio (27,3%, fundamentalmente Arabia Saudita), Europa (22,6%, fundamentalmente desde Rusia) y América (13,8%, fundamentalmente de México).

Cuadro 25. Producción nacional e importaciones de crudo en España

kt	2003	2004	2004/2003 (%)
Producción nacional			
Ayoluengo	7	6	-12,9
Boquerón	21	21	-0,8
Casablanca	229	173	-24,6
Rodaballo	64	55	-13,6
Total producción nacional	321	255	-20,6
Procedencia de las importaciones de crudo			
Oriente Medio			
Arabia	6.994	6.867	-1,8
Irán	4.264	3.469	-18,6
Irak	1.528	5.150	237,0
Otros	321	657	104,7
Total	13.107	16.143	23,2
África			
Argelia	1.502	2.009	33,8
Libia	7.621	7.179	-5,8
Nigeria	6.456	6.238	-3,4
Otros	6.344	5.610	-11,6
Total	21.923	21.036	-4,0
Europa			
Reino Unido	842	439	-47,9
Federac. Rusa	9.883	8.819	-10,8
Otros	3.095	4.135	33,6
Total	13.820	13.393	-3,1
América			
México	7.265	7.717	6,2
Venezuela	816	454	-44,4
Otros	367	0	-100,0
Total	8.448	8.171	-3,3
Resto	0	476	
Total importaciones	57.298	59.219	3,4

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y elaboración propia.

En 2003, el crudo destilado en las refinerías españolas supuso una utilización del 87% de la capacidad efectiva de tratamiento de crudo. En 2005, esta cifra se elevó al 94%.

Cuadro 26. Capacidad y crudo destilado en las refinerías españolas, 2003

EMPRESA	Localidad	Capacidad de tratamiento de crudo (kt/año)		Crudo destilado en 2003 (kt)	Capacidad de producción de lubricantes autorizada (t/año)	Capacidad de almacenamiento (m ³)	
		Autorizada	Efectiva			Crudos	Productos
Asfaltos Españoles, S. A.(ASESA)	Tarragona	1.400	1.100	1.242	–	210.000	372.880
BP Oil España, S. A.	Castellón	8.000	6.000	4.490	–	657.500	762.800 (*)
Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA)	Algeciras	8.000	12.000	11.794	171.000	928.100	1.121.700
	Huelva	8.000	5.000	4.640	130.000	1.363.800	911.800
	Sta.Cruz de Tenerife	8.000	4.500	4.030	60.000	468.000	833.000
Petróleos del Norte, S. A. (PETRONOR)	Somorrostro-Muskiz	12.000	11.000	9.911(***)	–	894.000	1.270.000
Repsol Petróleo, S. A.	Escombreras	10.000	5.400	4.200	160.000	1.900.000	1.500.000
	La Coruña	7.000	6.000	5.430	–	570.000	1.000.000
	Puertollano	7.000	7.500	4.800	200.000	510.000	1.210.700
	Tarragona	13.000	9.300	8.200	–	930.000	1.450.000
TOTAL		82.400	67.800	58.737	721.000	8.431.400	10.432.880

(*) Incluye 44.400 m³ de almacenamiento auxiliar.

(**) La capacidad de producción de lubricantes de Algeciras corresponde a la planta de LUBRISUR, anexa a la refinería.

(***) Incluye crudo más materia prima procesada.

Fuente : Enciclopedia Oilgas 2004.

5.3 Organización del mercado del petróleo y derivados

Las actividades de refino de crudo de petróleo, el transporte, almacenamiento, distribución y venta de productos derivados del petróleo, incluidos los gases licuados del petróleo, pueden ser realizadas libremente como marca la Ley de Hidrocarburos.

Asimismo, las actividades de importación, exportación e intercambio intracomunitario de crudo de petróleo y productos petrolíferos se realiza sin más requisitos que los que se derivan de la aplicación de la normativa comunitaria, sin perjuicio de la normativa fiscal aplicable.

Los precios de los productos derivados del petróleo son libres.

Hidrocarburos Líquidos

- **Refino.** La construcción, puesta en explotación o cierre de las instalaciones de refino está sometida al régimen de autorización administrativa previa en los términos establecidos en la Ley de Hidrocarburos.
- **Transporte y almacenamiento.** La construcción y explotación de las instalaciones de transporte o almacenamiento de productos petrolíferos, cuando estas últimas tienen por objeto prestar servicio a operadores está sometida al régimen de autorización administrativa previa en los términos establecidos en la Ley de Hidrocarburos.
- **Acceso de terceros a las instalaciones de transporte y almacenamiento.** Los titulares de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, autorizadas, deben permitir el acceso de terceros mediante un procedimiento negociado, en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, transparentes y objetivas, aplicando precios que deberán hacer públicos. No obstante, el Gobierno puede establecer peajes de acceso para territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas de transporte y almacenamiento o éstas se consideren insuficientes.

Reglamentariamente, se establecerá el procedimiento de comunicación a la Comisión Nacional de Energía de los conflictos que puedan suscitarse en la negociación de los contratos de acceso a instalaciones de transporte o almacenamiento.

- **Operadores al por mayor.** Son operadores al por mayor los titulares de refinerías y sus filiales mayoritariamente participadas. Corresponde a los

operadores al por mayor la venta de productos petrolíferos para su posterior distribución al por menor.

- **Distribución al por menor de productos petrolíferos.** La actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos comprende:
 - El suministro de combustibles y carburantes a vehículos en instalaciones habilitadas al efecto.
 - El suministro a instalaciones fijas para consumo en la propia instalación.
 - El suministro de queroseno con destino a la aviación.
 - El suministro de combustibles a embarcaciones.
 - Cualquier otro suministro que tenga por finalidad el consumo de estos productos.

La actividad de distribución al por menor de carburante y combustibles petrolíferos puede ser ejercida libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gases licuados del petróleo

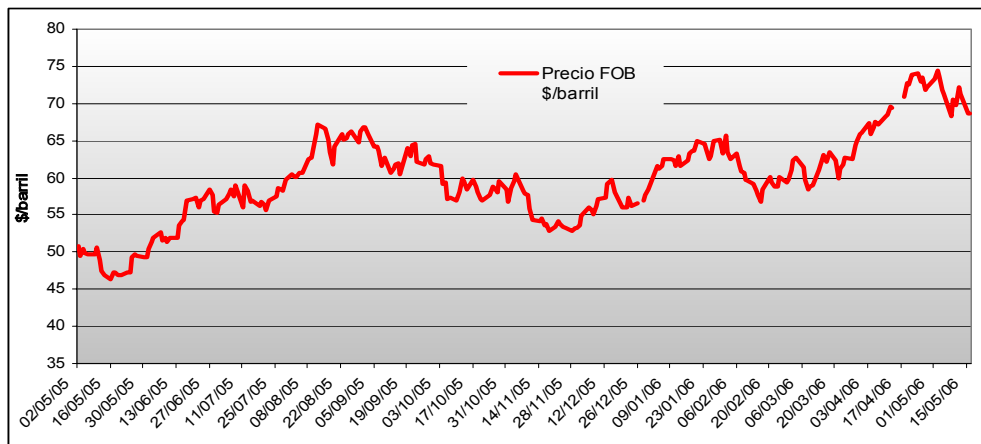
- **Operadores al por mayor.** Son operadores al por mayor de gases licuados del petróleo aquellos sujetos que obtengan la autorización de actividad. Corresponde a los operadores al por mayor de gases licuados del petróleo las actividades de envasado y su posterior distribución al por mayor, así como la distribución al por mayor de dichos gases a granel.
- **Distribuidores al por menor de gases licuados del petróleo a granel.** Son distribuidores al por menor de gases licuados del petróleo a granel aquellos sujetos que obtengan la autorización de actividad.
- **Comercialización al por menor de gases licuados del petróleo envasados.** La comercialización al por menor de gases licuados del petróleo envasados es realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

5.4 Precios del petróleo y derivados

Crudo de petróleo

El precio FOB del crudo Brent ha tenido una evolución alcista desde 2003, situándose a 16 de mayo de 2006 a 68,66 USD/barril.

Gráfico 8. Evolución del precio FOB del crudo Brent (USD/barril)

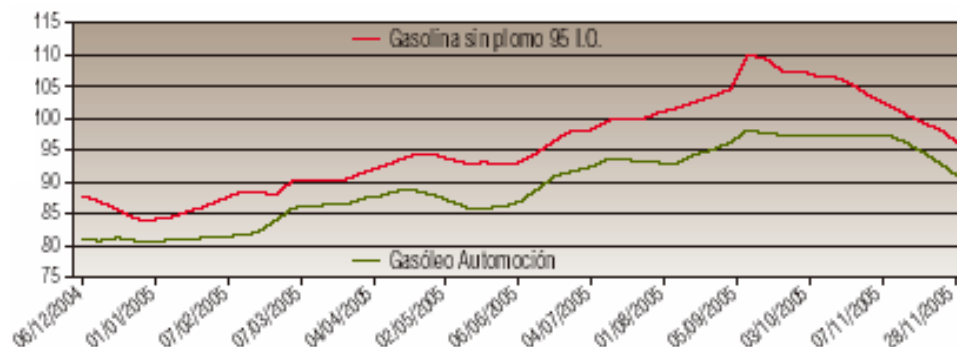


Fuente: Energy Information Administration (USA)

Gasolina sin plomo 95 I.O. y Gasóleo de automoción

El precio (PVP) de la gasolina (sin plomo 95 I.O.) se sitúa en enero de 2006 en 99,3 cent EUR/l, lo cual significa un incremento del 18,2% respecto a enero de 2005. De igual modo, el gasóleo de automoción se sitúa en enero de 2006 en 92,9 cent EUR/l, es decir, un 14,7% más que en enero de 2005, siguiendo una evolución muy similar al del precio del crudo.

Gráfico 9. Evolución del precio de venta al público en España de gasolina y gasóleo (cent EUR/litro)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

Comparación internacional

Gasolina sin plomo 95 I.O.

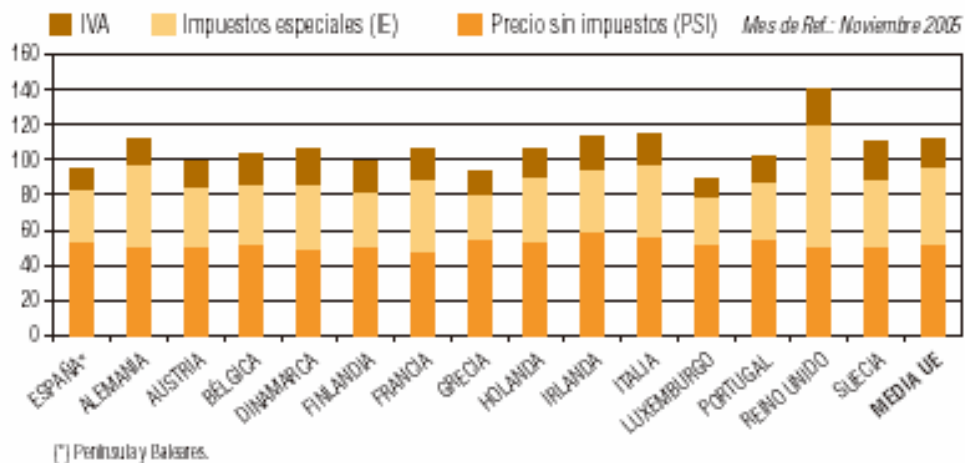
Como viene siendo habitual, en la tabla comparativa europea, el precio medio de la gasolina sin plomo eurogrado a la venta en España se mantiene en noviembre de 2005 en los lugares más bajos, siendo solo menor el practicado en Grecia. El precio medio en España en noviembre está 25,2 cent EUR/l por debajo de la media ponderada de la UE.

Con respecto al país con el menor precio, Grecia, la diferencia es de 8,0 cent EUR/l, mientras que la existente con el que registra el mayor precio, Holanda, es de 37,2 cent EUR/l, con lo que la diferencia con el más bajo aumenta y con el más alto disminuye.

Si se analiza el precio medio antes de impuestos, el español es en noviembre de 2005 0,9 cent EUR/l superior al precio medio ponderado europeo.

En cuanto a los impuestos (IVA e impuesto especial), en España representan el 54,3% del precio medio de noviembre de la gasolina sin plomo, frente a un 64,2% del precio medio vigente en ese mismo mes en la Unión Europea.

Gráfico 10. Comparación de PVP de la gasolina sin plomo 95 I.O. en la UE-15 (cent EUR/litro)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

Gasóleo de automoción

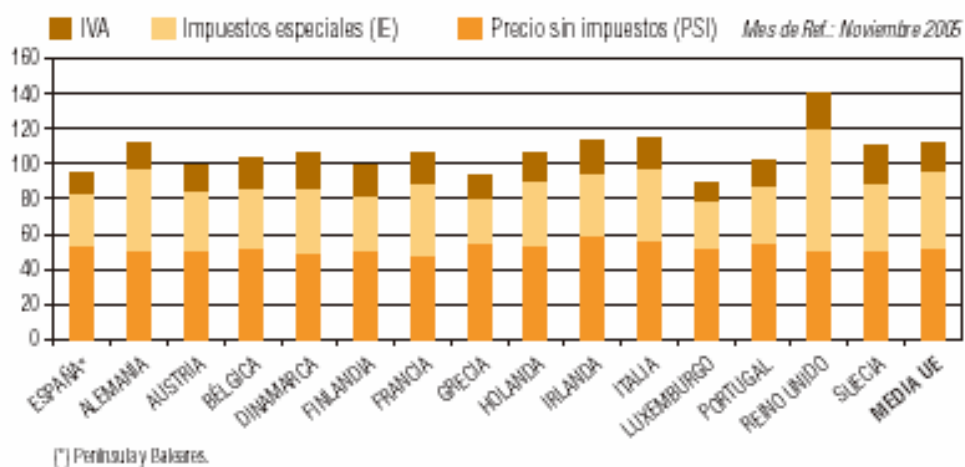
Para el gasóleo de automoción, el precio medio vigente en España en noviembre de 2005 también es de los más bajos de la Unión Europea, y sólo Luxemburgo y Grecia lo tienen menor. El precio medio con impuestos en España en noviembre está 17,5 cent EUR/l por debajo de la media ponderada comunitaria.

La diferencia del precio español con respecto al menor de todos, el de Luxemburgo, es de 5,0 cent EUR/l. El margen con respecto al precio medio mayor, el del Reino Unido, es de 45,3 cent EUR/l.

El precio medio antes de impuestos del gasóleo español está en noviembre de 2005 1,4 cent EUR/l por encima de la media ponderada que se registra en la Unión Europea.

En cuanto a la fiscalidad, la que afecta al gasóleo de automoción es menor en España que en la Unión Europea: el impuesto especial sobre hidrocarburos y el IVA del gasóleo auto representan el 45,5% del precio medio de venta en noviembre de 2005, frente a un impuesto medio comunitario del 55,2%.

Gráfico 11. Comparación de PVP del gasóleo de automoción en la UE-15 (cent EUR/litro)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos

5.5 Operadores principales en el sector del petróleo y derivados

Los principales operadores de hidrocarburos líquidos en España son los siguientes:

- Grupo CLH (Compañía Logística de Hidrocarburos)
- Grupo Repsol-YPF
- Grupo CEPSA
- Grupo BP España
- Grupo DISA

6. *Perspectivas del sector energético a medio plazo*

6.1 Previsión de la evolución energética española 2005-2011

La previsión de la demanda de energía a medio plazo cumple una triple función:

- Permite establecer un marco indicativo a medio plazo de las necesidades de abastecimiento de energía, un elemento imprescindible de desarrollo económico y social.
- Facilita la programación por las empresas de las inversiones necesarias para cubrir la demanda, inversiones que, por su magnitud y su largo período de maduración, requieren una precisa planificación operativa y financiera de las empresas que deben acometerlas.
- Ayuda a definir una estrategia coherente con los objetivos de mejora de eficiencia energética de la economía, protección del medio ambiente y desarrollo sostenible, estrategia que sólo es plenamente eficaz a largo plazo.

La estimación de la demanda a medio plazo es especialmente relevante en el caso de la electricidad, cuyo suministro requiere el ajuste instantáneo entre oferta y demanda y cuyo mercado se extiende a nivel nacional y supranacional, con un peso creciente en el balance de consumo energético, dada la evolución de la actividad económica hacia sectores intensivos en consumo eléctrico y el mayor equipamiento de los hogares.

Previsión de la demanda de energía final

La previsión de la demanda de energía final a medio plazo depende esencialmente de los siguientes factores:

- el crecimiento económico,
- su distribución sectorial,
- los precios energéticos,
- la evolución tecnológica tanto de usos finales energéticos como en transformación y
- los condicionantes legales que modifican su evolución, en particular los relativos a la protección del medio ambiente.

El **consumo de energía final** en España en el período de previsión 2005-2011, se estima crecerá al 2,6% anual, alcanzando 125.193 Ktep en 2011. El crecimiento en 2005-2007 se estima en un 3,0% anual, superior al previsto en 2007-2011 con un 2,4% anual. Esta desaceleración del crecimiento se justifica, a pesar del mayor crecimiento económico previsto, por la mejora de eficiencia energética y la progresiva saturación de algunos mercados al final del período de previsión.

Cuadro 27. Previsión de consumo de energía final

	2005		2007		2011		%2007/2005		%2011/2007		%2011/2005	
	ktep.	Estr. %	ktep.	Estr. %	ktep.	Estr. %	anual	anual	anual	anual	anual	anual
CARBON	2297	2,1	2232	2,0	2021	1,6	-1,4	-2,4	-2,1			
PROD. PETROLIFEROS	62225	58,1	64105	56,4	67028	53,5	1,5	1,1	1,2			
GAS	17703	16,5	19850	17,5	24263	19,4	5,9	5,1	5,4			
ELECTRICIDAD	21054	19,7	22750	20,0	25063	20,0	3,9	2,5	2,9			
EN. RENOVABLES	3750	3,5	4704	4,1	6818	5,4	12,0	9,7	10,5			
TOTAL	107029	100	113641	100	125193	100	3,0	2,4	2,6			

Metodología : A.I.E.

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

Cuadro 28. Previsión de consumo de energía final por sectores

	2005		2007		2011		%2007/2005		%2011/2007		%2011/2005	
	ktep.	Estr. %	ktep.	Estr. %	ktep.	Estr. %	anual	anual	anual	anual	anual	anual
Industria	39172	36,6	41.422	36,5	45589	36,4	2,8	2,4	2,6			
Transporte	38958	36,4	41.592	36,6	46429	37,1	3,3	2,8	3,0			
Usos diversos	28898	27,0	30.626	27,0	33175	26,5	2,9	2,0	2,3			
TOTAL	107029	100	113641	100	125193	100	3,0	2,4	2,6			

Metodología: AIE

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

Carbón

Se estima que el consumo final de carbón continuará su tendencia decreciente de los últimos años, a una tasa del 2,1% anual, dado que este consumo continuará concentrado fundamentalmente en los sectores industriales de siderurgia y cemento, donde no se espera aumento de capacidad y continuará la sustitución por otros combustibles. En el resto de industrias y en el sector residencial, se estima la progresiva desaparición de este consumo, por la evolución tecnológica y los incentivos a la sustitución del carbón para calefacción por otros combustibles para mejorar la calidad del aire de las ciudades.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos continuará creciendo ligeramente por debajo del resto de energías finales, al 1,2% anual y, por tanto, perdiendo peso en la estructura total de consumos, aunque seguirá superando la mitad del total en 2011. También se estiman dos períodos muy diferenciados con un aumento del 1,5% hasta 2006 y 1,1% en el resto, debido a la distinta evolución estimada del transporte, como se indicará posteriormente.

Gas

La extensión de redes permitirá ampliar la disponibilidad de esta energía en todo el territorio y sus ventajas, tanto de rendimiento como de menor impacto en el medio ambiente, llevarán a que el consumo final de gas crecerá al 5,4% anual, muy por encima de las demás energías finales y especialmente en el primer período, debido tanto a la demanda industrial como a la del mercado doméstico-comercial. El gas continuará ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 17,5% en 2011.

Energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica final se estima que aumentará el 3,9 % en 2005-2007 y 2,5% en 2007-2011, con una media en el período de previsión del 2,9% anual, tasa que supone un crecimiento inferior al del PIB, pero muy cercano al valor del PIB. Esta evolución es la esperada para un mercado más desarrollado que el actual y ligeramente por encima de la tasa de crecimiento de la energía final total, debido al mayor crecimiento de la demanda en el sector servicios, al significativo aumento del número de hogares y el mayor equipamiento de los mismos, junto con la continuidad del aumento de capacidad de sectores industriales cuyo consumo energético es fundamentalmente eléctrico.

Comparando las tasas de variación del PIB y de la demanda eléctrica final en España, se observa una progresiva convergencia desde los años 80, aunque con un crecimiento mayor de la demanda eléctrica en los últimos años, derivada no sólo del crecimiento económico sino también del significativo descenso de precios en términos reales, lo que ha provocado un aumento de la intensidad eléctrica por el incremento del equipamiento de los hogares, nuevos usos y crecimiento en el sector servicios e industria intensiva en consumo eléctrico.

Energías renovables de uso final

Se aumenta la previsión que figura en el Plan de Fomento de las Energías Renovables y que supone un crecimiento de consumos finales superior al del conjunto de la energía final, especialmente en el período 2006-2011.

Consumo de energía final por sectores

En el período de previsión continúa la tendencia observada en los últimos años en España y en los países desarrollados, aumento de la demanda energética del transporte y servicios y menor crecimiento de la demanda industrial. En España, además, continuará el crecimiento de la demanda del sector residencial, especialmente en el primer período.

Continuará aumentando la demanda energética del transporte, especialmente en 2005-2007, moderándose el crecimiento después, tanto por la mejora de eficiencia derivada de la tecnología y especificaciones relativas a la protección del medio ambiente como por el efecto de la progresiva saturación de algunas demandas de movilidad. El mayor crecimiento en el sector transporte corresponderá al aéreo y al de carretera, como viene ocurriendo en los últimos años en los países desarrollados.

El consumo industrial crecerá menos que los demás agregados, al estabilizarse la capacidad de producción en los sectores más intensivos en consumo energético y continuar la elevada mejora de eficiencia derivada de la introducción de nuevas tecnologías en los otros sectores. El escenario de precios energéticos contemplado favorecerá esta mejora a fin de mantener la competitividad.

En el sector residencial y servicios, la demanda continuará aumentando de forma estable, aunque moderándose a partir de 2006. El crecimiento de actividad del sector servicios será el mayor entre los grandes sectores y llevará aparejado un aumento en el consumo energético. Por otra parte, en el sector residencial, aumentará la demanda energética de forma estable al preverse un significativo aumento de la población, del número de hogares y del equipamiento de éstos, aunque con un efecto de saturación progresivo al avanzar el período.

El escenario energético que para 2011 se describe desde el Ministerio de Industria es el siguiente:

Cuadro 29. Escenario energético en 2011

PRECIOS:	
Petróleo	El valor más probable alrededor de 40 USD 2004/barril en 2011
Gas	Estabilidad de precios siguiendo la senda del crudo
Carbón	Precios por debajo del crudo y del gas
Divisas	Tendencia a la paridad Euro - Dólar
MEDIO AMBIENTE:	
Límites de emisiones actualmente vigentes en la UE sobre SO ₂ , NO _x , y partículas para Grandes Instalaciones de Combustión, Techos Nacionales de Emisión, Emisiones de Fuentes Móviles y Especificaciones de Productos Petrolíferos. Compromisos derivados de la Convención Marco de las Naciones Unidas de Cambio Climático	
EFICIENCIA:	
Mejora debida, fundamentalmente, a la introducción de nuevas tecnologías industriales más competitivas	
DEMANDAS FINALES:	
Continúan las tendencias observadas en los últimos años	
Carbón	Continuidad del descenso por menor actividad de los sectores consumidores y sustitución por otros combustibles
Productos petrolíferos	Dependencia del transporte. En carretera, aumento al estar todavía lejos de la saturación, aunque a tasas inferiores a las de los últimos años. Continuidad en el crecimiento del transporte aéreo.
Gas	Crecimiento por encima de las demás energías.
Electricidad	Aumento del peso en el balance de energía final, en residencial, comercial e industrial

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Desarrollo de las redes de transporte 2005-2011

Como se aprecia, las previsiones del precio del petróleo ya han quedado obsoletas, unos meses después del escenario planteado por el Ministerio.

Previsión del consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España crecerá a una tasa del 2,0% anual, alcanzando en 2011 un total de 164.735 Ktep, tasa inferior a la de la energía final, debido a la estructura de generación eléctrica prevista. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en

los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

En la estructura de abastecimiento se observa un importante cambio respecto a la situación actual, al aumentar de forma importante el peso del gas natural y las energías renovables y descender el del carbón y la energía nuclear, todo ello derivado, fundamentalmente, del cambio en la estructura de generación eléctrica. El petróleo pierde peso ligeramente al crecer menos que el total de energía, pero se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético.

Cuadro 30. Previsión del consumo de energía primaria

	2005		2007		2011		%2007/2005	%2011/2007	%2011/2005
	ktep.	Estruct. %	ktep.	Estruct. %	ktep.	Estruct. %	anual	anual	anual
CARBON	21350	14,6	19198	12,5	13956	8,5	-5,2	-7,7	-6,8
PETROLEO	72476	49,6	73690	47,9	74553	45,3	0,8	0,3	0,5
GAS NATURAL	29076	19,9	32147	20,9	40530	24,6	5,1	6,0	5,7
NUCLEAR	15001	10,3	15874	10,3	15145	9,2	2,9	-1,2	0,2
ENERGIAS RENOVABLES	8402	5,7	13036	8,5	20552	12,5	24,6	12,1	16,1
SALDO ELECTR.(Imp.-Exp.)	-117	-0,1	0		0				
TOTAL	146188	100,0	153945	100,0	164735	100,0	2,6	1,7	2,0

Metodología: AIE

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

6.2 Estrategia española de eficiencia energética 2004-2012 (E4) y Plan de acción 2005-2007

El consumo de energía en España se encuentra en constante crecimiento, lo que en gran medida es provocado por el importante incremento de la demanda de electricidad y del consumo de combustibles para el transporte. Este crecimiento sostenido de la demanda de energía, está todavía acoplado en exceso al crecimiento económico.

Tal como propugna el Libro Verde sobre seguridad de abastecimiento energético de la Unión Europea, es preciso desconectar en lo posible la actual asociación casi automática entre la demanda energética y el crecimiento económico, a través de nuevas tecnologías y programas de ahorro y mejora de la eficiencia energética, con la aprobación y la cooperación consciente de la sociedad. El nuevo Libro Verde sobre "Eficiencia energética o cómo hacer más con menos" propone un debate sobre el potencial y la conveniencia de implantar un conjunto de acciones exploratorias, entre las que se encuentran: los ajustes al actual mercado de derechos de emisiones de CO₂ para mejorar su eficiencia, métodos para promover la adquisición de electrodomésticos de alto rendimiento, campañas de información pública, incentivos para reducir las pérdidas en las redes eléctricas, o la oportunidad de implantar mercados de certificados blancos. Todas ellas son posibilidades a explorar en los planes para la mejora de la eficiencia energética.

Ante la preocupante situación de crecimiento de la demanda y de la dependencia energética española, desde el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se señaló la necesidad de adoptar medidas más enérgicas de aumento de la eficiencia energética y de diversificación de las fuentes de energía primaria que en el pasado. Consecuentemente, durante la primera parte de 2005 se ha llevado a cabo una revisión, tanto del Plan de Fomento de Energías Renovables como de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, a través de un Plan de Acción.

La Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (denominada E4) tiene por objeto promover el ahorro y la eficiencia energética e, indirectamente, garantizar el suministro de energía, por la reducción de las importaciones, incrementar la competitividad de los sectores productivos y contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales. La Estrategia ha analizado las posibilidades de ahorro y eficiencia energética en diversos sectores, como son el de edificación, transporte, servicios públicos, industria, terciario y residencial, el sector transformador de la energía (refino, producción eléctrica y cogeneración) y el sector agrícola.

La E4 ha recibido fuertes críticas por el retraso en su adopción, a la vista de la pobre situación del modelo energético español en lo referente a intensidad energética, emisiones de CO₂ y dependencia energética, por la falta de definición de objetivos, recursos y plazos y por el escaso apoyo financiero de carácter público. La E4 precisaba, por tanto, de un plan concreto de actuación que fuese coherente con sus

objetivos y contenidos. Debido a esto surge el Plan de Acción 2005-2007, cuyos objetivos globales son reducir un 8,5% el consumo de energía primaria y la dependencia del petróleo en un 20% y que plantea conseguirlo por medio de las siguientes líneas de actuación:

- Concretar medidas e instrumentos necesarios para la aplicación de la Estrategia en cada sector.
- Definir los responsables y los organismos involucrados en su desarrollo.
- Establecer el período de ejecución de las medidas.
- Evaluar el coste e impacto de las medidas.

El Plan de Acción proporciona medidas concretas de todo tipo: regulatorias, de aumento de eficiencia, de ahorro, con las que poder llevar a cabo actuaciones efectivas de cara a un consumo más eficiente de la energía. Una de las mejoras que aporta el Plan de Acción a la formulación previa de la estrategia E4 es que detalla los costes y el presupuesto disponible para la aplicación de cada medida, con lo que es posible cuantificar los esfuerzos necesarios. Además, también resulta positivo que se definan los organismos responsables de llevar a cabo cada proyecto específico. No obstante, todavía queda mucha tarea por delante, ya que falta detallar programas concretos para cada medida detectada y todavía son pocos los planes de actuación que los incorporan.

6.3 Modelo energético sostenible

Estrategia energética: hacia un modelo energético sostenible

La estrategia energética en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en el contexto europeo y mundial. Este análisis debe tomar en cuenta:

- la actual disponibilidad y la evolución prevista de las tecnologías de generación,
- las implicaciones del actual proceso de liberalización de los mercados energéticos,
- las restricciones medioambientales,
- la capacidad de respuesta de la demanda en sus dimensiones de ahorro y de mejora de la eficiencia energética,
- las consideraciones geopolíticas,

- la repercusión de las distintas estrategias sobre la seguridad del suministro,
- la capacidad de las interconexiones con mercados externos,
- el precio de la electricidad y la competitividad de industrias y servicios,
- la percepción del ciudadano de la situación energética.

La planificación indicativa que contemplan las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos debe proporcionar la visión integral que se necesita para dar respuesta conjunta a las directrices de sostenibilidad que se adopten. Esta planificación indicativa de ninguna forma sustituye o interfiere con la libertad de instalación de las empresas de producción de electricidad, que realizarán libremente sus inversiones para participar en el mercado eléctrico.

La planificación indicativa debe establecer las condiciones de contorno que han de ser conocidas por todos aquellos agentes económicos a quienes les pueden afectar y debe fijar objetivos concretos para todo aquello que es regulado:

- objetivos de penetración de renovables y los correspondientes mecanismos de ayudas;
- objetivos de ahorro y eficiencia energética y medios para conseguirlos;
- margen requerido de cobertura de la demanda eléctrica;
- desarrollo de infraestructuras de gas y electricidad;
- plan de la minería del carbón;
- futuro de la energía nuclear;
- asignación de los derechos de CO₂; etc.

La generación en régimen especial: renovables

El mecanismo de primas (y de tarifas reguladas) es válido para progresar en las energías renovables. Para fijar las primas y las tarifas reguladas, el principal criterio que debe regir es el de la garantía de una rentabilidad razonable y estable de las instalaciones, que permita atraer las inversiones al menor coste financiero posible. Para ello se propone acotar las primas en el tiempo, discriminar con mayor detalle las necesidades de primas según características propias de las instalaciones (tipo de tecnología, horas de funcionamiento, costes) y poder revisarlas a futuro para las nuevas instalaciones. Para hacer esto posible, se debería definir y poner a punto procesos de información y análisis sistemáticos de la evolución del potencial de cada tecnología y sus costes, por tramos de potencia, horas de utilización, y cualquier otro

factor que se considere relevante. Una mayor eficiencia libera recursos para fomentar nuevas inversiones.

La generación en régimen especial: cogeneración

Se debería mantener el mecanismo de retribución por el precio de mercado más una prima suplementaria, que parece ser actualmente la alternativa más eficaz, a la vista de las experiencias internacionales. El precio del mercado debe recoger las oscilaciones provocadas por los precios de los combustibles y del mercado de emisiones, por lo que la instalación no sería penalizada o premiada por los desvíos no previstos de estos factores. La prima complementaria debe fijarse de forma que, con la información detallada recabada para cada tipo de proceso, se consiga garantizar la rentabilidad del proyecto.

Para que lo anterior sea posible, se deberían organizar los procesos de información necesarios para facilitar a la CNE la realización de estudios económicos de rentabilidad para distintas hipótesis de tamaño, rendimiento energético integral, precio del gas, etc., y para que pueda realizar las auditorías y controles necesarios para garantizar y poder certificar la utilización de calor útil en el proceso. Se trata de incorporar en el mayor grado posible la cogeneración al mercado libre de producción de energía eléctrica en igualdad de condiciones con la generación ordinaria, fomentando su profesionalización en la prestación de servicios al sistema eléctrico, pudiendo participar y ser remunerada por ello en todos los mecanismos previstos al respecto.

Mix de generación

En los últimos años, el modelo español ha apostado adecuadamente por el desarrollo de un parque de generación en el que primen las energías renovables y la procedente de las centrales de ciclo combinado alimentadas por gas. De cara al planteamiento de una estrategia de generación eléctrica, es importante analizar las implicaciones de mantener en el futuro un desarrollo centrado casi en exclusiva en tales tecnologías.

De cara al futuro, si todo el incremento de demanda que se va a producir más allá del año 2012 fuera a ser atendido exclusivamente con las nuevas capacidades eólicas y ciclos combinados de gas natural, nos encontraríamos entonces con un sistema de generación que produciría un kWh más caro, con mayor dependencia del exterior y, por tanto, con una menor garantía de suministro. Produciríamos, además, unas emisiones de CO₂ por kWh generado muy similares a las que tenemos ahora (lo que ya representaría un cierto ahorro en términos de emisiones adicionales evitadas).

Aun cuando el sector energético está cambiando y a pesar de que es posible que la energía convencional (particularmente la derivada de los hidrocarburos) sea más cara en el futuro que en el pasado, esta simplificación debería hacernos reflexionar. Es preciso analizar si el rumbo adoptado hasta ahora no debiera ser modificado en el

futuro próximo, de manera que podamos disponer a partir de 2010-2012 de otras alternativas (además del gas y el viento) con costes de generación más competitivos, una dependencia exterior más reducida, menores emisiones específicas de CO₂ y mayor garantía de suministro.

6.4 El Plan de Energías Renovables 2005-2010

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta ahora vigente. Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos indicativos:

- 29,4% de generación eléctrica con renovables
- 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año

El siguiente cuadro refleja los datos de potencia instalada en 1998 y 2004, los objetivos fijados en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 y los nuevos objetivos que el IDAE marca en el nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Cuadro 31. Objetivos de generación en régimen especial

	1998 MW	2004 MW	Plan original		Nuevo PER
			2010 MW	Grado de cumplimiento	2010 MW
Minihidráulica (< 10 MW)	1.252	1.749	2.380	73%	2.198
Eólica	876	8.155	13.000	62%	20.155
Biomasa	68	344	3.098	11%	1.770
Solar fotovoltaica	1	37	144	25%	400
Solar termoeléctrica	0	ND	200	ND	500

Fuente: IDAE

Las instalaciones sujetas al régimen especial de generación de electricidad son: las instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables; las instalaciones de cogeneración; y las instalaciones de generación a partir de residuos, siempre que sean de menos de 50 MW.

Los aspectos de la generación de régimen especial que son de interés son los siguientes:

- La justificación de las cantidades y tecnologías que se fijan como objetivo.

- El mecanismo de remuneración más adecuado.
- Las autorizaciones administrativas y la conexión a la red.
- La participación en el funcionamiento del mercado mayorista.
- La comercialización verde, la certificación de origen de la electricidad y la información al consumidor.
- Los aspectos específicos de la cogeneración.

Los problemas concretos que se han identificado en la revisión del marco regulatorio de la generación de **régimen especial** pueden clasificarse en las categorías siguientes:

- Barreras retributivas o financieras
 - Primas insuficientes para algunas tecnologías como la biomasa
 - Incertidumbre en la estabilidad de la retribución
 - Falta de apoyo directo a la inversión (medidas fiscales, condiciones de financiación) y a la I+D en aquellas tecnologías muy emergentes.
- Barreras técnicas
 - Acceso y conexión a la red; se plantean conflictos legítimos entre los promotores de régimen especial y las empresas transportistas o distribuidoras a las que se conectan.
 - Operación del sistema: visibilidad para el centro de control, procedimientos de operación para el reparto de capacidad ante limitaciones, equipos de control.
 - Barreras derivadas de la baja disponibilidad y aleatoriedad en la generación de la energía. Esto obliga a mantener una elevada capacidad de potencia en la reserva.
- Barreras medioambientales
 - Barreras derivadas de la enorme extensión de terreno que precisan para su instalación, siendo muy elevado en el caso de la generación eólica, solar, y la biomasa (incluyendo los cultivos energéticos). Esto imposibilita una utilización masiva de estos tipos de tecnologías, sin contar con los costes asociados al uso de esos terrenos.

- Contaminación intrínseca en la fabricación de algunos elementos que forman parte de la instalación renovable (por ejemplo, la placa fotovoltaica).

- Barreras administrativas
 - Proliferación de normas y trámites: hasta sesenta normas distintas pueden afectar al promotor de régimen especial y hasta cuarenta trámites distintos han de seguirse ante las administraciones local, regional y central, con una importante confusión en materia de competencias.
 - Ineficiencia del proceso de tramitación, que representa la principal barrera de entrada. Por ejemplo, en el caso de la minihidráulica, cuya tramitación puede demorarse hasta 12 años desde la presentación de la autorización hasta su puesta en marcha. En el caso de la eólica, pueden llegar a ser 5 años.
 - Percepción de falta de homogeneidad, ciertos niveles de discrecionalidad y poca transparencia en las resoluciones administrativas.

Cuadro 32. Primas actuales y propuestas en el PER, 2005

SECTOR		PRIMA ACTUAL (c€/kWh)	PRIMA PROPUESTA (c€/kWh)
Área eólica		2,9322	2,9322
Área Hidroeléctrica	≤ 10 MW	2,9322	2,9322
	$10 < P \leq 25$ MW	2,9322	2,9322
	$25 < P \leq 50$ MW	2,1991	2,1991
Área Solar Termoeléctrica		18,326	18,326
Área Solar Fotovoltaica	$P \leq 100$ kWp, Con seguimiento	38,4846	38,4846
	$P \leq 100$ kWp, Fija	38,4846	38,4846
	$P > 100$ kWp	18,3260	18,3260
Área de Biomasa	Cultivos energéticos; $P \leq 15$ MW	2,9322	5,8643
	Cultivos energéticos; $15 < P \leq 50$ MW	2,9322	4,3982
	Residuos forestales y agrícolas	2,9322	4,3982
	Residuos de industrias agrícolas	2,1991	4,3982
	Residuos de industrias forestales	2,1991	2,1991
	Co-combustión	----	1,4661
Área de Biogás	Estiércoles y biogás	2,9322	2,9322

Fuente: IDAE, PER 2005-2010

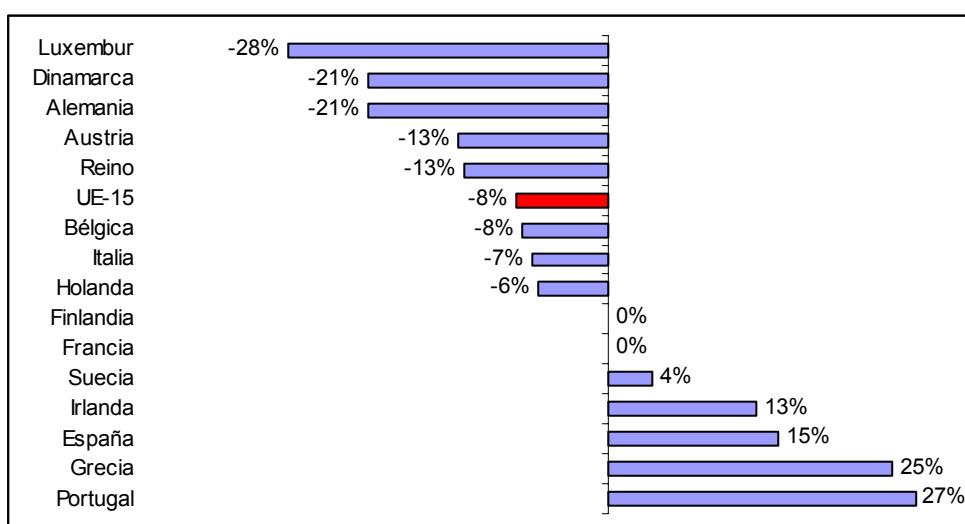
6.5 El Protocolo de Kyoto

El Protocolo de Kyoto se inscribe dentro del Convenio Marco de la ONU sobre cambio climático. Fue firmado en 1997 por 84 países y en febrero de 2005 contaba con la ratificación de 141 naciones. Su objetivo es prevenir el calentamiento global de la Tierra, estableciendo para ello un calendario de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI's). Obliga a que en el periodo 2008-2012 los países firmantes reduzcan sus emisiones conjuntas un 5,2% respecto a las correspondientes a 1990.

El Protocolo aboga por la utilización de instrumentos de mercado para conseguir los compromisos medioambientales, combinando eficiencia económica con eficacia medioambiental. Uno de estos instrumentos, cuya eficacia ha quedado de manifiesto en otros contextos, es el sistema cap and trade, en el que se establece un tope para el total de emisiones permitidas que se distribuye en forma de permisos de emisión que pueden ser intercambiados libremente.

La Unión Europea, pese a no haber entrado en vigor, adoptó en abril de 2002, la decisión de ajustarse unilateralmente a la reducción del 8% que para ella se preveían en el Protocolo. El reparto entre sus Estados Miembros del esfuerzo requerido para alcanzar la reducción conjunta (el BSA - "Burden Sharing Agreement"), dio como resultado los incrementos o reducciones que se observan en el siguiente gráfico.

Gráfico 13. Compromiso adoptado por la UE en emisiones de GEI para el periodo 2008-2012 con respecto a 1999



Fuente: Eurostat

La implantación práctica de este mecanismo está dando lugar a claras distorsiones en la competitividad de instalaciones, sectores y países. Paradójicamente, el resultado de las asignaciones entre países es que determinados sectores eléctricos tendrán

derechos sobrantes y podrían, por ejemplo, desarrollar nuevas centrales de generación con carbón, mientras en otros casos (como el español), con una situación de partida de mayor eficiencia y menor nivel de emisiones específicas, será necesario una reconversión tecnológica o adquirir derechos en el mercado.

Además, alcanzar los objetivos del Protocolo exige que el comercio de permisos se complemente con otro tipo de instrumentos que "penalicen" las emisiones de los sectores no incluidos en la directiva que regula el cap and trade. En cualquier otro caso, la implantación práctica de este mecanismo podría dar lugar a nuevas distorsiones en la competitividad, además de poner en la eficacia medioambiental de las regulaciones.

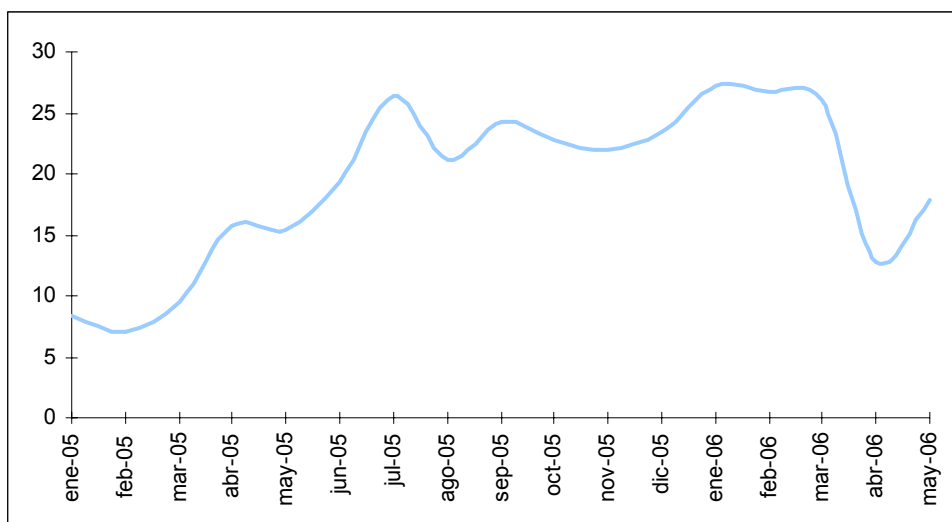
Potencial impacto de la Directiva europea sobre comercio de derechos de emisión

El impacto de la directiva europea 2003/87/CE implanta el mercado de derechos de emisión de CO₂ (el resto de gases de efecto invernadero por el momento se mantienen al margen) de tal manera que se fija una senda de emisiones máximas para los años venideros, para el periodo 2005-07 en primera instancia, pero sólo afectando a unos cuantos sectores industriales: generación eléctrica y los definidos como "sectores industriales" (plantas de combustión, refinerías de petróleo, coquerías, plantas metalúrgicas y acerías, así como fábricas de cemento, vidrio, cal, ladrillos, cerámica, pasta y papel).

En estos últimos tiempos, a medida que la transposición de la Directiva se ha convertido en una realidad palpable son cada vez más las voces que ponen en cuestión el régimen de comercio de derechos de emisión, alegando que supondrá un coste que la economía europea no será capaz de asumir sin resentirse seriamente.

En el caso particular del sector eléctrico, la pregunta que se plantea es acerca de la subida que supondrá en el precio de la energía. Sobre este particular, la Comisión Europea sostiene que "conviene distinguir entre el objetivo y el instrumento. Ninguna variación de los precios de la electricidad será una consecuencia del comercio de derechos de emisión sino de la aplicación del Protocolo de Kyoto. El Protocolo de Kyoto fija un límite a las emisiones autorizadas de gases de efecto invernadero, lo que supone que la economía de la UE será en el futuro una economía sometida a unos límites de emisión de carbono. Esta limitación confiere valor a los derechos de emisión y se traduce en un cambio de los precios relativos de la economía de la UE. Los productos que contengan más carbono serán relativamente más costosos".

Gráfico 14. Evolución del mercado de derechos de emisión (EUR/t)



Fuente: Sendeco2

Los problemas derivados de las decisiones adoptadas en la UE

A primera vista, el compromiso de reparto en el seno de la UE favorecía a España, ya que puede aumentar sus emisiones en un 15% mientras que otros países deben reducirlas sustancialmente. Sin embargo, un análisis más detallado, revela lo siguiente:

- Si se analizan los sectores afectados por la directiva, se puede comprobar que, en general, la industria resulta ser más eficiente en sus niveles de emisiones de GEI. Según Eurostat, el sector eléctrico español presenta menores emisiones específicas de GEI por MWh producido que en la mayor parte de los países europeos, gracias a un mix en el que existe un alto componente hidráulico y nuclear. Solamente es inferior en países que presentan una mayor proporción de energía nuclear o hidroeléctrica como Francia, Suecia y Finlandia. Asimismo, las industrias cementera y siderúrgica españolas son más eficientes que sus homónimas de la UE.
- La convergencia de la renta per cápita española con la media de la UE requerirá crecimientos del PIB diferencialmente mayores y, por ende, consumos de energía y emisiones con tasas de crecimiento más elevadas. A ello, se añade el hecho de que en España la demanda de energía en general tiene una elasticidad renta superior a la unidad, por lo que nuestra convergencia con la UE en consumo energético específico es más intensa que en renta per cápita.

El gobierno español estableció en enero de 2005 el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, fijando para el conjunto de sectores afectados por la Directiva

una asignación de 160 Mt de emisiones de CO₂ al año para el periodo 2005-2007 (de los que el sector eléctrico contará con 86 Mt). Estas cifras suponen en su conjunto el mantenimiento del total de las emisiones en los sectores afectados por la directiva con respecto a 2002 y una reducción de las emisiones asignadas al sector eléctrico del orden del 10%.

Por tanto, conviene revisar los acuerdos de reparto intraeuropeo de cumplimiento de Kyoto, pues la aplicación práctica de los compromisos de Kyoto en el caso español conduce a resultados distintos de los esperados, pues no se conseguirá una reducción de las emisiones, se producirá una transferencia de rentas entre diferentes tecnologías de generación y habrá un incremento de los precios de suministro eléctrico superior a los costes derivados de la necesidad de adquirir derechos de emisión, afectando así negativamente a la competitividad del conjunto de la economía española.

Sería conveniente que la Administración española revisara ante las instancias europeas los criterios de reparto de la carga entre los países de la UE (Burden Sharing Agreement), de tal forma que no se establezcan fuertes penalizaciones a quienes hicieron una inversión que tienen que recuperar a largo plazo, y al tiempo se generen incentivos para adoptar la mejor tecnología en cada proceso.

6.6 Potenciación del papel de la energía nuclear

El debate sobre la “opción nuclear” está abierto. Se podría definir la “opción nuclear” como el mantener en funcionamiento las centrales nucleares existentes, alargando su vida útil en lo posible, así como instalar centrales nuevas, utilizando las mejores tecnologías comercialmente disponibles.

En el panorama energético internacional asistimos en la actualidad a una reconsideración de la energía nuclear por varias razones:

- las limitaciones derivadas del Protocolo de Kyoto y otras normativas medioambientales (IPPC),
- la necesidad de aumentar considerablemente la potencia instalada y la energía producida,
- los elevados costes de generación de las energías alternativas,
- la alta disponibilidad de este tipo de instalaciones en contraste con la disponibilidad de algunas renovables como la eólica y la solar.
- las enormes extensiones de terreno que precisan las instalaciones de renovables con producciones pequeñas, y

- la búsqueda de una menor dependencia del abastecimiento de materias primas energéticas.

Las **limitaciones derivadas del Protocolo de Kyoto** ya se comentaron en el apartado anterior. La energía nuclear posee un factor de emisiones de gases de efecto invernadero igual a cero, al igual que las energías renovables, por lo que es una alternativa muy eficaz para reducir estas emisiones.

Respecto a la **necesidad de aumentar la potencia instalada y la energía producida**, la energía nuclear, dada su **alta disponibilidad**, es la base fundamental sobre la que se puede asentar la garantía del suministro.

No hay que olvidar que la alta disponibilidad aparece claramente reflejada a la hora de comparar porcentajes de producción y de capacidad. En el año 2004, según datos de Eurostat, España tenía una capacidad nuclear instalada que representaba el 10,9% de la potencia neta total de generación eléctrica instalada, y generó aproximadamente el 22,8% de la producción total de electricidad.

Los elevados costes de generación de las energías renovables, implican una necesidad de que sean primadas para poder competir contra el resto de instalaciones convencionales. Aparte de esta consideración también se han de tener en cuenta los escenarios al alza de los precios del crudo y gas, que influyen en los costes de las centrales térmicas no nucleares. En contraste con esta situación, la energía nuclear posee uno de los más **bajos costes de generación**, lo que redundará en un menor coste total de generación de la energía.

El cuadro 32 muestra las distintas disponibilidades, costes, y superficie de ocupación para 1.000 MW de potencia instalada de la energía nuclear frente a energías renovables.

Cuadro 33. Horas de funcionamiento, coste de generación, y superficie de instalaciones nucleares y renovables

	Horas funcionamiento	Coste cEUR / kWh	Superficie km ² /1000 MW
Nuclear	>8.000	3,00	1-4
Eólica	2.350	8,03	300
Biomasa	7.000	10,15	4.700-5.600
Solar Fotovoltaica	1.800	17,00	200-500

Fuente Superficie: IIT (Informe para Greenpeace sobre energías renovables)

Fuente Resto Datos: IDOM

Además, los estudios que se han realizado con respecto a las externalidades, costes asociados a daños provocados por la actividad de esa industria, muestran que los costes de la energía nuclear son inferiores a los provocados por otras tecnologías.

El cuadro 33 muestra el estudio ExternE realizado por diversas instituciones europeas y nacionales (CIEMAT) para calcular las externalidades en diversos países de la Unión Europea. A pesar de que no se poseen datos de externalidades de la energía

nuclear en España, este estudio muestra que en el resto de países, los costes son inferiores a los generados por otras fuentes de generación.

Cuadro 34. Costes asociados a externalidades para diferentes fuentes de producción de energía eléctrica

cEUR / kWh	Hulla, Antracita Lignito	Turba	Petróleo	Gas	Nuclear	Biomasa	Hidráulica	Fotovoltaica	Eólica
Austria				1-3		2-3	0,1		
Belgica	4-15			1-2	0,5				
Alemania	3-6		5-8	1-2	0,2	3		0,6	0,05
Dinamarca	4-7			2-3		1			0,1
España	5-8			1-2		3-5*			0,2
Finlandia	2-4	2-5				1			
Francia	7-10		8-11	2-4	0,3	1	1		
Grecia	5-8		3-5	1		0-0,8	1		0,25
Irlanda	6-8	3-4							
Italia			3-6	2-3			0,3		
Holanda	3-4			1-2	0,7	0,5			
Noruega				1-2		0,2	0,2		0-0,25
Portugal	4-7			1-2		1-2	0,03		
Suecia	2-4					0,3	0-0,7		
Reino Unido	4-7		3-5	1-2	0,25	1			0,15

*biomasa en co-combustión con lignito

Externalidades contabilizadas (cambio climático, salud pública, salud trabajadores, daños materiales)

Fuente: ExternE

Dados los bajos costes de generación de la energía nuclear, toda reducción del precio de la energía favorecería la competitividad de los diferentes sectores de la economía.

En España existen 6 centrales nucleares, dos de las cuales disponen de dos reactores cada una (Almaraz y Ascó), por lo que suman 8 reactores de agua ligera, 7 de los cuales son de agua a presión y uno de agua en ebullición, con una potencia instalada de 7.742 MW. Existen dos centrales nucleares en fase de desmantelamiento (Vandellós I y Zorita).

El debate sobre la “opción nuclear” es una materia controvertida, dada la dificultad de transmitir mensajes claros sobre un tema de alta complejidad y la percepción social de inseguridad y peligro que suele asociarse a este tipo de instalaciones. Sin embargo, además de las virtudes de la generación nuclear, deben valorarse los efectos inducidos en el desarrollo de tecnología, ingeniería y sistemas de control y seguridad que esta tecnología ha aportado al sistema eléctrico y al resto de la industria.

En los años 80 la mayoría de los países industrializados fueron paralizando los programas de desarrollo de las tecnologías de generación nuclear. Sin embargo, otros países han seguido apostando por estas tecnologías, existiendo en la actualidad numerosos nuevos proyectos nucleares: cuarenta en Asia (China, Japón, Corea, Taiwán, India e Irán), nueve en países del Este de Europa (Ucrania, Rusia, y Rumania), tres en la UE y uno en África (Sudáfrica). Además, Estados Unidos está alargando la vida de muchas de sus centrales nucleares.

Cuadro 35. Previsiones de instalación de energía nuclear a medio plazo

	Generación nuclear		Reactores Actuales		En construcción		Planeados		Propuestos		Uranio toneladas	Consumo per cápita de energía nuclear kWh/habitante-año
	000 GWh/año	% electricidad sf total	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW		
Argentina	7.3	8.2	2	935	1	692					134	193
Armenia	2.2	39.0	1	376							51	661
Bélgica	44.9	55.0	7	5728							1.075	4.370
Brasil	11.5	3.0	2	1.901			1	1.245			336	66
Bulgaria	15.6	42.0	4	2.722			2	1.900			253	2.047
Canadá	85.3	15.0	18	12.595			2	1.340			1.635	2.674
China	47.8	2.2	9	6.587	5	4.480	6	5.050	19	15.000	1.294	37
Taiwan	37.9	21.0	6	4.884	2	2.600					906	1.681
Rep. Checa	26.3	31.0	6	3.472					2	1.900	540	2.564
Egipto	0.0	0.0	0	0					1	600	0	0
Finlandia	21.8	27.0	4	2.676	1	1.600					473	4.206
Francia	426.8	78.0	59	63.473					1	1.600	10.146	7.141
Alemania	158.4	32.0	17	20.303							3.458	1.903
Hungría	11.2	34.0	4	1.755							251	1.112
India	15.0	2.8	15	2.993	8	3.638			24	13.160	1.334	14
Indonesia	0.0	0.0	0	0					4	4.000	0	0
Irán	0.0	0.0	0	0	1	915			3	2.850	0	0
Israel	0.0	0.0	0	0					1	1.200	0	0
Japón	273.8	29.0	55	47.700	1	866					8.169	2.156
Corea del Norte	0.0	0.0	0	0	1	950					0	0
Corea del Sur	124.0	38.0	20	16.840			8	9.200			3.037	2.566
Lituania	13.9	72.0	1	1.185					1	1.000	134	3.860
México	10.6	5.2	2	1.310							256	103
Holanda	3.6	3.8	1	452							112	224
Pakistan	1.9	2.4	2	425	1	300			2	1.200	64	13
Rumania	5.1	10.0	1	655	1	655			3	1.955	176	229
Rusia	133.0	16.0	31	21.743	4	3.600			8	9.375	3.439	917
Eslovaquia	15.6	55.0	6	2.472			1	925			840	2.877
Eslovenia	5.2	38.0	1	676					2	840	356	2.690
Suráfrica	14.3	6.6	2	1.842			1	165			144	328
España	60.9	23.0	9	7.584					24	4.000	329	328
Suecia	75.0	52.0	10	8.938							1.505	1.520
Suiza	25.4	40.0	5	3.220							1.435	8.449
Turquia	0.0	0.0	0	0					3	4.500	575	3.479
Ucrania	81.1	51.0	15	13.168			2	1.900			0	0
Reino Unido	73.7	19.0	23	11.852							2.158	1.233
USA	788.6	20.0	103	98.034	1	1.065			13	17.000	19.716	2.811
Vietnam	0.0	0.0	0	0					2	2.000	0	0
Mundo	2.618.6	16.0	441	368.496	27	21.361	38	39.557	113	82.220	65.478	0

Fuente: World Nuclear. Elaboración: IDOM. Previsiones hechas en 2004

Las autoridades de la UE participan explícitamente en este debate, enviando señales indicativas de que la generación de origen nuclear no debe ser descartada a medio y largo plazo. En Europa, Finlandia tiene en marcha la construcción de un reactor, Francia ya ha decidido lanzar un nuevo proyecto y otros países como Reino Unido no descartan seguir esta senda a medio plazo y están preparándose para ello.

Con independencia de los argumentos vertidos sobre estas tecnologías, el problema real aún no plenamente resuelto es la disposición definitiva de los denominados residuos radiactivos de alta actividad. Éstos contienen elementos que emiten radiaciones de gran intensidad cuya actividad es muy prolongada en el tiempo y que emite considerables cantidades de calor. Como no pueden ser destruidos, han de ser almacenados durante el tiempo necesario para dejar de ser nocivos. En todo caso, en la actualidad se dispone de tecnologías para mantenerlos confinados y controlados sin riesgo alguno para la población ni para el medio ambiente.

Tanto por la necesidad de reducción de las emisiones de CO₂ como por razones de garantía y capacidad de suministro, es muy probable que en el futuro los sistemas eléctricos tengan que utilizar de nuevo la energía nuclear de forma generalizada.

Dado el lento desarrollo de las tecnologías de fusión (hay un programa internacional - ITER- en el que intervienen muy activamente EE.UU., Japón, UE, Rusia y Corea), es impensable contar con estas tecnologías en el horizonte que puede contemplar una empresa o un sistema eléctrico. Por ello, en el futuro previsible deberemos contar sólo con las tecnologías de fisión, que en estos últimos años han sido intensamente mejoradas tanto en términos de eficiencia energética como de seguridad.

En todo caso, un nuevo desarrollo comercial de las tecnologías nucleares para la generación eléctrica requerirá que se den una serie de condiciones previas:

- Un mejor conocimiento por parte de la sociedad de la realidad de estas tecnologías.
- El desarrollo de programas y tecnologías de gestión de residuos de alta actividad que den tranquilidad a administradores y administrados.
- Una mayor conciencia pública del riesgo de escasez y de dificultades de suministro de materias primas energéticas.
- La asunción generalizada de los problemas derivados de las crecientes emisiones de CO₂, sus posibles consecuencias en el cambio climático del planeta y la imposibilidad de frenar significativamente el proceso de incremento de emisiones sin recurrir a la energía nuclear.

7. Conclusiones, propuestas y recomendaciones

La competitividad y la productividad de la economía y, por lo tanto, el crecimiento y el bienestar dependen de la energía. El momento económico actual se caracteriza por necesidades energéticas crecientes, precios elevados de las materias primas, responsabilidad medioambiental y tendencia a la globalización.

En este entorno, las empresas sienten la necesidad de disponer de un marco energético competitivo y sostenible. La complejidad de los sistemas energéticos aconseja actuar con la máxima prudencia y consenso, a la vez que con decisión y visión de futuro. Todo ello ha llevado a las Cámaras de Comercio, en el ejercicio de la función consultiva encomendada por Ley, a analizar el sector, a escuchar las aportaciones del tejido empresarial (se ha convocado a un elenco muy amplio de consumidores y productores) y a formular las propuestas de actuación contenidas en este documento.

Diagnóstico: en riesgo la competitividad

En la actualidad, España presenta un modelo energético caracterizado por los siguientes aspectos:

- Una creciente demanda energética
- Elevada dependencia energética exterior, cercana al 80% (frente al 50% de promedio de la UE). Los riesgos de esta dependencia se agudizan por la concentración de fuentes de suministro.
- Exclusión de diversas tecnologías (nuclear y otras) por factores, básicamente, sociopolíticos y regulatorios, en un contexto de reducción del peso de los hidrocarburos en el mix energético y un coste añadido del cumplimiento de los acuerdos del Protocolo de Kyoto.
- Desarrollo de infraestructuras complejo con un marco de decisión dificultado por problemas administrativos, ausencia de criterios de mercado y sujeto a oposición social.
- Escaso impulso del mercado y de la eficiencia. Regulación deficiente en lo que se refiere a certidumbre regulatoria, estabilidad y a su capacidad de abarcar cuestiones importantes pendientes de diseño, para responder a las necesidades de los productores y de los consumidores. Mercado eléctrico minorista entorpecido por las barreras creadas por una escasa separación entre la generación, la distribución y la comercialización. Reducidas señales del mercado al consumo. Bajo desarrollo del mercado europeo (interconexión)

- Programación poco eficiente por falta de realismo o políticas de ejecución. La planificación que finaliza en 2011 se ha mostrado insuficiente.

Objetivo: un modelo energético sostenible y competitivo

El modelo energético sostenible y competitivo caracterizado por los siguientes aspectos:

- Una garantía de suministro de energía fiable, continuo y de alta calidad accesible a todos los consumidores.
- Con un sistema eficiente de mercado que refleje los costes reales y que envíe señales correctas a los agentes que intervienen en él.
- Que permita la competitividad internacional de la economía española y de sus empresas.
- Que sea respetuoso con el medio ambiente y cumpla los compromisos internacionales asumidos por el país en esta materia.

Propuestas de mejora para llegar a un modelo sostenible y competitivo

i. Competitividad (mercado y suministro)

i.1. Garantizar el suministro en el medio y largo plazo

- Potenciar el papel de la energía nuclear. A finales de 2005 existían 25 nuevos grupos en construcción (8 en Europa). Frente al 78% que representa la energía nuclear de la electricidad total en Francia, en España supone poco más de una quinta parte con una presencia decreciente. Este tipo de energía tiene ventajas como la de disponibilidad, seguridad de funcionamiento, coste de generación y emisiones.

Las Cámaras consideran conveniente la prolongación de la vida útil de las centrales actuales, el desarrollo de nuevas centrales, el desarrollo de actividades anexas como el Almacén Temporal Centralizado (ATC) y la adopción de la última tecnología disponible en este ámbito.

- Reducir la dependencia energética exterior. España sólo tiene un 20% de autoabastecimiento frente al 50% de la Unión Europea. Casi la mitad del gas natural consumido en España proviene de un solo país. En petróleo (59% del consumo de energía final) la dependencia exterior es del 99,6%.

Las Cámaras proponen impulsar toda la panoplia de energías disponibles especialmente aquellas con mayor nivel de autonomía, diversificar la energía primaria según su origen, impulsar políticas comunes en el seno de la UE y no excluir ningún tipo de energía, rehabilitando el papel de tecnologías cuyos avances técnicos minimizan sus problemas (a parte de la nuclear, renovables, carbón limpio, biocarburantes, etc).

- Desarrollo de nuevas infraestructuras. Los plazos largos e inciertos de desarrollo de infraestructuras tanto de generación como de transporte y distribución (algunas líneas necesarias llevan más de 10 años para su construcción) pueden generar problemas de suministro.

Las Cámaras proponen simplificar los procesos de desarrollo de infraestructuras, establecer zonas de autorización acelerada para nuevas infraestructuras, flexibilizar el desarrollo de la iniciativa empresarial en el sector energético (entrada de nuevos oferentes de energía y de nuevos grupos generadores), promover las mejoras tecnológicas para la integración segura de las energías renovables e incluir nuevos desarrollos tecnológicos al sistema (pe. carbón limpio)

i.2. Mejorar el funcionamiento del mercado

- Impulsar la creación de mercados energéticos supranacionales que ayuden a incrementar la competencia y la seguridad de suministro.

Las Cámaras consideran prioritario incrementar la interconexión con Francia y desarrollar el Mercado Único de la electricidad y del gas mediante el impulso de la armonización regulatoria en la Unión Europea.

- Mejorar la regulación energética. A los riesgos intrínsecos del sector no debemos añadir incertidumbres y distorsiones regulatorias que en ocasiones pueden dejar fuera del mercado tecnologías o inversiones (pe. cogeneración) potencialmente eficientes.

Las Cámaras recomiendan impulsar la estabilidad regulatoria, seguir avanzado en la liberalización de los mercados, desarrollar el mercado dotándole de amplitud profundidad y sofisticación (contado – corto plazo y de derivados – medio y largo plazo) y facilitar nuevas inversiones en el sector.

ii. Sostenibilidad

- Concienciación y sensibilización sobre la situación de la energía impulsando la mejora de la eficiencia y el ahorro energético.

Las Cámaras proponen llevar a cabo una campaña de información y concienciación ciudadana y empresarial, desarrollar un diagnóstico compartido que permita el consenso, crear un foro permanente de reflexión y debate sobre el sector.

- Revisar los acuerdos de reparto de cuotas de emisión para el cumplimiento de Kyoto. El cumplimiento del Kyoto impone a la economía española cargas superiores a las de otros países (tanto en el momento de la negociación como consecuencia de la evolución más dinámica de nuestra economía).

Las Cámaras consideran necesario que en su momento se revise el Burden Sharing Agreement y el Plan Nacional de Asignación.

- Fomentar el papel de las energías renovables. Son energías necesarias para el sistema para crear un modelo sostenible, reduciendo las emisiones, la dependencia y diversificando las fuentes.

Las Cámaras recomiendan fomentar la I+D+i en eólica, solar fotovoltaica, biocarburantes, biomasa y en cualquier otro tipo de energía renovable e introducir mecanismos de mayor eficiencia económica en las primas que aseguren su objeto último: apoyar la viabilidad de tecnologías nacientes.

Responsables y plazos: la competitividad no puede esperar

Son especialmente urgentes y sus trabajos deberían iniciarse cuanto antes, ya que sus efectos son de medio y largo plazo, las propuestas relacionadas con:

- El impulso de nueva potencia nuclear.
- El fomento de la inversión en mejora de las dotaciones existentes, en nuevas infraestructuras, en tecnología y en I+D+i.
- El incremento de la interconexión hasta un mínimo del 10% de la potencia total instalada, tal y como se estableció en el Consejo Europeo de Barcelona en 2002.

En el corto plazo es necesario:

- Ampliar la vida útil de las centrales nucleares
- Establecer zonas de autorización de infraestructuras acelerada
- Avanzar en la diversificación en el origen de la energía primaria

- Promover la eficiencia y el ahorro energético (campaña de comunicación).

La complejidad de los sistemas energéticos aconseja actuar en el diseño y ejecución de las políticas con prudencia y consenso a la vez que con decisión. Las Cámaras entienden que para el adecuado desarrollo de estas iniciativas sería conveniente un Pacto de Estado por la Energía impulsado por el gobierno y los principales partidos políticos. Este pacto traería consigo un entorno seguro en el que llevar a cabo las inversiones necesarias en el sector (nueva potencia, nuevas redes de transporte, construcción de líneas de evacuación de la energía en la nueva potencia instalada, I+D en nuevas tecnologías de producción,...). Es igualmente necesaria la participación de todos los agentes del sector tanto en el debate que genere consenso como en el desarrollo de las iniciativas. La Comisión Nacional de la Energía y el Tribunal de Defensa de la Competencia, entre otras instituciones, deberían jugar un papel relevante en el impulso del mercado. Los responsables de impulsar estas actuaciones, las Administraciones Públicas, tanto el gobierno central como el autonómico y local, deben involucrarse cuanto antes en el desarrollo de las iniciativas propuestas. Las Cámaras están dispuestas a seguir colaborando e impulsando un modelo energético sostenible y competitivo en lo que los responsables de las actuaciones entiendan conveniente.

Bibliografía

Atienza, Luis y de Quinto, Javier (2003). Regulación para la competencia en el sector eléctrico español. Fundación Alternativas.

Círculo de empresarios (2005). Una nueva estrategia para el sector eléctrico español. Una visión de largo plazo en el contexto de Kyoto.

Comisión Europea, Dirección General de Energía y Transportes (2002). Energía controlemos nuestra dependencia.

Dirección General de Política Energética y Minas, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (2004). La energía en España.

European Commission, Competition DG (2006). Energy sector inquiry under Art 17 Regulation 1/2003 on the gas and electricity markets.

Pérez Arriaga, José Ignacio (2005). Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España.

Red Eléctrica de España (2005 y 2004). El sistema eléctrico español.

Datos estadísticos obtenidos de diferentes fuentes: Boletines Estadísticos de Energía Eléctrica, Boletines Estadísticos de Hidrocarburos, Comisión Nacional de la Energía, Dirección General de Política Energética y Minas, ExternE, EUROSTAT, Foro Nuclear, IDAE, Ministerio de Medio Ambiente, Oilgas, OMEL, REE, SEDIGAS, Subdirección General de Planificación Energética, UNESA, World Nuclear.

Anexo I. Unidades

Cuadro 36. Coeficientes de paso a toneladas equivalentes de petróleo (tep)

Valores estimados	(tep/t)
Carbón:	
Generación eléctrica:	
– Hulla + Antracita	0,497
– Lignito negro	0,319
– Lignito pardo	0,176
– Hulla importada	0,581
Coquerías:	
– Hulla	0,692
Resto usos:	
– Hulla	0,610
– Coque metalúrgico	0,705
Coeficientes recomendados por la AIE	(tep/t)
Productos petrolíferos:	
– Petróleo crudo	1,019
– Condensados de gas natural	1,080
– Gas de refinería	1,150
– Fuel de refinería	0,960
– G.L.P.	1,130
– Gasolinas	1,070
– Keroseno aviación	1,065
– Keroseno agrícola y corriente	1,045
– Gasóleos	1,035
– Fuel-oil	0,960
– Naftas	1,075
– Coque de petróleo	0,740
– Otros productos	0,960
Gas natural (tep/Gcal P.C.S.)	0,090
Electricidad (tep/MWh)	0,086
Hidráulica (tep/MWh)	0,086
Nuclear (tep/MWh)	0,261

Fuente : DGPEM.

©ámaras



Cámaras de Comercio
www.camaras.org
902 100 096