

Aportaciones para el diseño de una política energética española sostenible

Secretaría de Medio Ambiente de CCOO

Madrid, octubre de 2010

Versión 11

ÍNDICE

1.- SITUACIÓN ACTUAL Y ESCENARIOS.....	5
1.1.- Escenario energético a nivel internacional	5
1.2.- Paquete europeo de energía y cambio climático	11
1.3.- Situación actual y escenarios a nivel nacional.....	13
2.- LAS BASES DE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA SOSTENIBLE.....	22
2.1.- El papel social de la energía.....	22
2.2.- Objetivos de una política energética.....	23
2.3.- Políticas de ahorro y eficiencia energética	25
2.4.- Actuaciones en el sector transporte	29
2.5.- Actuaciones en el sector eléctrico	41
2.5.6.- Régimen especial de Canarias en el sistema eléctrico.....	50
2.6.- ¿Cómo gestionar un sistema eléctrico con mayor participación de las energías renovables?	51
3.- REVISIÓN DE LA SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS NO RENOVABLES	65
3.1.- El carbón	65
3.2.- El gas natural.....	72
3.3.- La energía nuclear.....	75
4.- REVISIÓN DE LA SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	80
4.1.- Breve panorámica actual	80
4.2.- Sistema de primas	84
4.3.- Beneficios sobre el empleo de las energías renovables.....	87
4.4.- Contribución económica	89
4.5.- Costes de las energías renovables y comparación con energías convencionales	90
4.6.- Externalidades ambientales de la producción de energía	91
4.7.- Propuesta de escenario intensivo en ahorro y eficiencia y en energías renovables en 2015 y 2020.....	94
4.8.- Propuestas	99
5.- CONCLUSIONES.....	104
6.- PROPUESTAS.....	107
6.1.- Ahorro y eficiencia	107
6.2.- Gestión de la demanda en la planificación energética	107
6.3.- Transporte y movilidad sostenible	107

6.6.- Un sistema cada vez más renovable	109
6.7.- Carbón.....	110
6.8.- Energía Nuclear.....	110
6.9.- Fiscalidad	111
6.10.- Ámbito de la Unión Europea.....	111
6.11.- Revisión del funcionamiento del mercado eléctrico.....	111
6.12.- Planificación y democratización de la gestión de la energía.....	112
8.- ANEXOS	114
Anexo 1: Documentos de partida para el debate energético	114
Anexo 2: Normativa derivada del Paquete Europeo 20-20-20 de energía y cambio climático	117
Anexo 3: El objetivo europeo de eficiencia energética en los textos normativos	118
Anexo 4: Aplicación de las metodologías energéticas al sistema energético español	119
Anexo 5: Información adicional del capítulo 1 del informe	121
Anexo 6: El peso del sector energético sobre el valor añadido, el consumo final y el empleo en España.....	124
Anexo 7: Medidas para un Plan de Acción de Transporte Sostenible	138
Anexo 8: El Real Decreto 134/2010 para la resolución de restricciones por garantía de suministro	144
Anexo 9: Importaciones de energía en momentos de reducción de la energía eólica	145
Anexo 10: Comparación de los diferentes sistemas de apoyo a las EE RR.....	146
Anexo 11: Paridad de red y autoconsumo	149

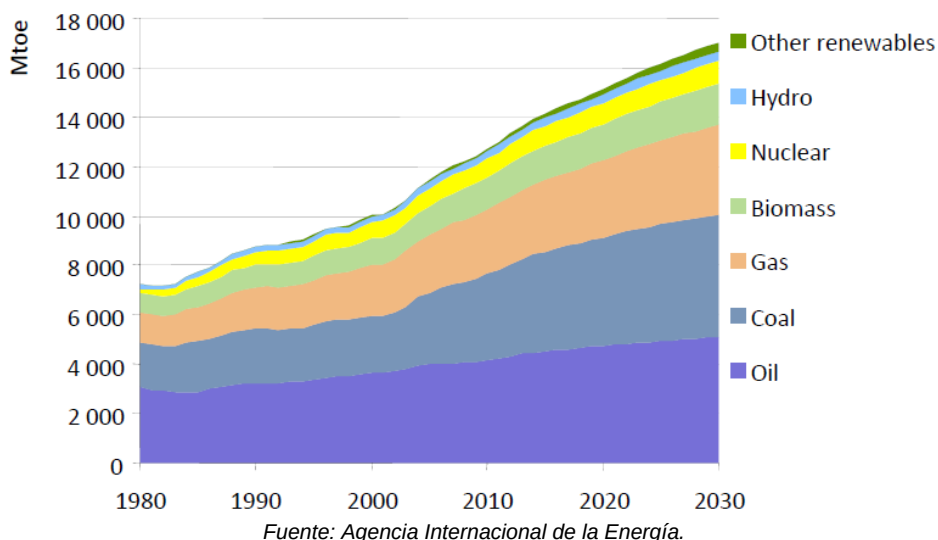
1.- SITUACIÓN ACTUAL Y ESCENARIOS

1.1.- Escenario energético a nivel internacional

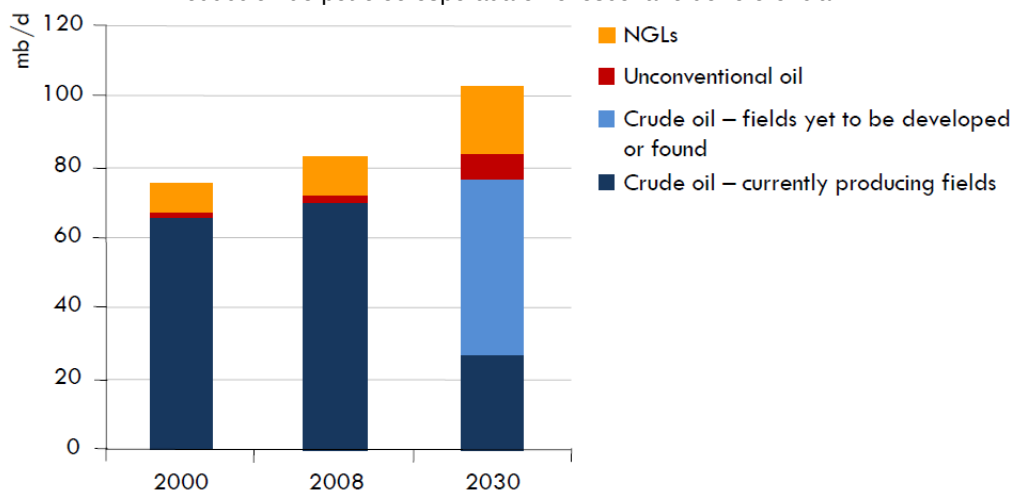
En noviembre de 2009, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) presentó el estudio "World Energy Outlook" (WEO), donde se revisan las perspectivas energéticas hasta el año 2030. La AIE destaca que la tendencia actual tanto de suministro como de consumo de energía es insostenible, no sólo desde el punto de vista ambiental sin también desde el punto de vista económico y social.

Según sus proyecciones, la demanda mundial de energía se incrementará alrededor de un 40-45% desde aquí al 2030 –con una media de 1,5% de aumento por año– representando el carbón un tercio del incremento total. En 2030, el petróleo seguirá siendo el combustible mayoritario entre los combustibles primarios, aunque su proporción disminuirá del 34% al 30%. El 97% del crecimiento en la utilización de petróleo será atribuible al sector del transporte. En definitiva, los combustibles fósiles seguirán, por tanto, siendo las principales fuentes de energía primaria en el mundo en un escenario tendencial o *business as usual* (b.a.u.).

Previsiones de la demanda mundial de energía primaria para 2030 en un escenario de referencia b.a.u.



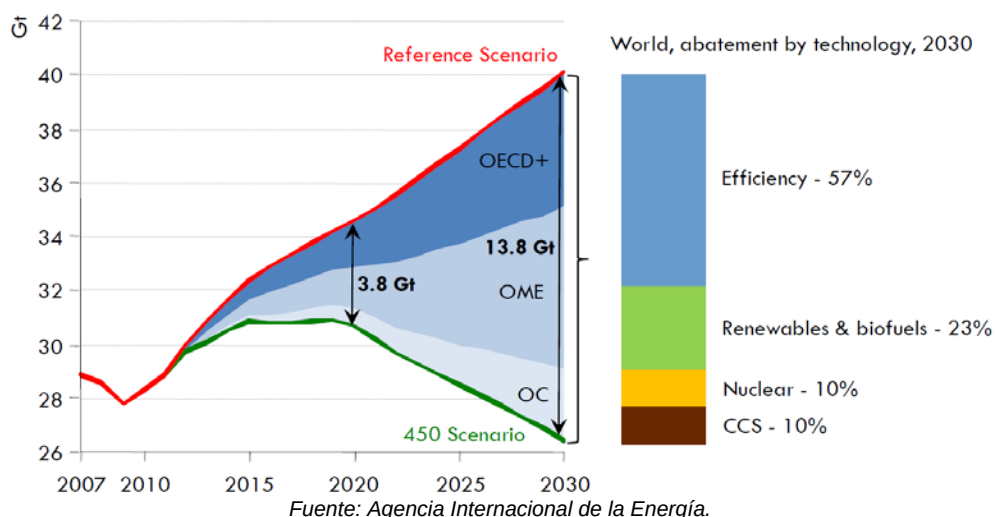
Producción de petróleo esperada en el escenario de referencia



La tasa de crecimiento de consumo de energías fósiles prevista conduce inexorablemente a largo plazo a una concentración de gases de efecto invernadero superior a 1000 ppm de CO₂ equivalente, según la AIE, lo que conllevaría a una elevación media de la temperatura mundial de hasta 6º grados centígrados. Por otro lado, se estima que el grupo formado por los países de la OCDE gastarán de media cerca del 2% de su PIB en importaciones de petróleo y gas hasta 2030. Concretamente Europa aumentará sus importaciones netas de gas para 2030 respecto a las actuales. La mayor parte del incremento de la demanda mundial de energía previsto procederá de China, India y Oriente Medio). Y aún así, en el escenario de referencia sólo disminuirá en 200 millones de los 1500 millones de personas en el mundo que carecen de acceso a la electricidad (la quinta parte de la población). Así pues, esta tendencia debe ser modificada, y para ello es necesaria una verdadera revolución energética que garantice un suministro fiable y asequible de energía, con bajas emisiones de carbono.

El Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, o IPCC, advierte que para evitar un incremento de temperatura media del planeta superior a 2º C de aumento de temperatura media y el cambio climático catastrófico que tal aumento conllevaría, será necesario disminuir globalmente las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050 a niveles aproximadamente un 50%, lo que significará reducciones de más del 80% en los países desarrollados, con respecto a niveles de 1990. Para ello, el IPCC sitúa el escenario a medio plazo que mejor garantiza dicho objetivo, y es el de alcanzar en 2020 una reducción por parte de dichos países de un 25 a 40% en relación a 1990 y una concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera que no supere las 450 ppm o partes por millón.

Para alcanzar un escenario de 450 ppm (con el que se limitaría al 50% la probabilidad de superar los 2º de temperatura media) haría falta una actuación política contundente y coordinada en todas las regiones, y un nuevo tratado internacional de política climática. Según la AIE, en este “Escenario 450”, las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía alcanzarían un máximo de 30,9 Gt justo antes de 2020 para disminuir a partir de ese punto hasta 26,4 Gt en 2030 -13,8 Gt por debajo del nivel previsto-. La eficiencia energética representaría casi el 60% del ahorro total esperado en este escenario –véase tabla adjunta-, seguido del incremento de energías renovables, alrededor de la cuarta parte del total. Según este organismo, la energía nuclear y la captura y almacenamiento de carbono le siguen con un 10% para cada una de estas tecnologías.



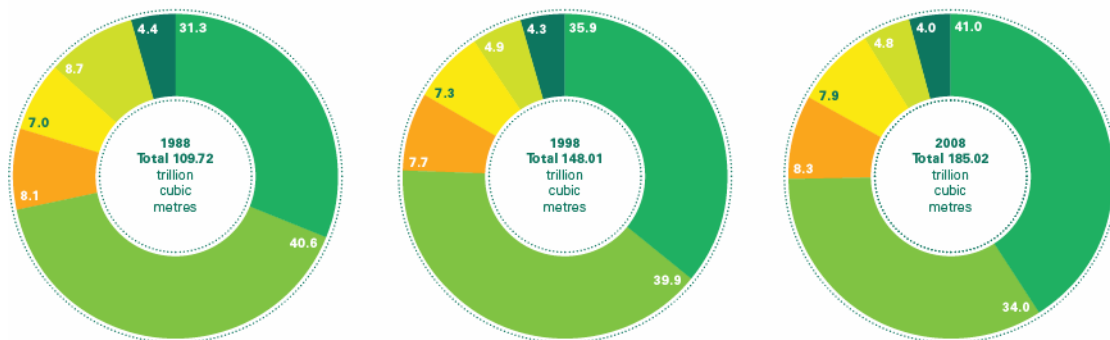
Estado actual de las reservas energéticas y precios previstos

Las cifras publicadas hasta la fecha sobre la disponibilidad de recursos y reservas de petróleo, gas y carbón son muy dispares y no existe consenso al respecto. No obstante, se recoge en gráficas la evolución de las reservas de petróleo, gas y carbón según la Bristish Petroleum en los últimos 30 años.

Distribution of proved gas reserves in 1988, 1998 and 2008

Percentage

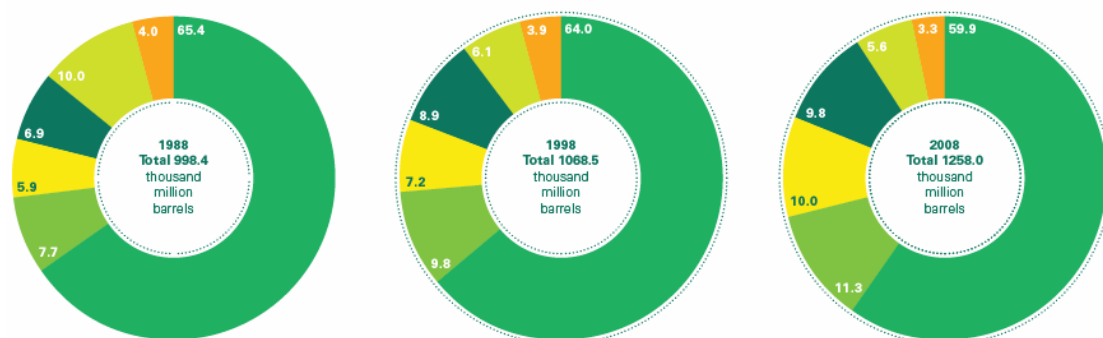
- Middle East
- Europe & Eurasia
- Asia Pacific
- Africa
- North America
- S. & Cent. America



Distribution of proved oil reserves in 1988, 1998 and 2008

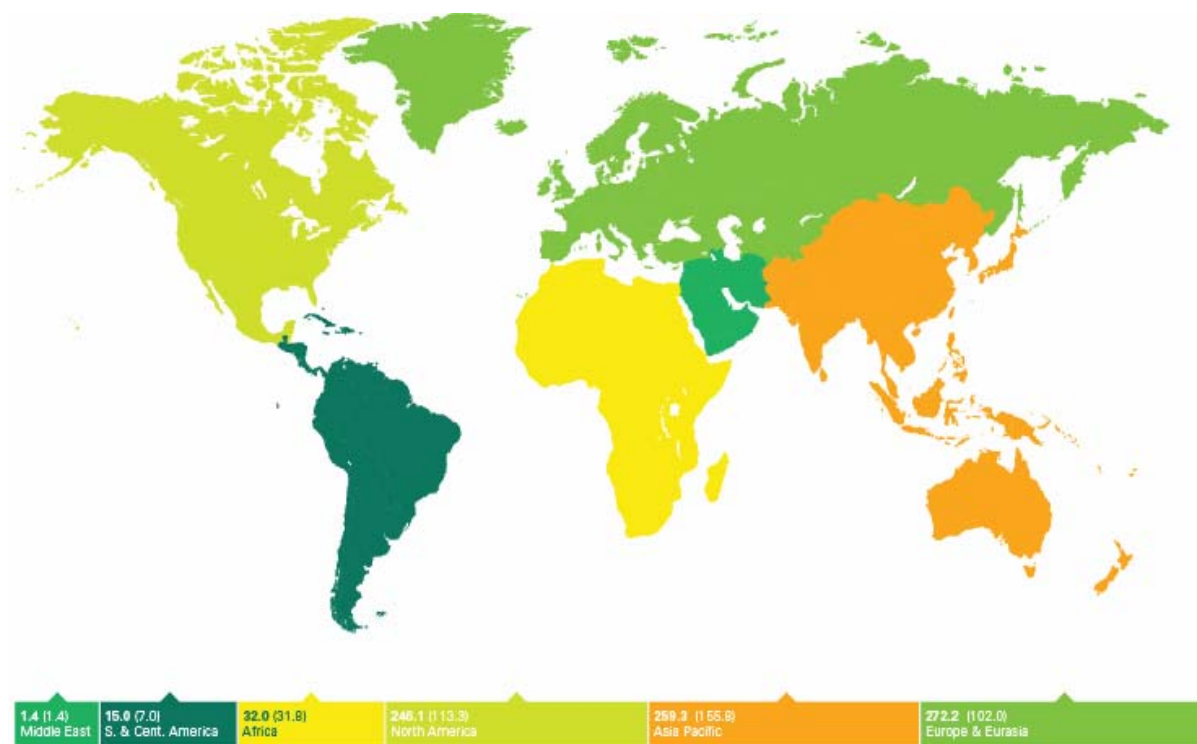
Percentage

- Middle East
- Europe & Eurasia
- Africa
- S. & Cent. America
- North America
- Asia Pacific



Proved coal reserves at end of 2008

Thousand million tonnes (anthracite and bituminous coal shown in brackets)



Las reservas de gas natural son abundantes y se prevé que aumenten en cerca del 10% para 2030. En este período de tiempo las reservas de carbón tampoco revelarán restricción alguna. Las reservas de petróleo si estarán algo más comprometidas y constituyen un motivo de mayor preocupación más allá de 2030.

En todo caso, lo fundamental no es determinar los recursos y reservas con precisión, sino saber si su transformación en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada.

Para satisfacer el crecimiento de la demanda y compensar el declive en la producción de petróleo -cercana al 6,7% anual y que puede alcanzar el 10% debido a la desinversión ocurrida en este período de crisis económica-, la industria petrolera tendrá que desarrollar de aquí a 2030 una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, un volumen que equivale a más de seis veces la producción actual de Arabia Saudí, hasta cubrir una demanda mundial superior a los 100Mbd sostenidamente.

Además cabe plantear distintas cuestiones técnicas tales como: que desde la década de los ochenta los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído; que los costes de exploración y producción están aumentando como consecuencia de que cada vez se trabaja en regiones más remotas, en ambientes más extremos y se perfora a mayor profundidad; y la relación entre la energía obtenida del petróleo extraído y la energía consumida en el proceso de extracción está empeorando rápidamente, y por tanto cada nuevo barril añadido a las reservas tiene un menor contenido energético neto.

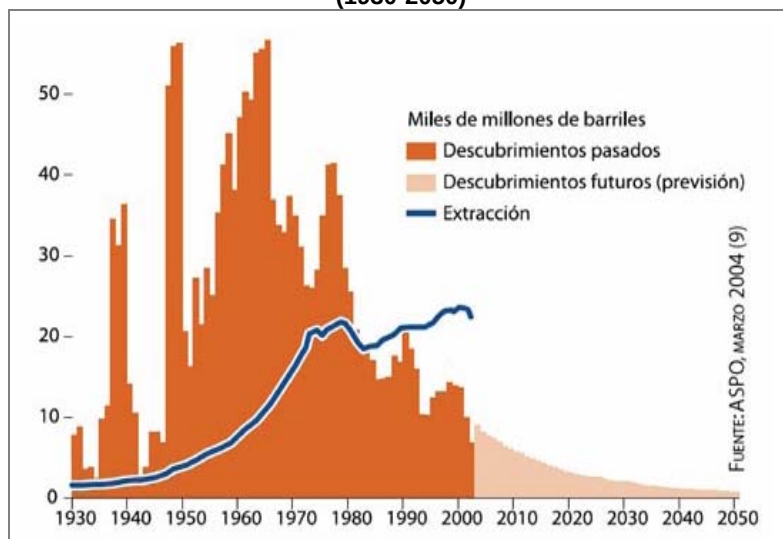
Actualmente las reservas probadas se situarían sobre los 165.000 millones de toneladas, una tercera parte de las cuales podrían ser explotadas mediante las técnicas modernas de extracción y ser rentables económicamente. Según este dato, los recursos petrolíferos se agotarían en unos 50-75 años, período que se prolongaría unos años más si se descubriesen nuevos grandes yacimientos o si las mejoras tecnológicas consiguieran aumentar la rentabilidad de la extracción de las otras dos

terceras partes. Sea como sea, lo ineludible e inevitable es el futuro agotamiento de las reservas.

¿Está preparada la economía global para hacer frente a este hecho? La respuesta está más cerca del no que del sí, visto el escenario actual de demanda. Y es que el petróleo representa el 35% del consumo energético mundial, el cual, lejos de reducirse, está experimentando en los últimos años un fuerte incremento, debido en gran parte al despegue económico de países como India y China, cuyas poblaciones superan los 2.300 millones de personas y reivindican el mismo modelo de desarrollo que han aplicado los países más avanzados.

Y, desde una perspectiva de equidad global, están, naturalmente, en su derecho. Pero la realidad es que no hay petróleo para todos –como mínimo, bajo los mismos criterios y tendencias de consumo-, y que la evidencia científica del cambio climático exige transformar el modelo energético global para reducir la combustión de recursos de origen fósil y la consiguiente emisión a gran escala de gases de efecto invernadero. Por si esto fuera poco, el declive de la producción de petróleo lleva a muchos expertos a insistir en que se ha superado ya el peak oil o cenit del petróleo; es decir, el momento en el que se llega a la máxima producción y se reducen a la mitad las reservas existentes inicialmente. La Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO) sitúa el peak oil alrededor de este año 2010. Aunque ciertamente es imposible saber con certeza el año en que se alcanzará el cenit –el Departamento de Energía de los EEUU lo aplaza hasta los próximos años veinte mientras que algunos expertos apuntan que ya se ha superado.

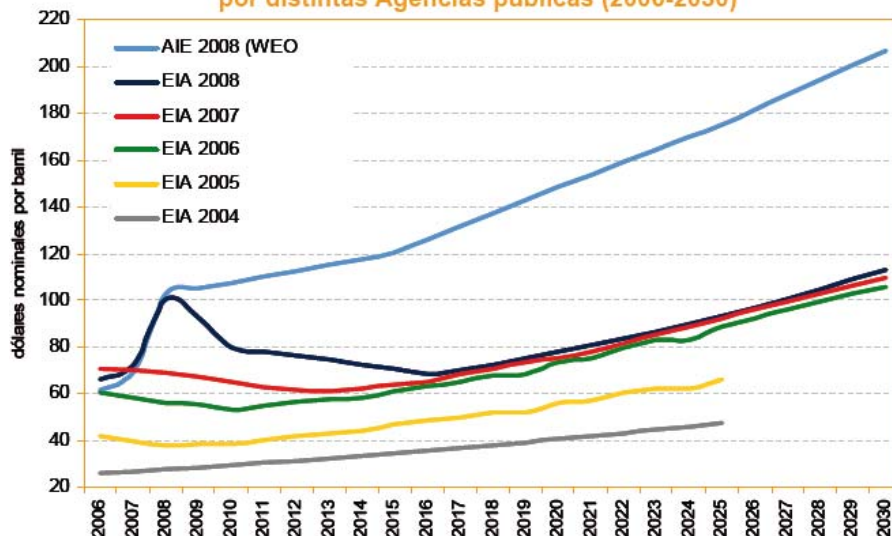
**Evolución y previsión del descubrimiento anual de yacimientos de petróleo
(1930-2050)**



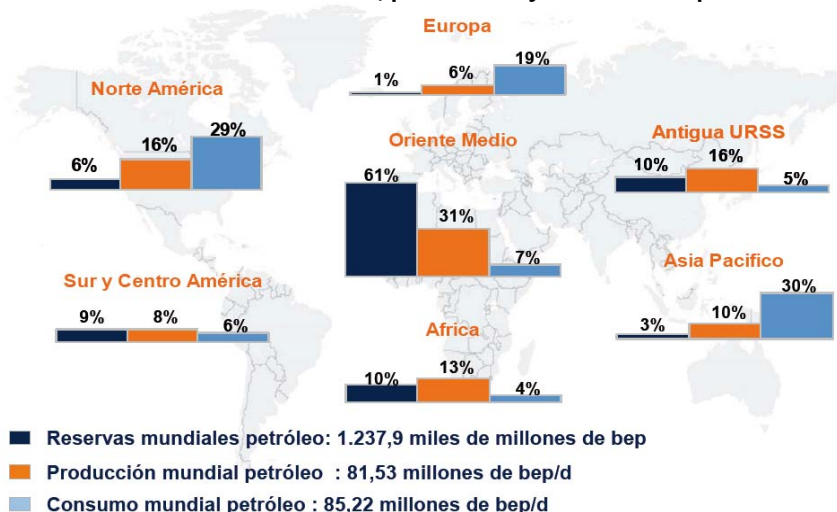
Fuente: ASPO

La AIE calcula que el precio medio del barril de petróleo superará los 100 dólares en los próximos siete años y que a partir de 2030 costará más de 200 dólares, según su informe de perspectivas. En su anterior informe de pronósticos, la AIE apostaba por un descenso del precio del crudo en torno a los 70 dólares por barril en 2015, antes de situarse alrededor de los 108 dólares quince años más tarde. (En el año 2008 el barril del petróleo alcanzó los 150 euros).

Evolución de las perspectivas de precios del petróleo a largo plazo por distintas Agencias públicas (2006-2030)

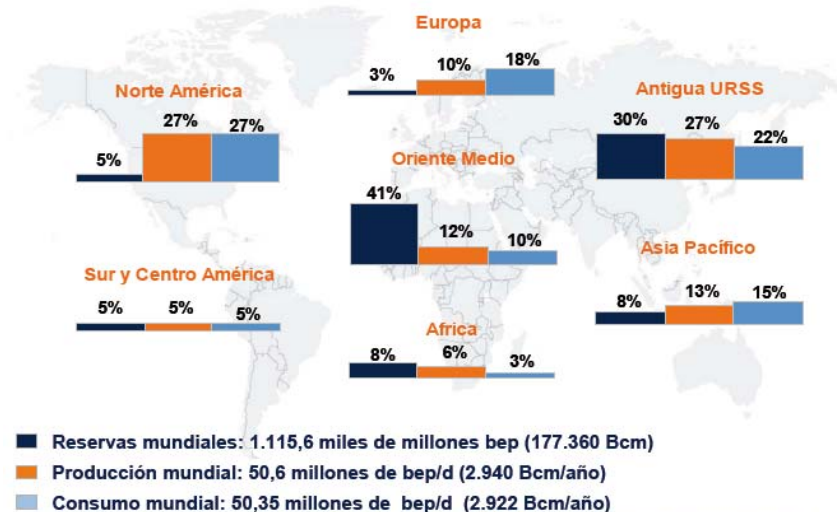


Distribución mundial de las reservas, producción y consumo de petróleo en 2007:



Fuente: Oil & Gas Journal. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF

Distribución de las reservas, producción y consumo de gas natural en 2007:



Fuente: Oil & Gas Journal. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF

1.2.- Paquete europeo de energía y cambio climático

La Unión Europea pretende alcanzar el denominado 20-20-20 para el año 2020, que consiste en reducir un 20% el consumo de energía primaria en la UE a través de la mejora de la eficiencia energética, que un 20% de la energía final consumida proceda de fuentes renovables y reducir las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) al menos en un 20% respecto de los niveles de 1990 *-y en un 30% si otros países desarrollados se comprometen a reducciones de emisiones equivalentes y los países en desarrollo contribuyen adecuadamente en función de sus posibilidades-*.

El objetivo del 20% de renovables se concreta y distribuye entre los distintos Estados miembros a partir de su contribución a las renovables en 2005, el incremento necesario en el conjunto de la UE hasta el 2020, el potencial en recursos renovables, y el PIB per capita de cada país.

Los objetivos nacionales obligatorios fluctúan desde un 10% de Malta hasta un 49% de Suecia. A España le ha correspondido el objetivo del 20%.

Estado Miembro	Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta, 2005	Objetivo para la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta, 2020
Malta	0,00%	10%
Luxemburgo	0,90%	11%
Reino Unido	1,30%	15%
Bélgica	2,20%	13%
Países Bajos	2,40%	14%
Chipre	2,90%	13%
Irlanda	3,10%	16%
Hungría	4,30%	13%
Italia	5,20%	17%
Alemania	5,80%	18%
República Checa	6,10%	13%
Eslovaquia	6,70%	14%
Grecia	6,90%	18%
Polonia	7,20%	15%
España	8,70%	20%
Bulgaria	9,40%	16%
Francia	10,30%	23%
Lituania	15,00%	23%
Eslovenia	16,00%	25%
Dinamarca	17,00%	30%
Rumanía	17,80%	24%
Estonia	18,00%	25%
Portugal	20,50%	31%
Austria	23,30%	34%
Finlandia	28,50%	38%
Letonia	32,60%	40%
Suecia	39,80%	49%

Fuente: DIRECTIVA 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

Igualmente también queda recogido en esta Directiva que un 10% de la energía consumida en el transporte venga de fuentes renovables. En el caso de los biocarburantes éstos deberán garantizar su sostenibilidad ambiental y social.

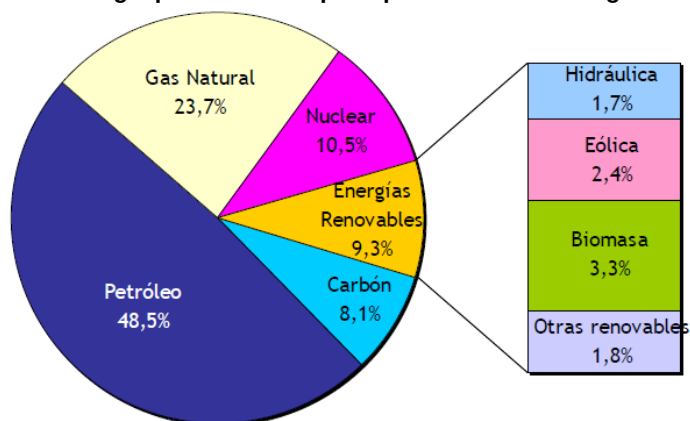
Según los datos contenidos en el anticipo del Plan de Renovables 2011-2020, enviado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a la Comisión Europea, la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía en España se estima para el año 2020 en un 22,7%, y se prevé conseguir fundamentalmente a partir del incremento de las energías renovables en la generación eléctrica, con un 42,3% de la producción total. Una vez garantizado el objetivo obligado del 20%, el resto podrá ser utilizado a través de los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva de renovables, para su transferencia a otros países europeos que resulten deficitarios en el cumplimiento de sus objetivos.

1.3.- Situación actual y escenarios a nivel nacional

Situación actual

LA ENERGÍA PRIMARIA: En el año 2009 el consumo de energía primaria en España fue de 130.557 Ktep, un 8% menos que en 2008. El 9,3% del total de la energía primaria fue de origen renovable -según el PER 2005-2010, el 12% de la energía primaria debería ser de origen renovable para el año 2010-, el 48,5% se produjo con petróleo, el 23,7% con gas natural, el 10,5% con energía nuclear y el 8,1% con carbón.

Estructura de la demanda de energía primaria en España por fuentes de energía en 2009

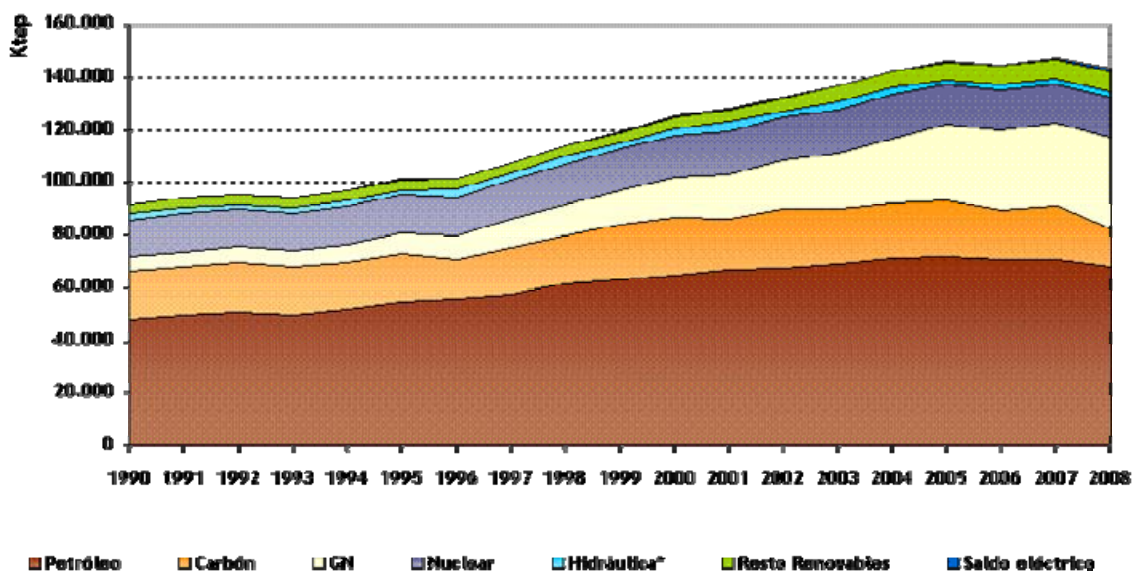


* En el gráfico no se incluye el saldo eléctrico
Otras renovables: 0,8% biocarburantes, 0,4% fotovoltaica, 0,12% térmica.

Fuente: IDAE.

En los gráficos de evolución de la demanda se aprecia una tendencia a la contención iniciada en el año 2005, y una segunda bajada en 2007.

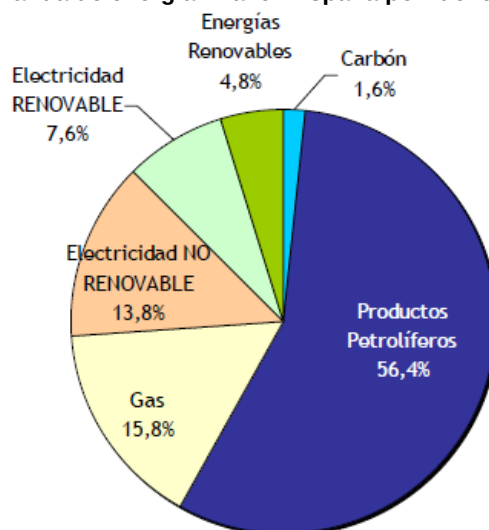
Evolución de la demanda energética por fuente de suministro de energía primaria 1990-2008



Fuente: MITYC/IDEA.. * Incluye Mini Hidráulica

LA ENERGÍA FINAL: El consumo de energía final en 2009 fue de 98.107 Ktep, un 6,2% inferior a la del año anterior. Si observamos la estructura de generación de la energía final, la participación de los productos petrolíferos fue de un 56,4%, el 21,4% electricidad, el 15,8% gas natural, 4,8% energías renovables y el 1,6% carbón. El 12,4% del total de la energía final en 2009 fue producida por fuentes energéticas de origen renovable.

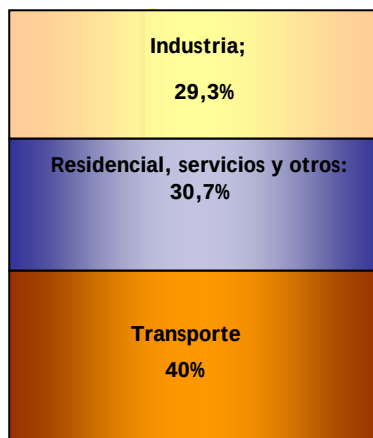
Estructura de la demanda de energía final en España por fuentes de energía en 2009



*Nota: Incluye usos no energéticos.
Fuente: IDAE.*

En cuando a la demanda energética sectorial, es el *transporte* el sector más consumidor de energía (40% del total), seguido por el *sector residencial, servicios y otros* con un peso del 30,7%, y la *industria* con un 29,3% del total.

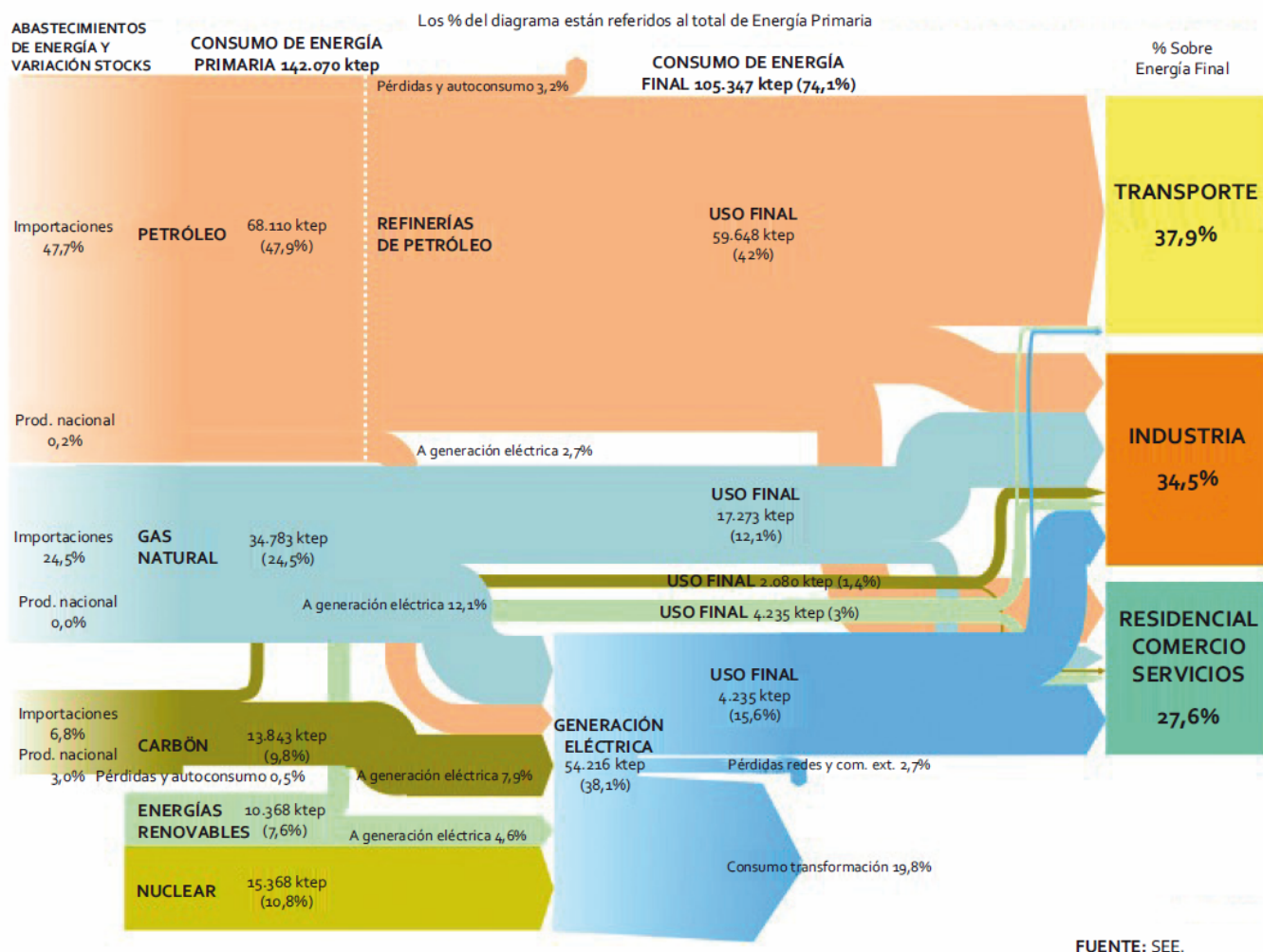
La demanda de energía final por sectores en España en 2009



Fuente: MITYC/IDAE.

DIAGRAMA DE SANKEY: A continuación se presenta el diagrama de Sankey correspondiente a los flujos energéticos en España en el año 2008 y su variación respecto a 2007 (datos presentados por el MITYC), así como el diagrama

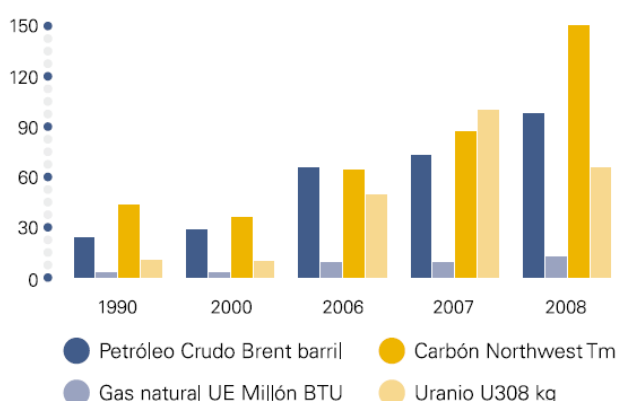
En estos diagramas posible observar la energía que entra en el sistema, tanto con origen doméstico como importado, y cómo esta energía pasa por los distintos procesos de transformación hasta llegar a los distintos consumos finales, indicando además para cada uno de ellos la utilización de los distintos combustibles. También se puede evaluar fácilmente la energía perdida en las distintas transformaciones o procesos de transporte, como medida de la eficiencia global del sistema.



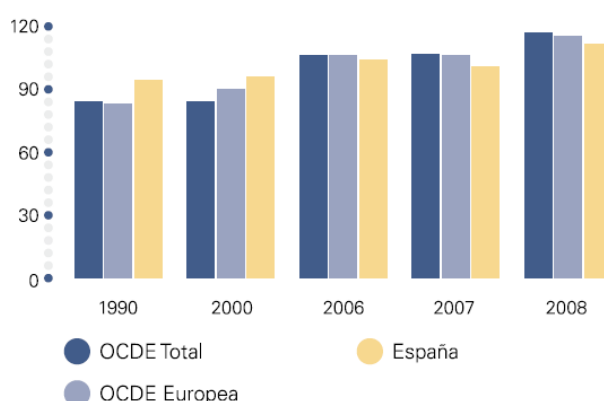
INTENSIDAD ENERGÉTICA: Desde 2004, la intensidad energética de la economía española se ha reducido un 13%, indicador que muestra la relación entre la energía consumida y la producción de bienes. Sin embargo, nuestra situación todavía es de desventaja con los países de nuestro entorno. Debemos mantener una reducción sostenida de la intensidad energética durante la próxima década, si queremos converger con los países de la UE-27. -La intención del Gobierno es lograr una reducción un 2% anual para converger en el año 2020-.

PRECIOS DE LA ENERGÍA: Según los datos facilitados por el Observatorio de Energía y Sostenibilidad elaborado por la Universidad Pontificia de Comillas¹, los precios energéticos finales al consumidor, usando los índices reales “Total Energy” que elabora la Agencia Internacional de la Energía, muestran una tendencia claramente creciente, en línea con el aumento de precios de las materias primas energéticas en los mercados internacionales. La posición relativa europea, y la española, han pasado de unos precios mayores en 1990 ó 2000, a precios más bajos en los últimos años, debido en gran medida a la apreciación del euro. Estos índices indican que la energía en España es, en general, menos costosa que en el resto de los países europeos de la OCDE.

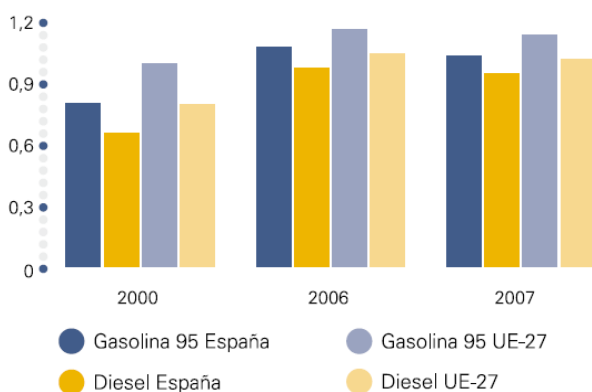
Precio de los recursos energéticos Dolares corrientes



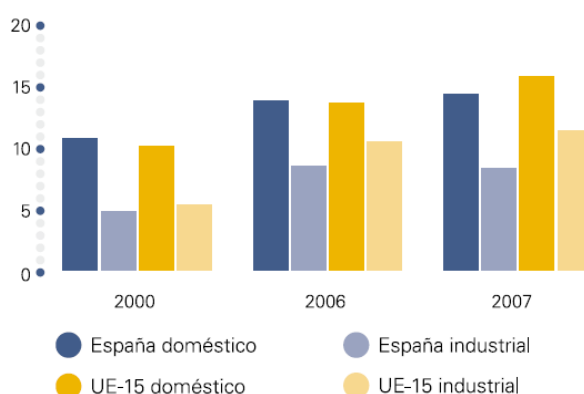
Precios finales de la energía Índices IEA. Valor relativo, base 100



Precios carburantes para transporte por carretera €/Litro



Precios del gas natural € corrientes por GJ con impuestos



¹ Para más información, consúltase el anexo de este capítulo al final del documento.

PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD: Según datos de Eurostat, el coste de la electricidad en España para los hogares ha pasado de situarse por debajo de la media europea a colocarse ligeramente por encima de la media de la UE-27 (un +5%).

Precios de la electricidad en los hogares (€/Kwh)				
	1998	2009	Diferencia Vs UE-27	Var. 09-98
Irlanda	0,0795	0,1789	44,7%	125,0%
Países Bajos	0,0868	0,144	16,5%	65,9%
Alemania	0,1256	0,1401	13,3%	11,5%
Reino Unido	0,1039	0,1399	13,2%	34,6%
España	0,0946	0,1294	4,7%	36,8%
Portugal	0,125	0,1264	2,3%	1,1%
Zona Euro	:	0,1259	1,9%	
Dinamarca	0,0673	0,1239	0,2%	84,1%
UE-27	:	0,1236	0,0%	
Grecia	0,0627	0,1055	-14,6%	68,3%
Suecia	0,0673	0,104	-15,9%	54,5%
Finlandia	0,0706	0,0974	-21,2%	38,0%
Francia	0,0962	0,0959	-22,4%	-0,3%
Polonia	:	0,0883	-28,6%	
Italia	0,1682	:		

Fuente: Eurostat, elaboración por el MITYC.

Por otro lado, el coste eléctrico para la industria española se encuentra un 17% por encima de la media de la UE-27.

Precios de la electricidad en la industria (€/Kwh)				
	1998	2009	Diferencia Vs UE-27	Var. 09-98
Irlanda	0,0662	0,1206	28,2%	82,2%
España	0,062	0,1098	16,7%	77,1%
Reino Unido	0,0627	0,1077	14,5%	71,8%
Alemania	0,083	0,0975	3,6%	17,5%
Zona Euro	:	0,0951	1,1%	
Grecia	0,0588	0,0948	0,7%	61,2%
UE-27	:	0,0941	0,0%	
Países Bajos	0,0566	0,094	-0,1%	66,1%
Portugal	0,0712	0,0919	-2,3%	29,1%
Polonia	:	0,0857	-8,9%	
Dinamarca	0,0512	0,0738	-21,6%	44,1%
Finlandia	0,0401	0,0663	-29,5%	65,3%
Suecia	0,0392	0,0662	-29,6%	68,9%
Francia	0,0596	0,0647	-31,2%	8,6%
Italia	0,0721	:		

Fuente: Eurostat, elaboración por el MITYC.

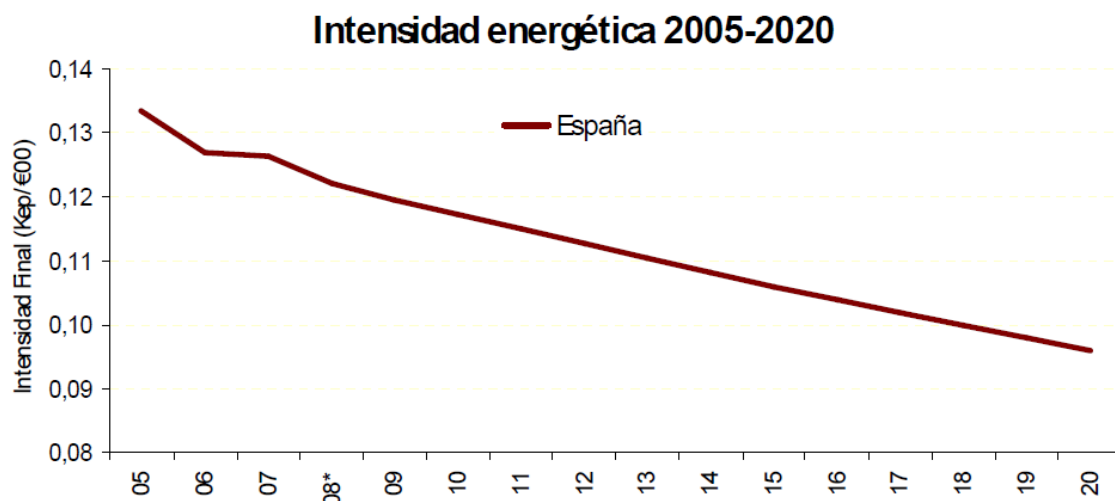
Escenarios energéticos a 2020

La propuesta retirada del Gobierno a 2020

El Gobierno planteó una propuesta de mix energético para el 2020 en el “Acuerdo Político para la Recuperación del Crecimiento Económico y la Creación de Empleo” de 1 de marzo de 2010, que se correspondía fundamentalmente con el avance del Plan de Renovables 2011-2020 enviado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a la Comisión Europea. Merece la pena hacer un breve repaso de su contenido y una valoración.

Los escenarios de crecimiento económico, demográfico y de eficiencia energética previstos por el Gobierno para el año 2020 son los siguientes:

- **Escenario económico:** crecimiento positivo del PIB para el año 2011 (del 1,8%) y crecimientos posteriores del 2,7% anual hasta el año 2020.
- **Escenario de población:** frente a los fuertes crecimientos experimentados a lo largo de la presente década, fruto de los movimientos migratorios, se espera un crecimiento mucho más suave en los próximos años, para pasar desde algo menos de 46 millones de habitantes en 2009, a 47 millones de habitantes en 2020.
- **Escenario de eficiencia:** se prevé disminuciones de la intensidad energética final del 2% anual, y disminuciones de la intensidad eléctrica —relación entre el consumo final de electricidad y el PIB— del 0,6% anual.



Fuente: SIE

*Datos a partir de 2008 estimados. Supuestos: ganancia eficiencia de España 2% anual.

Fuente: Avance 2011-2020. MITYC.

Escenario energético previsto para 2020 por el Gobierno:

		2009	2020
Energía final (Ef)	Total energía final (ktep)	98.717	101.966
	Intensidad Ef (ktep/millones € 2000)	127,5	102,1
Energía primaria(Ep)	Total energía primaria (ktep)	131.567	137.826
	Intensidad Ep (ktep/millones € 2000)	169,9	138,0
	Carbón	10.863	10.419
	Petróleo	64.789	53.070
	Gas Natural	30.770	32.696
	Nuclear	13.901	14.490
	Energías Renovables	11.958	27.900
	-Saldo Electr.(Exp.-Imp.)	714	748
Balance eléctrico (GWh)	Producción bruta	299.616	370.731
	Nuclear	53.340	55.600
	Carbón	39.060	34.380
	P. Petrolíferos	13.092	1.600
	Cogeneración P.Petrolíferos	6.176	4.700
	Gas natural	82.992	62.036
	Cogeneración gas natural	27.498	46.073
	Bombeo	2.450	8.023
	Renovables	75.009	158.319
	Hidroeléctrica	28.757	33.900
	Eólica onshore	34.900	71.350
	Eólica offshore	0	12.400
	Solar	6.372	29.669
	Biomasa, biogas, RSU y otros	4.980	12.150
	Producción neta	290.316	361.853
	Demanda (bc)	278.316	341.691
	DEMANDA FINAL DE ELECTRICIDAD	246.397	300.186

Valoración de la propuesta del gobierno

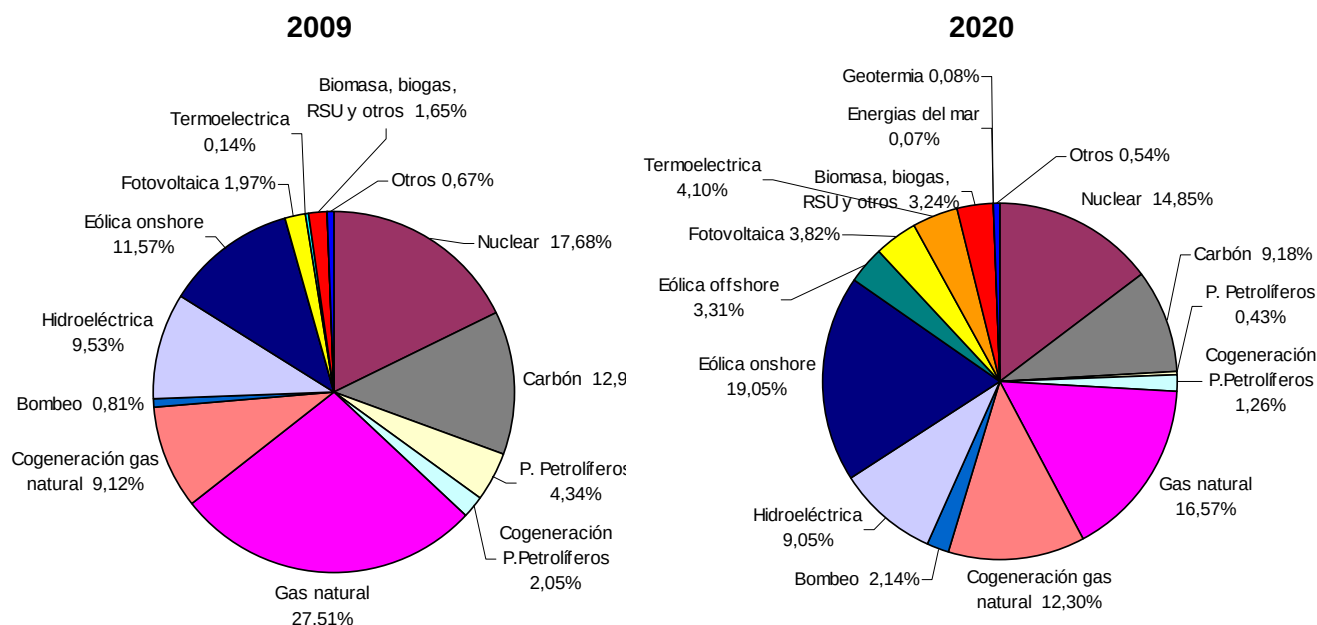
Suponiendo un crecimiento uniforme, la demanda de energía primaria aumentaría un 4,76% de 2010 a 2020, equivalente a un 0,42% anual acumulativo; mientras que la demanda eléctrica crecería un 21,83% esa década, equivalente a un 1,81% anual acumulativo.

Tabla de evolución de generación eléctrica según previsión del Gobierno para 2020 (GWh):

	2009	2020	Anual	Total
Producción bruta	299.616	370.731	1,96%	23,7%
Nuclear	53.340	55.600	0,38%	4,2%
Carbón	39.060	34.380	-1,15%	-12,0%
P. Petrolíferos	13.092	1.600	-17,39%	-87,8%
Cogeneración P.Petrolíferos	6.176	4.700	-2,45%	-23,9%
Gas natural	82.992	62.036	-2,61%	-25,3%
Cogeneración gas natural	27.498	46.073	4,80%	67,6%
<i>Gas Natural + Cogeneración</i>	<i>110.490</i>	<i>108.109</i>	<i>-0,20%</i>	<i>-2,2%</i>
Bombeo	2.450	8.023	11,39%	227,5%
Renovables	75.009	158.319	7,03%	111,1%
<i>Hidroeléctrica</i>	<i>28.757</i>	<i>33.900</i>	<i>1,51%</i>	<i>17,9%</i>
<i>Eólica onshore</i>	<i>34.900</i>	<i>71.350</i>	<i>6,72%</i>	<i>104,4%</i>
<i>Eólica offshore</i>	<i>0</i>	<i>12.400</i>		
<i>Solar</i>	<i>6.372</i>	<i>29.669</i>	<i>15,01%</i>	<i>365,6%</i>
<i>Biomasa, biogas, RSU y otros</i>	<i>4.980</i>	<i>12.150</i>	<i>8,45%</i>	<i>144,0%</i>
Producción neta	290.316	361.853	2,02%	24,6%
Demanda (bc)	278.316	341.691	1,88%	22,8%
DEMANDA FINAL DE ELECTRICIDAD	246.397	300.186	1,81%	21,8%

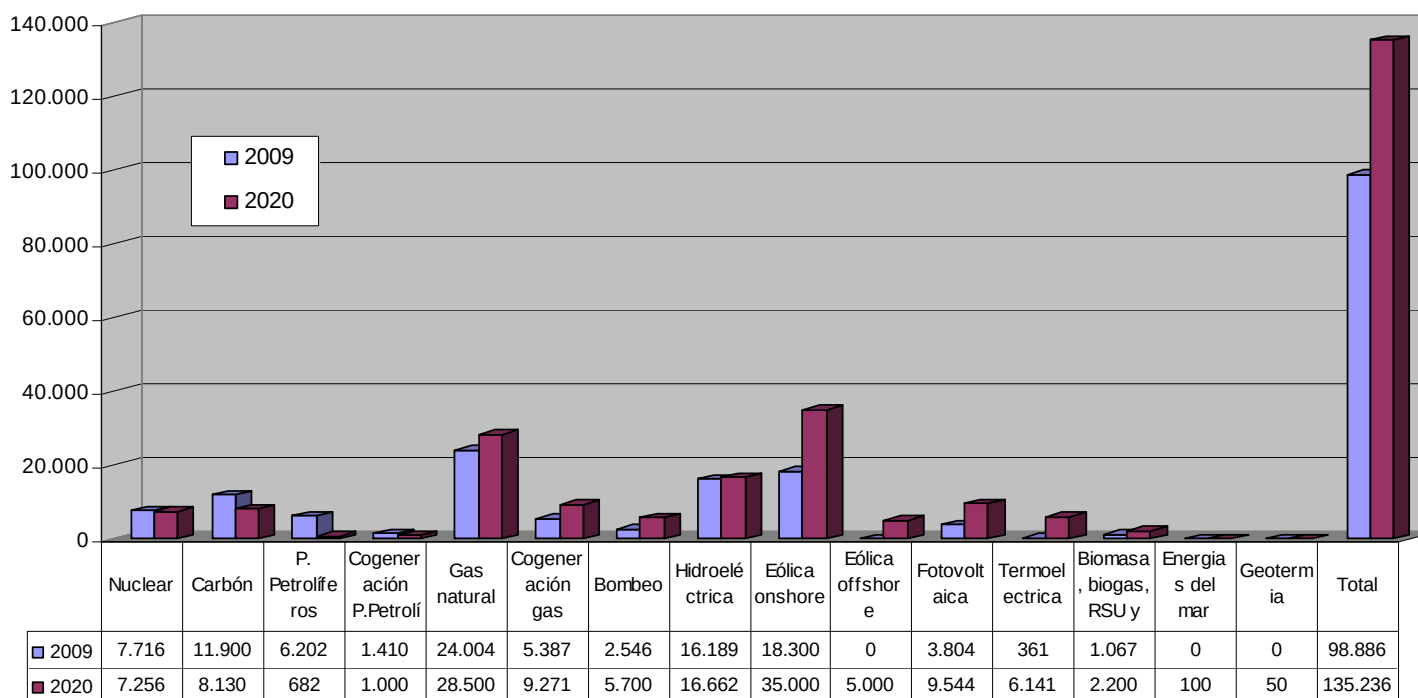
Las fuentes de energía renovable supondrán el 22,7% del consumo total de la energía final y representarán el 45% del mix eléctrico en 2020. Es decir, que en una década pasaríamos de producir un cuarto de la electricidad mediante energías renovables (25%) a algo menos de la mitad (44%).

Composición del mix eléctrico en 2009 y en 2020 según la propuesta del Gobierno:



En cuanto a la potencia eléctrica, esta propuesta supondría la casi desaparición del fuel como fuente del mix eléctrico, la reducción significativa de las centrales de carbón, colocar a la energía eólica terrestre como la fuente de energía de mayor peso y consolidar el gas natural como energía de respaldo para las renovables. Respecto a la energía nuclear, el Ejecutivo simplemente plantea la reducción del parque nuclear conforme al cierre de la C.N. de Garoña en el 2013.

Potencia eléctrica instalada en MW en 2009 y 2020:



Del análisis de los planes de gobierno se desprenden dos conclusiones. La primera es que se pone de manifiesto el exceso de potencia instalada que nos obliga a discutir sobre las fuentes y tecnologías de energía de las que tendremos que prescindir de aquí a 2020. Y en segundo lugar, que es posible alcanzar objetivos mas ambiciosos en materia de ahorro y eficiencia energética y de obtención de energía renovable -tal y como se desarrolla en el capítulo 4.7.-, lo que además resultará necesario para llegar al 30% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

2.- LAS BASES DE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA SOSTENIBLE

2.1.- El papel social de la energía

La energía es imprescindible para satisfacer gran parte de las necesidades humanas básicas. El largo proceso de constitución cultural y social de la especie, ha ido de la mano de una creciente y compleja actividad productiva socializada. Actividad que, desde los primeros pasos de la humanidad, requirió de formas cooperativas de búsqueda y explotación de diversas fuentes de energía. La energía facilita o sustituye buena parte del trabajo humano, pues permite realizar diversas tareas con menor esfuerzo y mayor eficiencia y, también, plantearse objetivos inimaginables para las generaciones anteriores.

Por tanto la energía ayuda a generar las condiciones materiales de aparición de nuevas formas de libertad personal y su uso permite nuevos grados de elección social. Ello posibilita teóricamente la ampliación de campo de opciones y la soberanía de las decisiones de la sociedad frente a los condicionantes del medio y las determinaciones materiales.

Esa posibilidad se concreta y materializa mediatizada por cuatro vectores. Los resultados pueden ser los contrarios a los deseables y, en lugar de aumentar nuestro bienestar y la equidad social, el empleo irresponsable de la energía puede llevar a la humanidad a los bordes del abismo.

En primer lugar cabe afirmar que el uso masivo de ciertas fuentes de energía es una de las causas más importante del deterioro ambiental por los impactos negativos sobre la biosfera (lluvia ácida, cambio climático, deforestación...). Los países industrializados son los contribuyentes netos de emisiones y los responsables de la desaparición de bosques enteros, pero a la vez la pobreza está empujando a millones de seres humanos a la deforestación masiva para obtener leña.

El reparto de la energía es desigual. Estamos ante una injusta paradoja: en el mundo industrializado se puede producir un colapso social por la abundancia y el derroche en el uso energético en las carreteras, a la vez que hay carencia absoluta o al menos hambre energética en los países empobrecidos. La cuarta parte de la población mundial consume el 75% de la energía, 2.000 millones de personas no tienen acceso a la electricidad y según la FAO 2.400 millones de personas viven en áreas donde la madera, su única fuente primaria de energía, escasea.

Es preciso recalcar que los problemas originados principalmente por los países industrializados a causa de su modelo productivo, energético y de transporte tienen impactos especialmente negativos en los países empobrecidos (desertificación, monzones de redoblada intensidad, etc.). La inequidad social aumenta y a ella se suma la inequidad ambiental.

Finalmente hay que tener en cuenta que la energía forma parte del núcleo central del negocio. Las empresas energéticas figuran entre las de mayor facturación en cada país y en el ámbito internacional las multinacionales del petróleo y gas suponen una importante cuota del comercio total. La aportación porcentual de los sectores

energéticos (y conexos) al PIB mundial, comunitario y español es creciente. Todo ello viene determinado por un hecho: la energía está controlada por las elites económicas capitalistas y las transnacionales de la energía denominadas “tres hermanas” (producto de la fusión de las históricas “siete hermanas”) son capaces de imponer sus condiciones, incluidas las bélicas, a los gobiernos nacionales y a los mercados internacionales.

En estas circunstancias cabe afirmar que la capacidad de opción y elección a partir del dominio de la energía por parte de la humanidad, está sumamente comprometida. Para hacerla efectiva son necesarios cambios en al menos tres sentidos:

- impulso de fuentes de energía y tecnologías limpias,
- consecución del acceso universal e igualitario a la energía e
- implantación de un modelo energético democrático, o sea planificado desde las instancias políticas, con un peso determinante y estratégico del sector público y controlado socialmente.

Las siguientes páginas entran en el análisis de la realidad energética española y ofrecen propuestas políticas y alternativas técnicas para lograr que efectivamente la energía sea un factor de libertad humana y un motor de bienestar social.

2.2.- Objetivos de una política energética

Una política energética sostenible debería perseguir los siguientes objetivos:

- **Ahorro y Eficiencia.** El primer objetivo de la política energética debe ser la reducción de la intensidad energética o la contención/reducción de la demanda total. Para ello el instrumento fundamental son las medidas de ahorro y eficiencia y de gestión de la demanda. La intensidad energética se reduce con un uso más eficiente de la energía y con una actividad productiva de mayor valor añadido. Una economía de alta intensidad y elevada dependencia como la nuestra es una economía muy vulnerable a factores que no controla.
- **Soberanía energética.** El autoabastecimiento energético de España fue del 22,8% en 2009, el resto de la energía fue importada del exterior con un fuerte impacto en nuestra balanza comercial. Perseguir la soberanía energética nos permitiría aligerar nuestra factura energética y reducir la probabilidad de conflictos geopolíticos con los países exportadores, cada vez más frecuentes y acusados.
- **Diversificación energética.** La política energética de la mayoría de los países se basa en disponer de varias fuentes de energía para evitar la dependencia de un único suministro.
- **Reducción del impacto ambiental.** La producción de energía es una actividad muy agresiva para el medio ambiente en términos de explotación de recursos y materias primas energéticas, de uso del agua, y especialmente por su generación de residuos, emisiones y vertidos contaminantes. Las políticas energéticas deberán afrontar el desafío de hacer compatible el modelo energético (tanto del lado de la producción como de la demanda) con la

conservación de los recursos naturales, la protección de la biodiversidad y la lucha contra el cambio climático.

- **Costes competitivos.** El coste de la generación eléctrica es una de las partidas más importantes de gran parte del sector industrial. El sector energético debe velar por mantener un mix sostenible que ayude a la economía española a ser competitiva internacionalmente.
- **Vector hacia una economía baja en carbono.** El cambio del sistema energético se convierte en el vector principal del cambio hacia un nuevo modelo productivo, en el que cambiarán no sólo los procesos de generación de energía, sino también los procesos de consumo, afectando radicalmente a sectores como la edificación, la industria y el transporte. El cambio de sistema energético, hacia una economía más sostenible y baja en carbono, podría ser sin embargo parte de la solución no sólo a la crisis climática, sino también a la crisis económica.

2.3.- Políticas de ahorro y eficiencia energética

Es ya un lugar común que en España el elevado consumo energético es un factor que ha condicionado nuestro modelo de desarrollo y que dificulta un cambio en dicho modelo. Nuestro país importa el 80% de la energía primaria que consume y la factura del petróleo supone alrededor del 50% de nuestro déficit comercial, lo que ocasiona una notable pérdida de renta y de competitividad exterior. Aunque en estos últimos años ha mejorado, nuestra intensidad energética, al contrario del resto de países europeos, evolucionó durante mucho tiempo al alza lastrando la competitividad de nuestra actividad productiva.

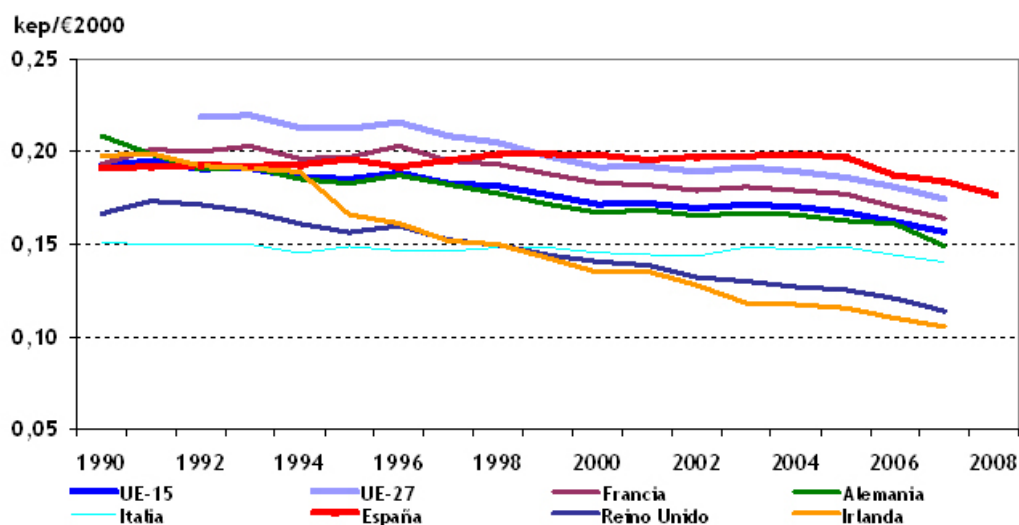
Los bajos precios de la energía –poco se recuerda que entre 1997 y 2002 el precio de la electricidad se redujo un 28,4% en términos constantes-, la escasa regulación sobre estándares mínimos de eficiencia en la construcción y en otros sectores, la ausencia de medidas fiscales incentivadoras y la falta de cultura del ahorro de energía y de gestión de la demanda han propiciado esta situación de alta intensidad y elevada dependencia que hace tan vulnerable a nuestra economía.

Por esta razón los desafíos energéticos a los que nos enfrentamos no pueden tener perspectiva de solución solamente con un cambio en las fuentes y tecnologías energéticas. En los países desarrollados, y en España en particular, hace falta moderar el consumo y mejorar la eficiencia en el uso de la energía. El sector industrial, que consume en torno a un 30% de la energía final, aún tiene amplias posibilidades de mejora. Pero son el transporte (39%), el doméstico (17%) y los servicios (10%) los sectores mas ineficientes y despilfarradores y donde es preciso introducir medidas profundas y valientes, que pueden ser, además, una oportunidad de desarrollo tecnológico, industrial y de empleo. Nuevos sectores como las empresas de servicios energéticos, la rehabilitación y arquitectura bioclimática, las tecnologías para la eficiencia energética industrial, el aprovechamiento de bioresiduos, el transporte urbano sostenible, la electrificación del transporte ... pueden emerger y consolidarse.

El Gobierno ha desarrollado en los últimos años varias medidas para mejorar la situación: la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) y sus correspondientes Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012, con ayudas públicas para todos los sectores de 460 mill/año. Los Planes Nacionales de Asignación para los sectores industriales sometidos al régimen de comercio de derechos de emisión de CO₂, que incentivan la eficiencia energética en los mismos. La aprobación de algunas normativas para el sector de la edificación (CTE de 2006, RITE de 2007) y el Plan de Vivienda (2008) con programa de ayudas a la rehabilitación. Pero estas medidas son claramente insuficientes en su financiación, demasiado modestas en los requerimientos técnico-normativos que establecen y no van acompañadas de las señales de precios y fiscalidad que incentiven las inversiones en ahorro y eficiencia.

La Unión Europea ha fijado un objetivo de ahorro energético del 20% para 2020. España, que sigue teniendo una intensidad energética (consumo de energía primaria en relación con el PIB) muy superior a la medida, tiene un recorrido mayor para lograr ahorros más ambiciosos. Los ahorros que se puedan producir en el consumo de energía final dependen de la intensidad y la profundidad de las medidas que se adopten, especialmente en los sectores llamados difusos donde la ineficiencia y despilfarro son mayores.

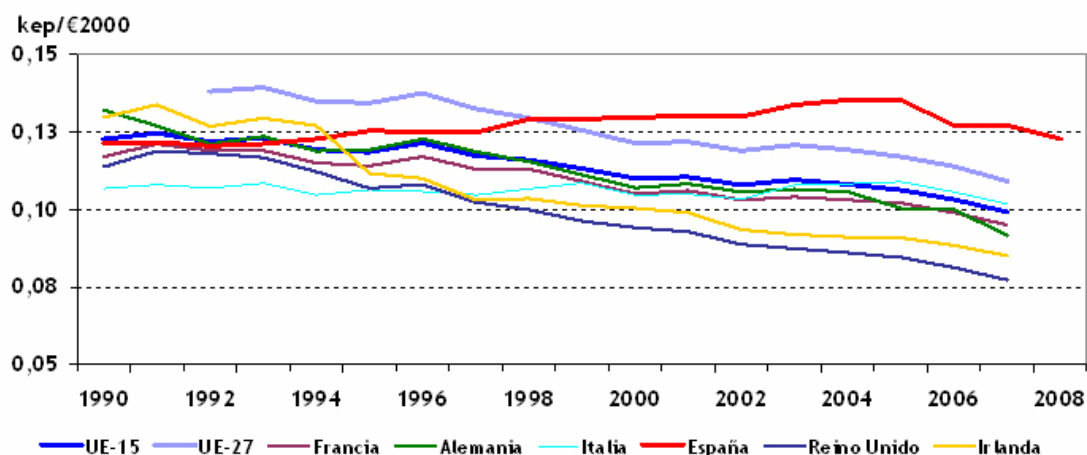
Evolución de la intensidad primaria en España y UE (1990-2008)



Fuente: EnR/IDAE

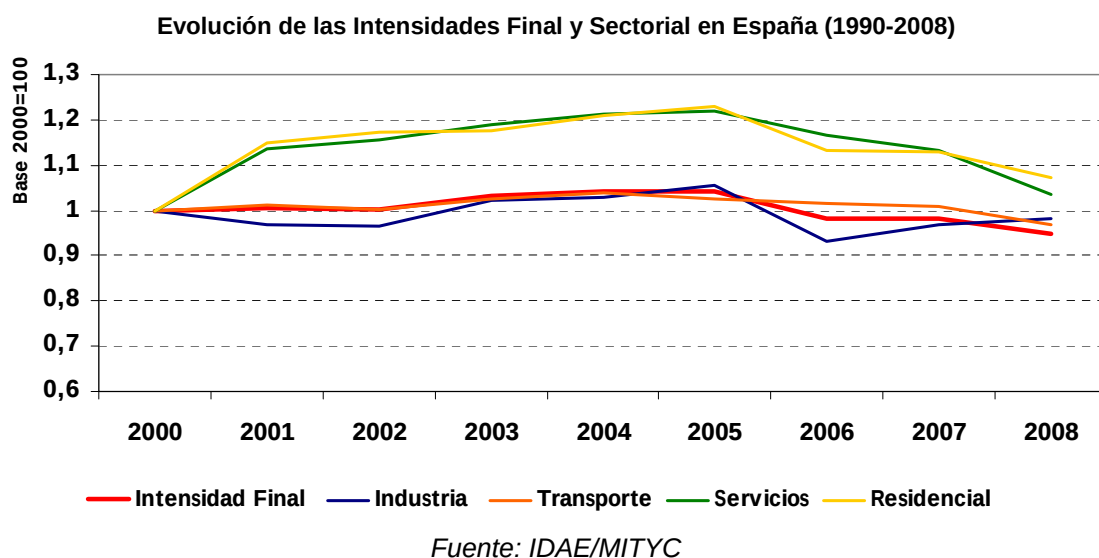
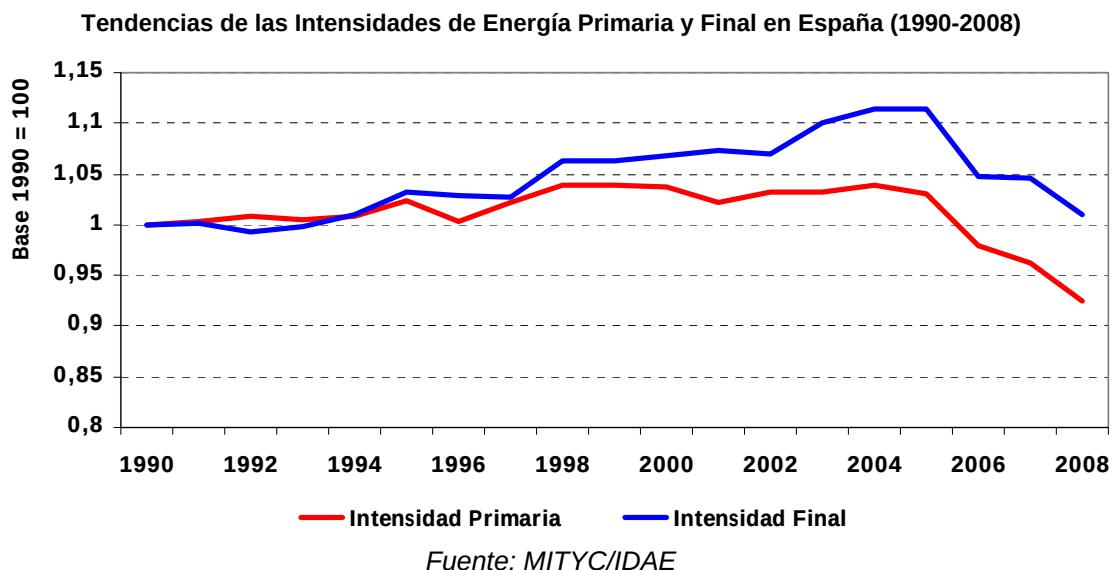
Nota: Los datos de *Intensidad Primaria* para España se han calculado a partir de las cifras de Producto Interior Bruto publicadas por el INE a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas. Según esto, los valores del PIB han sido actualizados en noviembre de 2009.

Evolución de la intensidad de energía final (1990-2008)



Fuente: EnR/IDAE

Nota: Excluidos consumos no energéticos; los datos de *Intensidad Final* para España se han calculado a partir de los consumos de energía final y las cifras de Producto Interior Bruto publicadas por el INE a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas. Según esto, los valores del PIB han sido actualizados en noviembre de 2009.



Esto se puede conseguir con medidas de gestión de la demanda, con medidas tecnológicas en los procesos de transformación en el uso final de la energía en todos los sectores, con medidas que eliminen las barreras y fallos del mercado relacionadas con bajos precios energéticos y la falta de información y sensibilización y con normativas sectoriales mas estrictas que limiten el despilfarro energético y regulen todos los aspectos económicos.

Los planes de apoyo económico que actualmente existen hay que reforzarlos en cuanto a los recursos que destinan y controlar y evaluar más su ejecución. Pero para CCOO es determinante la adopción de algunas leyes que regulen los aspectos mencionados antes y que se han venido proponiendo en los últimos años: ley de ahorro y eficiencia energética, ley de movilidad sostenible y ley de fiscalidad ambiental. Hacen falta normas específicas sectoriales y de ninguna manera son suficientes los contenidos relacionados con estas materias que se abordan en el anteproyecto de ley de economía sostenible que ha aprobado el Gobierno.

Para establecer el marco jurídico que desarrolle buena parte de las medidas referenciadas es preciso la aprobación de una **ley de ahorro y eficiencia energética** que desarrolle instrumentos de planificación del ahorro en diferentes niveles territoriales, que defina las medidas de gestión de la demanda en los sectores finales, que regule las auditorías energéticas y las empresas de servicios energéticos (ESEs), que establezca requisitos energéticos en el diseño de productos, que ponga fecha de caducidad a tecnologías obsoletas y a usos depilfarradores de la energía en iluminación o calefacción y que establezca medidas de eficiencia energética mas avanzadas en edificios, equipamientos y vehículos.

En relación con el sector de la edificación hace falta un **plan** que fomente la rehabilitación y modernización energética de las viviendas y edificios de una manera mucho más ambiciosa que el del Gobierno pero, con independencia de las medidas de incentivo económico que se propicien, será difícil que consigan resultados significativos si no se establecen **requerimientos de eficiencia obligatorios** en el parque edificatorio existente, en los plazos apropiados y con las salvedades técnicas y sociales pertinentes. Ello no quiere decir que no se contemplen medidas de carácter social y plazos para apoyar a la población más vulnerable.

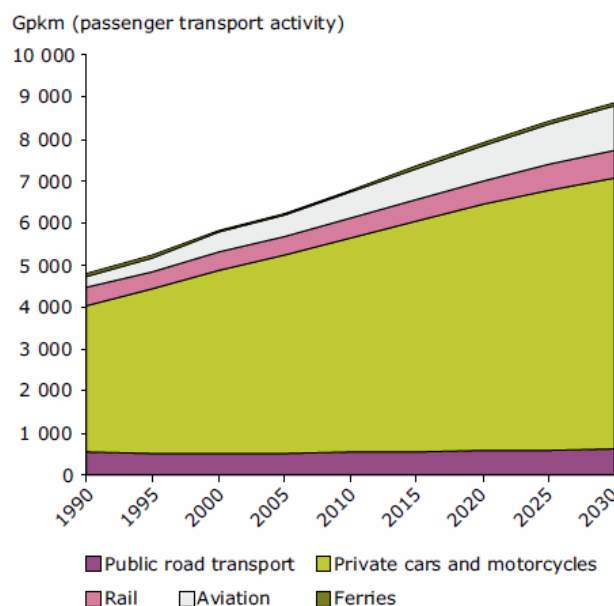
Son necesarios también cambios profundos en la fiscalidad retirando los beneficios fiscales que actualmente tienen algunos servicios y productos energéticos e incentivando por el contrario otros más eficientes en el uso de la energía. La propuesta de **ley sobre fiscalidad ambiental** presentada por CCOO y otras organizaciones contiene numerosos cambios en este sentido en materias con incidencia energética que afectan a impuestos estatales (*hidrocarburos, matriculación de vehículos*), locales (*circulación, IBI e IAE en relación con actuaciones energéticas, construcciones, instalaciones y obras y plusvalías en relación con diseños urbanos menos consumidores de energía*) y planteando nuevas figuras impositivas (*energía nuclear, incineración de residuos y cambio de uso del suelo*). Además es preciso estudiar la introducción de un impuesto sobre el CO₂ como el que está vigente en otros países europeos, como Alemania, Dinamarca, ...

2.4.- Actuaciones en el sector transporte

2.4.1.- El transporte mundial de personas y mercancías cada vez consume más petróleo

La situación de dependencia extrema del petróleo ha sido consecuencia de la confluencia de diversos factores e intereses económicos, geopolíticos y tecnológicos, pero sobre todo ha sido fruto de la abundancia, versatilidad y capacidad energética de este recurso, lo que ha permitido utilizarlo en un amplio abanico de sectores, entre ellos el del transporte. Son estas ventajas y flexibilidad las que explican en gran medida el porqué se ha convertido en la fuente de energía que alimenta hoy en día el 95% del transporte global, y que ha permitido el aumento exponencial de la demanda de movilidad de personas y mercancías en el mundo en las últimas décadas.

Las previsiones en Europa seguirán la senda del crecimiento de la movilidad, movilidad basada principalmente en el uso de modos de transporte privados y con energía de origen fósil petróleo.

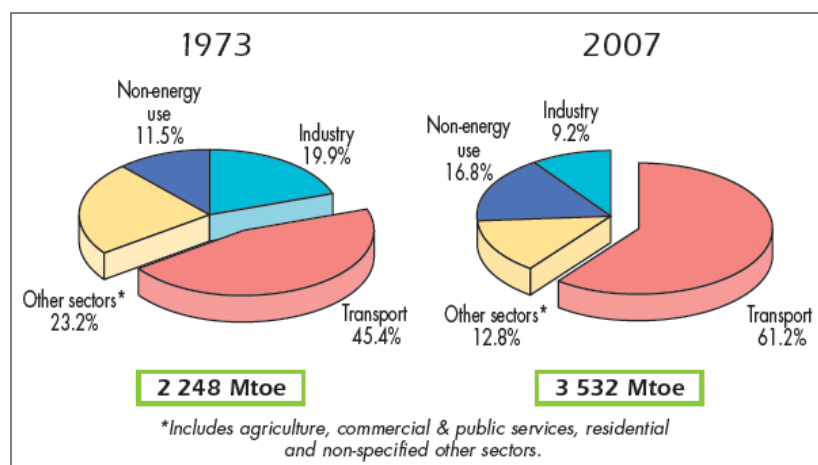


Fuente: Agencia Europea del Medio Ambiente – Terms 2009

El peso alcanzado por la industria del automóvil en la economía de los países desarrollados; la universalización del uso privado de este vehículo; el incremento del transporte de mercancías por carretera; el diseño de políticas territoriales basadas en el crecimiento disperso de los núcleos urbanos y la segregación de funciones; y la construcción de una extensa red de infraestructuras viarias, ha dado lugar a un sector del transporte absolutamente cautivo de los combustibles de origen fósil.

Ello ha motivado que dicho sector haya ido ganando importancia en el balance del consumo de energía primaria mundial (del 45% el año 1977 al 61% el año 2007), incluso hasta llegar a superar a los que tradicionalmente habían sido los principales demandantes de derivados del petróleo: los sectores de producción de electricidad y los industriales. Un incremento del consumo que se ha basado, además, en una tecnología poco eficiente a pesar de las mejoras que, a base de grandes inversiones económicas, se han ido incorporando desde su invención -el motor de combustión interna-, ya que los niveles de eficiencia termodinámica global son inferiores al 20%. ¿Puede continuar manteniendo un sector tan estratégico como el transporte estos niveles de consumo de un recurso energético escaso, y además con un grado de eficiencia tan bajo? Está claro que no.

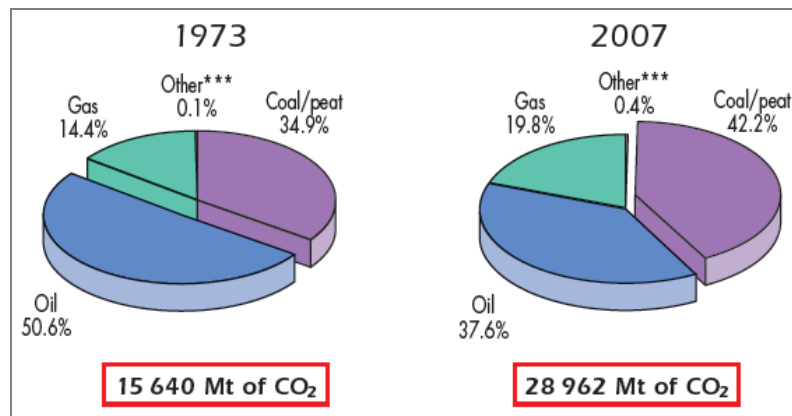
Evolución del consumo de energía final en el mundo, por sectores (1973-2007)



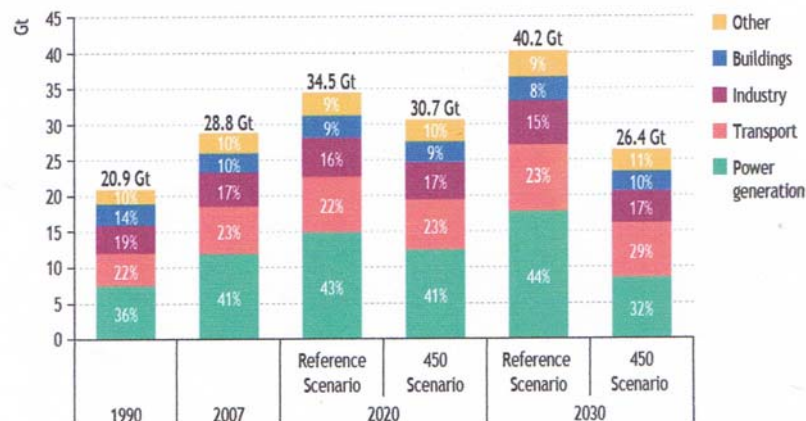
Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Por ello, el transporte será con bastante probabilidad una de las víctimas de la escasez de petróleo que se apunta, por lo que la gran disponibilidad y los precios actuales pasaran a ser pronto historia. Reconvertirse tecnológicamente, por un lado, y, todavía más importante, introducir nuevos criterios y pautas de movilidad basadas en la eficiencia y la eficacia, por el otro, han de ser los ejes estratégicos sobre los cuales se construya el sector del transporte del futuro. Lo cual, en este momento, no parece una empresa fácil.

A estas evidencias, ya de por sí alarmantes, se añade también el hecho de que el consumo creciente de combustibles de origen fósil ha convertido este sector en uno de los que tiene una mayor incidencia en el volumen total de emisiones de gases de efecto invernadero, responsables del cambio climático. El incremento anual del número de vehículos, así como del número de desplazamientos y de la distancia media recorrida por personas y mercancías, no hace más que agravar esta tendencia y sus consecuencias ambientales.

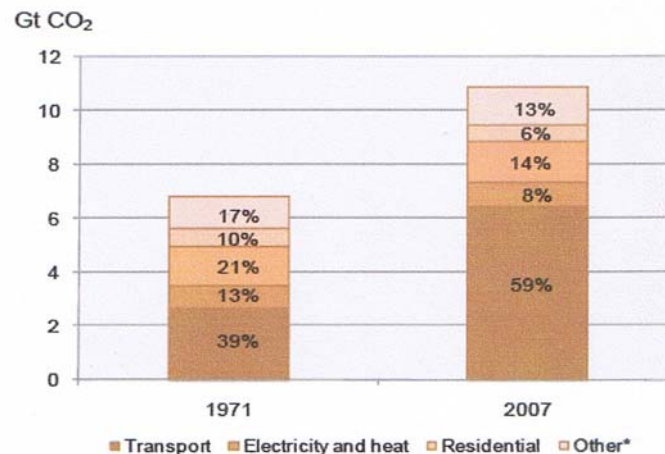
Evolución de las emisiones de CO₂, por fuentes de energía (1973-2007):

Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Emisiones mundiales de CO₂ por sectores (evolución y previsión)

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Casi una cuarta parte de las emisiones mundiales de CO₂ (esto es, unas 7.000 millones de toneladas) tienen su origen en el transporte, porcentaje que se prevé alcanzará casi el 30% en el año 2030. Si nos referimos, concretamente a las emisiones de CO₂ procedentes exclusivamente del petróleo, el transporte genera ya el 59%, un 28% más que el año 1977.

Emisiones de CO₂ procedentes del petróleo, por sectores

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

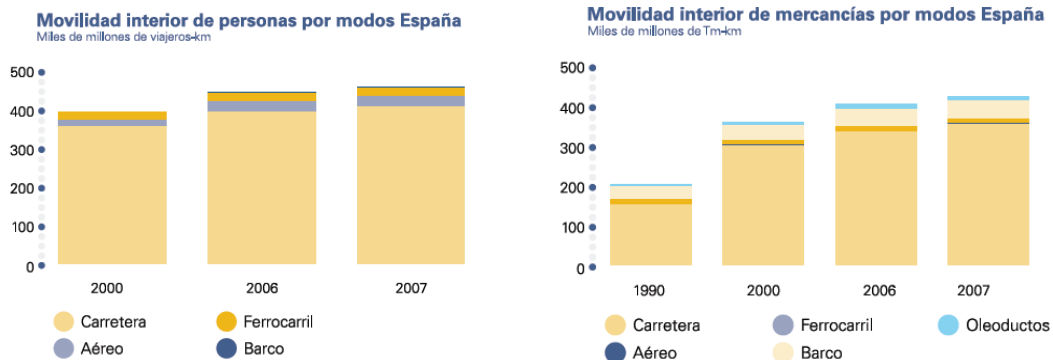
2.4.2.- La voracidad energética del sector del transporte español

En el caso de España, los datos de consumo energético y generación de emisiones del transporte ponen de relevancia la insostenibilidad del sistema a medio y largo plazo. Mientras que en 1990 el sector consumía el 39,5% de la energía primaria total, actualmente este porcentaje se sitúa sobre el 41%, según datos del Ministerio de Fomento. En términos de consumo final de energía, representa más de 38.500 miles de Tep anuales, lo que sitúa al transporte como el mayor consumidor final de energía, y como el que tiene un consumo más elevado de derivados del petróleo (un 55%). Y es que la movilidad de personas y mercancías crece a un ritmo muy elevado, superior incluso al de otros países europeos. Paradójicamente, el crecimiento del transporte de viajeros es mayor que el de mercancías, cuando en Europa la tendencia es la contraria.

En concreto, con respecto al transporte por carretera, los 26 millones de vehículos que constituyen el parque móvil consumen más de 30.600 miles de Tep anuales (casi 35.000 millones litros de combustible al año; mayoritariamente gasolina y gasóleo), y representan el 80% del consumo final del transporte (el ferrocarril, sólo el 3%; el marítimo, el 3,5%, y el aéreo, el 14,6%) De este total, el consumo de los automóviles (19,5 millones) supone el 54%, los 2,4 millones de camiones el 33%, las furgonetas el 10% y los autobuses y las motos el 3%.. El consumo urbano representa el 22% del total (3/4 partes los vehículos diesel).

Por si esto fuera poco, la intensidad energética del conjunto del sector del transporte (es decir, la cantidad de energía por unidad de producto final) ha ido aumentando en los últimos años; o, lo que es lo mismo, la eficiencia energética del sector se ha ido reduciendo paulatinamente. Mientras que el año 1990 era del 0,046, el año 2007 fue de 0,051, valor muy superior al de otros países europeos, así como al del conjunto de la UE-27 (0,035) y al de la UE-15 (0,033).

Evolución del reparto modal del transporte de personas y mercancías en España

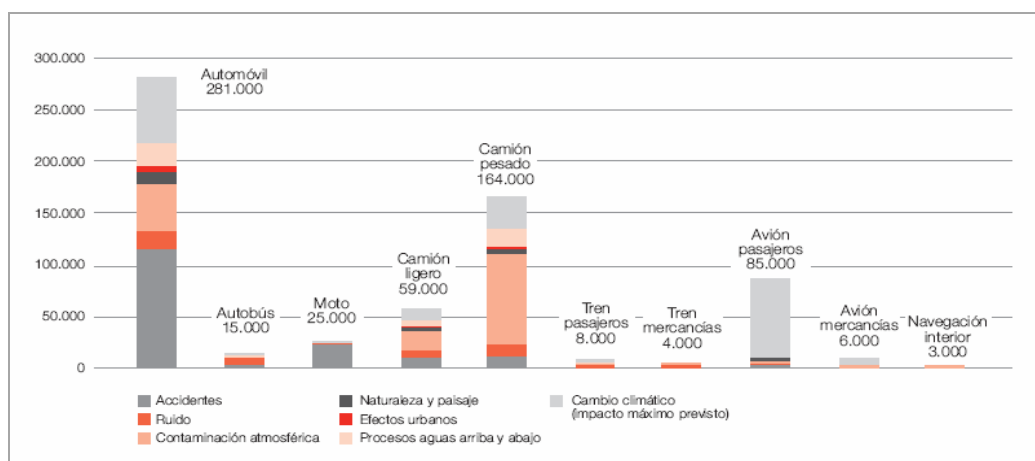


Fuente: Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España

2.4.3.- Externalidades del sector transporte en España

Según un estudio realizado por la Universidad alemana de Karlsruhe y la consultora suiza Infraso sobre 17 países europeos en el año 2004, estima que el conjunto de las externalidades² del transporte supera los 650.000 M€ anuales, un 7,3% del PIB de la UE-17. Las externalidades del transporte por carretera representan más de tres cuartas partes del coste total. El cambio climático es el componente más importante, con un 30%, mientras que la contaminación atmosférica y los accidentes representan el 27% y el 24%, respectivamente. El ruido representa, el 7%. Los efectos sobre la naturaleza y el paisaje, y los urbanos adicionales suman cada uno un 5%. El transporte por carretera es el que provoca mayor número de impactos (el 83,7% del total), seguido del transporte aéreo (14%), del ferrocarril (1,9%) y del de vías navegables (0,4%). Dos tercios de los costes los provoca el transporte de viajeros y un tercio el de mercancías. Durante el período 1995-2000, los costes totales aumentaron un 12%.

Costes externos totales en 2000 (UE 17) según medios de transporte y componente del coste. El transporte por carretera es responsable del 84% del total de costes externos



Fuente: Infraso, 2004

² Beneficio o costo que no refleja su precio real en el mercado o en el balance económico de los estados. En el ámbito de la movilidad, existen distintas Externalidades –en este caso, negativas– que son excluidas del balance económico a pesar de los impactos sociales y ambientales que suponen para el conjunto de la sociedad. Las externalidades negativas se manifiestan cuando las actuaciones de un sector o agente reducen el bienestar de otros sectores o agentes socioeconómicos. Glosario de Movilidad ISTAS, Barcelona Diciembre, 2009

En España, estos costes están por encima de la media europea, ya que representan un 9,6% del PIB, y la presencia de la carretera también es mayor, casi el 80%.

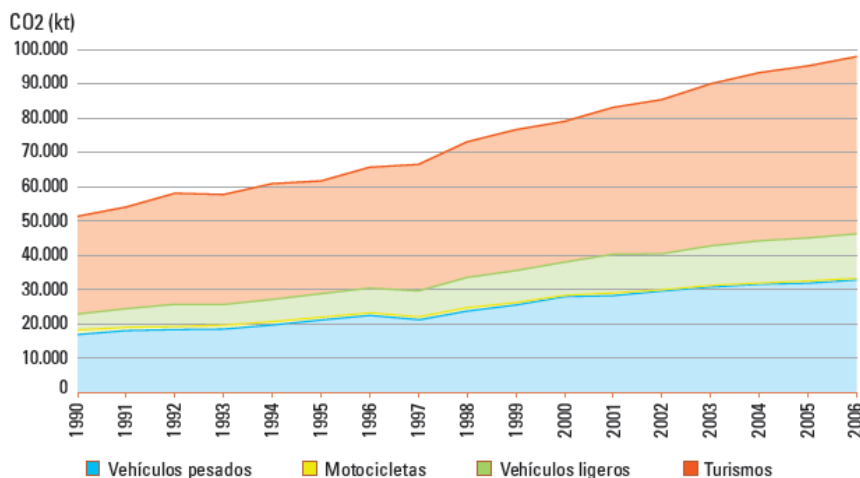
En los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo de Europa (OCDE) sólo la accidentalidad vial ya implica unos costes de casi el 1,2% del producto interior bruto, mientras que el cómputo de horas perdidas en congestión de tráfico equivale aproximadamente a un 0,5% del PIB de la Unión Europea y se ha anunciado que para el año 2010, esta cifra pasará a ser el doble. Si la pérdida de tiempo en congestiones también se evalúa en una escala colectiva, el impacto económico que deriva de ello alcanza cifras de gran magnitud; al final de la década de los noventa, el tiempo total que se perdía en los estados de la Unión Europea (UE-15) por congestión vial, equivalía entre un 0,5 y un 1% del PIB.

Otras aproximaciones a los costes externalizados del transporte mundial son los que ha realizado la Organización Mundial de la Salud. Según esta organización, el coste anual social de la movilidad del año 2002 fue de 517.800 millones de dólares en gastos sanitarios, 453.000 de los cuales correspondían a costes en los países ricos. El Banco Mundial ha calculado, por otro lado, que los costes anuales en pérdida de productividad por muertes y heridos relacionados con el tráfico son unos 540.000 M €.

2.4.4.- Emisiones de CO₂

En lo que a emisiones de CO₂ se refiere, el transporte por carretera genera casi el 22% (unos 110 millones de toneladas anuales), el segundo por detrás de la producción de electricidad (24%), según el Ministerio de Medio Ambiente, El Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España aporta unos datos similares, ya que apunta que el transporte por carretera consumió en el año 2008 el 20,7% de la energía primaria total, y aportó el 23,1% de las emisiones de CO₂ por uso de energía. Desde el propio Observatorio se señala que el creciente peso que el transporte por carretera ha ido adquiriendo es una de las principales amenazas a la sostenibilidad, tanto económica como ambiental, del modelo energético español.

Emisiones de CO_{2eq} por categoría de vehículo



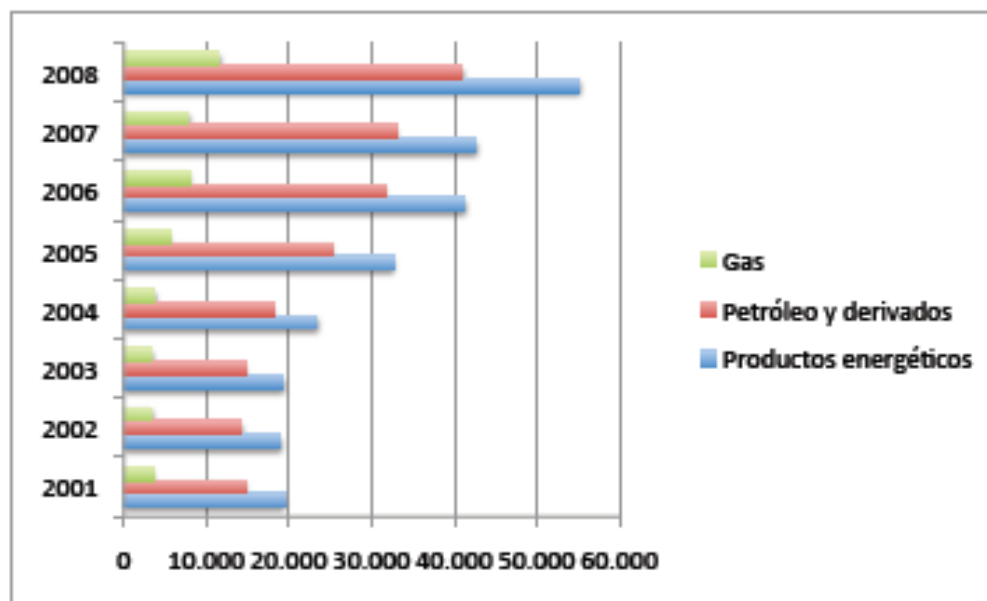
Fuente: Ministerio de Medio Ambiente

Ello se debe también al hecho que el nivel de dependencia energética exterior de España es también demasiado elevado, ya que supera el 88%, muy por encima de la media europea. Esta dependencia, además de representar un porcentaje significativo de las importaciones -el petróleo y derivados supusieron en el año 2008 alrededor de un 20% del total; más de 40.000 millones de euros-, dos tercios de esa importaciones esta dedicado a combustibles para el transporte.

Esta situación deja a España en una situación de mayor riesgo al sector del transporte, ante el futuro aumento de los combustibles fósiles y, por lo tanto, gran parte de la economía del país.

IMPORTACIONES (millones de euros)								
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Productos energ	19.387	18.968	19.185	23.337	32.717	41.239	42.547	55.042
Petróleo y derivad	14.751	14.226	14.654	18.099	25.116	31.627	32.953	40.978
Gas	3.508	3.458	3.457	3.658	5.633	7.915	7.754	11.470

Fuente: Ministerio de industria, turismo y comercio



Fuente: Ministerio de industria, turismo y comercio

Esta situación deja a España en una de mayor riesgo al sector del transporte ante el futuro aumento de los combustibles fósiles y, por lo tanto, gran parte de la economía del país, en la figura siguiente podemos observar la evolución del precio del barril Brent en las dos últimas décadas, y la tendencia alcista interrumpida en la segunda mitad del año 2008, pero que de nuevo repunta en el segundo semestre 2009 y continua en el presente 2010.

Este repunte tiene que ver con recuperación económica mundial.

Evolución del precio del petróleo brent SPOT (fob).

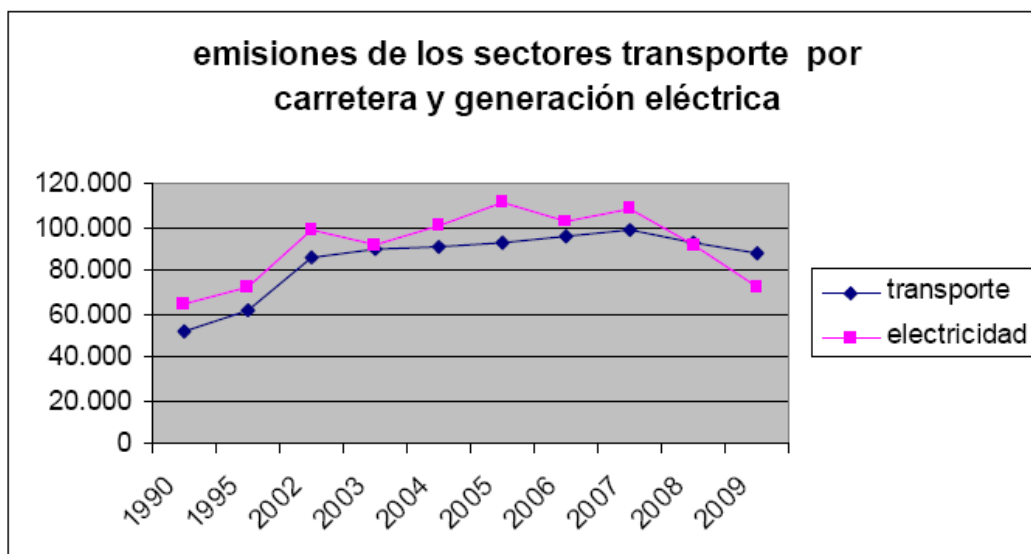


Fuente: EIA (Energy Information Administration)

La crisis económica, sin embargo, está contribuyendo en los últimos meses a reducir el consumo de derivados del petróleo, especialmente en el sector del transporte.

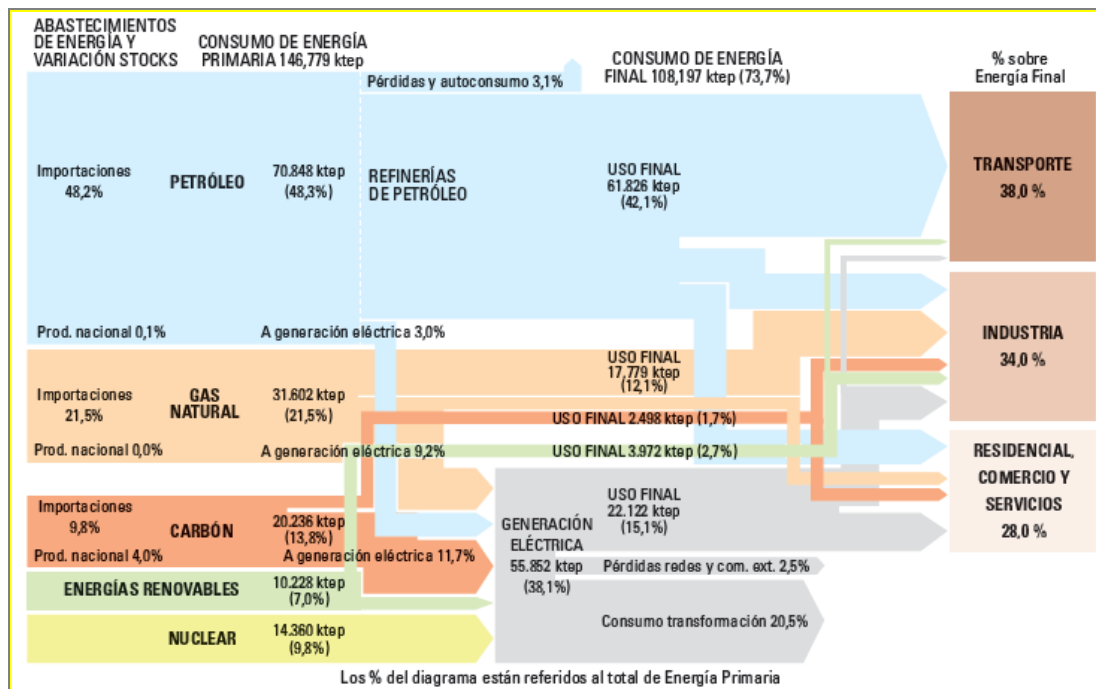
El descenso en el uso del vehículo privado y en el transporte de mercancías ha permitido disminuir un 5,2% las emisiones del transporte por carretera, porcentaje sin parangón en las últimas décadas. Es importante resaltar, como apunta el último informe de CCOO, *“Evolución de las emisiones de GEI en España 1990-2009”*, que, pese a esta disminución coyuntural, las emisiones de este sector han crecido con respecto al año base 1990 en un 71%, muy por encima del resto de sectores y del conjunto.

Evolución de las emisiones de GEI en España (transporte y generación eléctrica)



Fuente: CCOO

El recorrido de la energía en España (petróleo y sector del transporte)



Fuente: Secretaría General de la Energía 2008. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo

2.4.5.- Una transición justa lo menos traumática posible: diversificación, ahorro, eficiencia y recursos autóctonos

La época del petróleo abundante y barato ha llegado a su fin, sobre todo en lo que se refiere a quemarlo de forma ineficiente aprovechando al mínimo su potencial energético y transformándolo en dióxido de carbono y contaminantes nocivos para la salud humana y los ecosistemas. Parece urgente, por lo tanto, tomar medidas que reduzcan la dependencia del petróleo. En esto están ahora muchos países. En ver cómo se le da la vuelta –con el menor trauma posible, que lo habrá- a un modelo económico y energético intensivo en carbono y a una tendencia imparable con relación al consumo de energía de origen fósil, especialmente en lo que al transporte individual y colectivo se refiere.

La piedra filosofal energética, sin embargo, no llegará a corto plazo, a no ser que los países y grandes empresas que han explotado hasta el agotamiento los recursos petrolíferos mundiales tengan la solución preparada para cuando la situación sea insostenible (todavía más). Es bastante probable incluso que el futuro no nos depare un escenario con una única energía inagotable que satisfaga toda la demanda mundial -la pila de hidrógeno, la fusión fría o cualquier otra que ahora desconozcamos-, sino un contexto global en el que la diversificación energética, sea la clave para garantizar un desarrollo energético sostenible.

Es por eso que hay que ir avanzando con diligencia en la implementación de instrumentos y medidas de índole diversa -tecnológicas, fiscales, legales, urbanísticas, económicas... - que vayan dirigidas a investigar y aplicar nuevas fuentes de energía -preferiblemente autóctonas para reducir el coste económico que supone actualmente

la compra de petróleo a los países productores-, así como a incrementar el ahorro y el uso eficiente de los recursos disponibles.

Para que esto sea posible, hay que revisar de forma urgente el modelo de movilidad actual, basado en la preeminencia del automóvil privado y el transporte por carretera, en favor de un modelo bajo en carbono que, además, internalice en el balance económico los costes de los impactos socioambientales, que supedite el transporte al urbanismo, y fomente los medios de transporte colectivos y no motorizados.

En el caso concreto de las ciudades, esta transición hacia un escenario de movilidad más sostenible, es especialmente urgente, ya que a los impactos ambientales, energéticos y económicos antes señalados, se añaden otros relacionados con la afección a la salud humana -contaminación, ruido, congestión, accidentalidad- tanto o más importantes. Si bien el desarrollo urbanístico de las últimas décadas basado en la ciudad extensiva difusa de baja densidad y en el uso a gran escala del vehículo privado no tiene marcha atrás, es necesario integrar definitivamente la movilidad-entendida como la suma de las distintas redes de transporte y desplazamientos que conviven en el espacio público- en la planificación urbanística y territorial, por una parte, y sobre todo en las políticas de salud pública, por la otra.

2.4.6.- Propuestas para la acción

Gestionar la movilidad

España ya es el país europeo con una mayor oferta de infraestructuras de transporte. Lo es globalmente, y también en autopistas y red ferroviaria de alta velocidad. En aeropuertos quizás no estamos en el primer puesto, pero seguro que al menos vamos en segunda posición. En ferrocarril convencional, el sistema que asegura la movilidad diaria de los españoles, en la movilidad nos encontramos muy por debajo de la media, en la posición 25 sobre 32 posibles. En este ítem nos sitúa en el furgón de cola. Dentro de 10 años todo pueblo de España que se precie tendrá una estación de alta velocidad para ir a Madrid. ¿Pero cómo ha beneficiado eso a nuestra economía? En nada. Entre los países europeos, España está sufriendo la peor de las crisis económicas sin que el hecho de disponer de la mejor red de infraestructuras lo haya evitado. En el último año se han hecho diferentes y solventes valoraciones sobre las profundas causas que explican nuestra crisis económica. Pero hay que retener la idea de que a pesar del esfuerzo extraordinario que hemos hecho en inversiones en autovías y trenes de alta velocidad (cemento y construcción), nos va mal, y no hay ninguna previsión consistente que diga que nos va a ir mucho mejor de aquí a cuatro años. Es hora de dejar de lado la política de construcción indiscriminada de infraestructuras de ligada a la dependencia política territorial y pasar a gestionar mejor lo que tenemos con criterios de interés general. Eso sí que nos hará de verdad más competitivos. Producir más con un menor esfuerzo energético, también para poder vender mejor a fuera.

Por tanto, más coche compartido, para gastar la mitad de energía; para reducir a la mitad las emisiones de GEI, más *car-sharing*, más desplazamientos a pie, en bicicleta, incrementar el uso del transporte público que genera el doble de puestos de trabajo que no pueden ser deslocalizados; más redes de transporte público, en las que el AVE que nos lleva a Madrid sólo es un eslabón más, un pequeño eslabón de una cadena modal de transporte público cada vez más compleja; más planes de movilidad empresas y municipios que nos obliguen a pensar cómo cambiar, porque si no pensamos no habrán cambios; más información sobre el transporte público, porque la

mitad de la población no sabe cómo funciona, a dónde va, ni con qué frecuencias lo hace; menos pensar en velocidad y más en cadencia y servicio, como han hecho ya los ferrocarriles suizos

Por el desarrollo de una planificación territorial que minimice las necesidades de desplazamiento, que evalúe los efectos e internalice los costes de la demanda de transporte generada, incorporando activamente a los empresarios, sindicatos, los generadores o atractores de transporte de mercancías en el propio proceso de planificación, y en la definición de objetivos y actuaciones.

Elaboración de una **Ley de Movilidad sostenible**, que vincule el urbanismo ocupación del territorio y la movilidad como llegar de forma sostenible.

Medidas dirigidas a racionalizar el funcionamiento del transporte de mercancías.

La no incorporación de la totalidad de los costes externos generados por el transporte de mercancías hace que éste no refleje adecuadamente sus costes sobre la sociedad, dando lugar a dos procesos difícilmente aceptables: En primer lugar, la irracionalidad de los kilómetros de transporte agregados a los productos de consumo en relación a los costes externos soportados y, en el caso de España, la pésima situación en el reparto modal del transporte de mercancías, con una participación mínima del ferrocarril y del transporte marítimo, y desproporcionada del transporte por carretera.

Modificar las prioridades de inversión en infraestructuras de transporte, dirigiéndolas a favorecer al mayor número de usuarios actuales y a potenciar una mayor racionalización. Priorizar las medidas dirigidas a aumentar la seguridad en el transporte, continuando el avance hacia una política de 'riesgo cero'.

- Estableciendo una moratoria a la construcción y ampliación de vías de alta capacidad (sobre todo en itinerarios con IMD inferiores a los 10.000 vehículos), trenes de alta velocidad y aeropuertos con niveles de demanda previstos que no justifican la viabilidad económica de la operación.
- Priorizando las inversiones:
 - o hacia el transporte de mercancías en ferrocarril y en transporte marítimo
 - o hacia el transporte público urbano y metropolitano hacia el transporte interurbano de viajeros por ferrocarril convencional (Cercanías, regionales, regionales Express), tranvías y autobús, autobús Express, plataformas segregadas para bus-Vao.
 - o Elaboración de una Ley de Transporte público.

Política fiscal sobre transporte. Modificar la fiscalidad global por modo y medio de transporte de mercancías (repercusión final por ton*km transportado) incorporando todos los costes externos ligados al ciclo de vida de cada modo y medio de transporte.

Medidas dirigidas a adecuar el coste de todos los tipos de transporte a los costes reales que tienen para la sociedad, internalizado sus costes externos, lo que exige promover, en el ámbito de la UE-27 y en España, una fiscalidad y nuevas regulaciones en el ámbito del transporte, que favorezcan comportamientos racionales desde el punto de vista de los efectos globales asociados.

En relación al cambio climático y la reducción de la dependencia energética.

Deben establecerse primas o bonos por medidas que incrementen la sostenibilidad energética y ambiental de la movilidad para las empresas o asociaciones de usuarios. Y las administraciones públicas deben dar ejemplo con la introducción obligatoria de estas medidas. Obligación de redactar planes de movilidad en empresas y en áreas de actividad con elevada concentración de trabajadores y gran atracción de movilidad. Debe generalizarse la mejora del funcionamiento, integración y adecuada coordinación de todos los operadores de los consorcios y autoridades de transporte público, integradores de los distintos modos, medios y servicios de transporte público, asegurando la implantación del título único y la máxima comodidad y facilidad en los puntos de trasbordo entre medios o de cambio modal. Establecimiento de planes de servicio de TP en todos los ámbitos metropolitanos, puesta en marcha de procesos de integración tarifaria en los territorios metropolitanos.

El vehículo eléctrico

El vehículo eléctrico se vislumbra por la industria automovilística como la solución de futuro, pero se olvidan las inversiones que se van a necesitar al respecto y si ésta es la mejor opción a la que dirigir esas inversiones públicas y privadas.

Para dilucidar esta cuestión previamente habría de evaluarse el ciclo de vida¹ conjunto del proceso, valorando la mejora de eficiencia que el mismo significa y la viabilidad de su aplicación generalizada. Y, en todo caso, no hay que olvidar que la solución de la mejora en las eficiencias de los vehículos no resuelve el problema más general de la insostenibilidad del modelo de desarrollo actual, a largo plazo, del que una de sus bases es la primacía del vehículo privado. Así, aunque el vehículo eléctrico, junto a la generalización del uso de energías renovables para la producción de electricidad puedan llegar a ser una aportación a la solución desde la perspectiva del consumo energético y del de las emisiones de gases de efecto invernadero, el uso del automóvil seguiría incidiendo en la satisfacción de la movilidad por la vía individualizada del vehículo privado, y en el mantenimiento del automóvil como uno de los motores productivos de la economía mundial; y, consecuentemente, seguiría incidiendo en el mantenimiento de una sociedad propiciadora del urbanismo disperso en regiones funcionales urbanas, con alta movilidad obligada, que, a todos los efectos, es uno de los elementos básicos de la insostenibilidad ambiental actual.

Habría que prestar especial atención a las innovaciones tecnológicas consistentes en alargar la vida útil de los vehículos convencionales, mediante la sustitución de los motores de combustión interna por otros eléctricos en los coches y motos o de instalación de motores eléctricos en bicicletas, actividades de una enorme potencialidad, sobre todo si va asociada a la generación y consumo de energías renovables (principalmente solar y eólica distribuidas).

Pacto de movilidad sostenible estatal

Pacto de movilidad a escala estatal, con el objetivo de modificar, reducir de forma significativa y urgente de nuestro modelo de movilidad insostenible y de nuestro modelo productivo basado en una elevada dependencia energética y un urbanismo acorde con el patrón coche para llegar a cualquier lugar, este cambio debe de ser participado y concertado con los agentes sociales, económicos y territoriales.

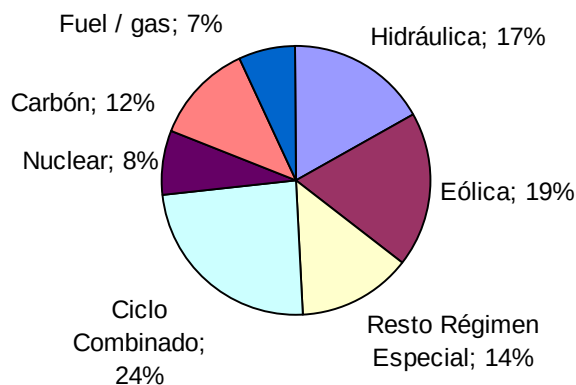
2.5.- Actuaciones en el sector eléctrico

2.5.1.- El sistema eléctrico español en 2009

La **demanda peninsular** de energía eléctrica se situó en 251.305 GWh, un 4,6% inferior a la del 2008, la primera tasa negativa anual de la serie histórica de registros de evolución de la demanda que arranca en 1985. Los valores **máximos de demanda** de potencia media horaria y de energía diaria se alcanzaron el 13 de enero con 44.440 MW y 886 GWh, respectivamente. Ambos valores superan en un 3,4 % y en 4,6 % a los respectivos del 2008. La demanda anual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas **extrapeninsulares** alcanzó los 15.569 GWh, un 1,9% inferior a la del año anterior. En Canarias el descenso fue del 2,1% y en Baleares el 1,9%. Por el contrario, Ceuta y Melilla registraron crecimientos del 1,8% y 1,5% respectivamente.

La **potencia instalada** tuvo un crecimiento neto de 2.682 MW, lo que supone un incremento del 3% respecto al ejercicio anterior.

Potencia instalada total (peninsular + extrapeninsular) en 2009

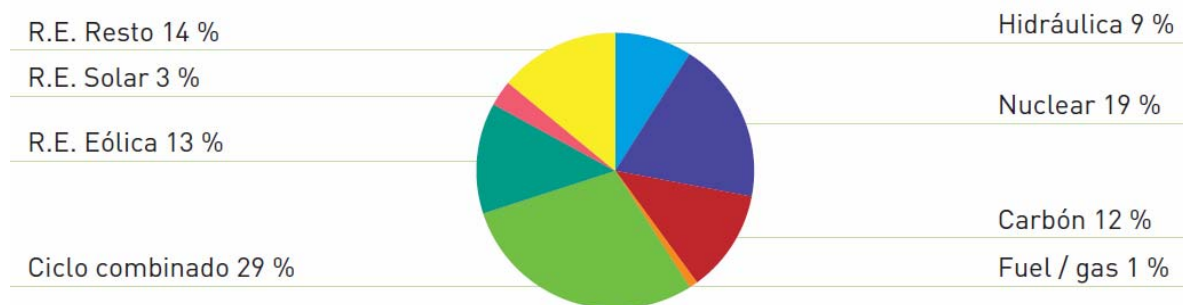


Fuente: Avance de REE 2009.

En cuanto al **balance de generación**, el 2009 se ha caracterizado por un descenso generalizado de casi todas las tecnologías que componen el régimen ordinario cuya producción ha disminuido un 12,7% respecto al año anterior, absorbiendo todo el descenso de la demanda. Por el contrario, el régimen especial ha aumentado su producción un 18,3%. Destaca el aumento del peso de las energías renovables, especialmente la eólica y solar cuyas aportaciones a la demanda se han elevado al 13% y 3% respectivamente, (un 11% y un 1% en 2008). En el otro extremo se sitúan, los grupos de carbón que han reducido su producción un 25,8%, cubriendo apenas el 12% de la demanda, dando lugar a que por primera vez en la historia la energía eólica supere a la de carbón en la cobertura de la demanda. La energía hidráulica producible se ha situado en 21.033 GWh, un 25% inferior al valor histórico medio, pero un 11,9% superior al del 2008.

El descenso del consumo eléctrico, por un lado y el ascenso de las energías renovables así como una menor producción de los grupos de carbón, por otro, han contribuido a reducir las **emisiones de CO₂** del sector eléctrico que se han estimado en 72 millones de toneladas de CO₂ equivalente en 2009, un 35% menos que en 2005.

Distribución por fuentes de la cobertura de la demanda peninsular en 2009



Fuente: Avance de REE 2009.

2.5.2.- Recorrido histórico del sector eléctrico español

Desde julio de 2009 el mercado eléctrico está completamente liberalizado y se organiza mediante un mercado competitivo de casación de oferta y demanda. La liberalización del sector eléctrico viene marcada por la Unión Europea y ha sido el resultado de un largo proceso que comenzó en 1996, mediante la Directiva Europea 96/92/CE. El sistema español es de los más liberalizados de la Unión Europea.

El objetivo final es la creación de un Mercado Energético Común en toda la Unión Europea. Actualmente nos encontramos en el Mercado Ibérico que ya ha unificado el Mercado de la electricidad en España y Portugal.

Los cambios legales españoles se iniciaron en los años noventa con la finalidad de adaptarse al marco europeo. El gobierno socialista impulsó la Ley 40/94 con los siguientes objetivos: introducir transparencia en la formación de precios de la electricidad e impulsar elementos de una moderada competencia en los negocios eléctricos. Para ello, esta ley eléctrica apostaba por la separación de las fases del negocio eléctrico-generación, transporte, distribución y comercialización.

El PP redactó otra Ley, la 54/97, que surgió de la firma de un protocolo entre el gobierno y las compañías eléctricas sin contar con el resto de sectores sociales, en la que abandona el criterio de planificación y se instaura la competencia como mecanismo regulador único del funcionamiento del sistema. Se sustituye el sistema conocido como reconocimiento de costes por el denominado de oferta competitiva. En la Ley únicamente se contempla la planificación de las instalaciones de transporte y distribución, pero no las de generación. Algunas de las consecuencias más importantes de esta Ley:

- La electricidad dejó de ser un servicio público -lo que implicaba condiciones legales severas para interrumpir el suministro- a tener derecho garantizado de suministro, únicamente condicionado al pago de los precios establecidos.
- La Ley establece un sistema de oferta competitiva para atender la demanda.
- La Ley establecía un coste de generación de referencia medio anual de 6 pesetas / KWh. (36 Euros / MWh.). Este coste de referencia no tendió a abaratarse por efecto de la competencia, sino que su tendencia ha sido de subida desde la aprobación de la ley.
- La liberalización del sector junto a las decisión política de controlar la inflación se tradujeron en aquellos años en que en el periodo 1996-2003 los precios medios se redujeron en términos reales más del 30%, la eficiencia energética se estancó cuando no retrocedió dándose un crecimiento irracional y desbocado de la demanda eléctrica.
- Se establece la denominada libertad de establecimiento de nueva potencia y de elección de combustible, con lo que *de iure* se instaura la posibilidad de construir centrales nucleares porque ya no hay obstáculo legal para construir nuevas plantas.

El Gobierno socialista suspendió el pago de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) tecnológicos -que parecieron con la ley del sector eléctrico de 1997- y en junio de 2006 (RDL 7/2006) estableció que nunca se volverían a cobrar. No obstante, se sigue pagando por el consumo de carbón nacional y por el uso del carbón gasificado de Puertollano.

Para trasponer la directiva de la Unión Europea se promulgó la Ley 17/2007, en la que desaparece la tarifa integral, o sea la potestad del gobierno para fijar los precios eléctricos, que quedará sometida al dictado del mercado. Se mantienen las tarifas de acceso. A la vez cabe destacar que ya no hay suministro a tarifa integral para los consumidores industriales a alta tensión.

2.5.3- El funcionamiento del mercado eléctrico

Actualmente, como resultado de este proceso, el Mercado Ibérico se organiza mediante varios procesos interrelacionados:

Mercado diario: Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al Operador del Mercado (OMEL), entre las 8:30 y las 10 horas, sus ofertas de compra o venta de energía. Este operador de mercado procede a la casación de dichas ofertas, se eligen las ofertas de venta más baratas, hasta satisfacer toda la demanda. El precio de la electricidad será el de la última oferta – “precio marginal”. Es un mercado de venta y compra de energía física que se intercambia al día siguiente.

Todos los generadores de energía están obligados a participar en este Mercado mediante la presentación de una oferta o presentado un **contrato bilateral**, estos se realizan entre generadores y consumidores a un precio pactado entre ambas partes, de esta forma ambos agentes contratan la energía a largo plazo disminuyendo riesgos.

El **mercado intradiario** es un mercado de ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se producen a corto plazo. Este mercado está organizado en seis

sesiones (cada 4 horas) y pueden presentar ofertas de compra o venta de energía aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario.

El programa de transacciones resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado por REE para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, teniendo en cuenta las diferentes restricciones técnicas, tras lo cual se obtiene el **Programa Horario Final**.

Por otro lado, los pequeños consumidores (domésticos), pueden optar a comprar la energía en el Mercado de OMEL o acogerse a la **Tarifa de Último Recurso (TUR)**. El precio de esta tarifa se determina mediante una subasta a la baja (CESUR) en las que las comercializadoras ofertan la cantidad de energía que pueden aportar a un determinado precio. Estas subastas se realizan cada 6 meses. Desde que apareció esta tarifa TUR y el sistema de subastas en julio de 2009 el precio de esta tarifa ha sido mayor que el precio del Mercado. Esta situación en gran parte debida a las condiciones atmosféricas de este invierno que han bajado el precio de la electricidad (mucho viento, mucha agua y poca demanda), hace que el consumidor doméstico no vea reflejado en su tarifa el bajo precio de la electricidad y el superávit que esto genera tampoco sirve para reducir el déficit tarifario³ generado los pasados años.

Teóricamente no existirá déficit de tarifa a partir de 2013. Esto, unido a la desaparición de las tarifas integrales y la vigencia de un sistema de precios máximos, TUR, provocará una subida de precio aún mayor que la recientemente experimentada, lo que aún reforzará más la posición relativa del sector eléctrico. Ello viene a sumarse a medidas tan favorables para las empresas de generación, como la contemplada en el RD 6/2009 que suprime de la norma anterior que regulaba la posibilidad por parte de la administración de restar de los beneficios obtenidos por la empresa el valor de los derechos de emisión de GEI, asignados gratuitamente durante el ejercicio antes de su cierre contable, por un importe que se establecía mediante precios determinados administrativamente tomando como referencia los precios del mercado europeo de emisiones.

En 2009 se pagará vía Presupuestos Generales del Estado el 17 % del total del sobre coste de los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla), y ese porcentaje crecerá gradualmente hasta representar el 100% en 2013, con el objetivo de conseguir la desaparición del déficit de tarifa. Esta medida es neutra desde el punto de vista social, pero significa reducir una señal vía precios eléctricos más altos, para facilitar el uso racional de la electricidad. Ambientalmente es regresiva.

Las **energías renovables**, hasta hace unos años, entraban en el mercado eléctrico obligatoriamente, es decir el operador del mercado debía contar con ellas. Siempre que se estuviera produciendo electricidad con algún tipo de energía renovable (eólica o fotovoltaica, principalmente) debía ser inyectada a la red y consumida. Pero con la aparición del RD 661/2007 ahora estas compañías pueden elegir entre cobrar el precio que marque el mercado (pool) más una prima fija, o mantener una tarifa regulada. En cualquier caso, estas energías tienen una entrada prioritaria al mercado, junto al resto de tecnologías de régimen especial, y la nuclear (por la dificultad de parar una central nuclear). Estas tecnologías ofertan su energía a precio cero, de forma que entran

³ Anteriormente en el mercado regulado, el suministro de energía a los consumidores estaba garantizado y las condiciones y precios máximos estaban fijados por la autoridad reguladora. Las compañías eléctricas, al finalizar el año, calculaban cuál había sido la diferencia entre la producción, a precio regulado, y lo que había costado esa producción en el Mercado, que solía ser mayor. Esta diferencia de precio ha ido acumulando una deuda en cada compañía de suministro por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Es lo que se conoce como déficit tarifario. Actualmente esta deuda está titularizada en el Mercado bursátil y se pagará durante los próximos años mediante la tarifa eléctrica.

siempre las primeras, y obtienen el precio de mercado (y las primas en el caso del régimen especial). En algunos casos la demanda se ha cubierto completamente con este tipo de energías y el precio final ha sido cero, en este caso las energías renovables sólo cobran la prima.

En el caso en que la producción del régimen especial y la nuclear sea mayor que la demanda de energía, la nuclear al no ser flexible tiene que seguir produciendo prioritariamente, siendo otras tecnologías renovables (generalmente la eólica) las que deben desconectar sus instalaciones, suponiendo esto una pérdida de energía limpia y autóctona.

Además estas instalaciones renovables deben suministrar al operador del sistema una producción estimada a lo largo del tiempo, los desvíos que se produzcan de estas predicciones se penalizan. Las instalaciones eólicas, han hecho un gran esfuerzo en mejorar sus predicciones de producción, aunque aún deben mejorar. Todo este cambio se realizó para que las renovables fueran fuentes de energía más estables en el mercado, con las que se pudiera contar a lo largo del tiempo y no sólo entraran en el mercado cuando existiese fuente energética suficiente (viento, sol, etc.).

La compra y la venta de la electricidad se realizan en el mercado libre de la forma descrita, pero hay una serie de actividades, costes y tarifas sujetos a regulación. Las actividades reguladas son el transporte, la distribución y la gestión comercial. Los costes regulados son los asociados a las actividades reguladas, los costes de diversificación, ente los que se incluyen las primas al régimen especial, costes del servicio de interrumpibilidad, pago de déficit anteriores, y costes permanentes entre los que se incluyen pagos por compensaciones extrapeninsulares (como se ha comentado estos últimos costes desaparecen en 2013 al pasar a los Presupuestos Generales del Estado).

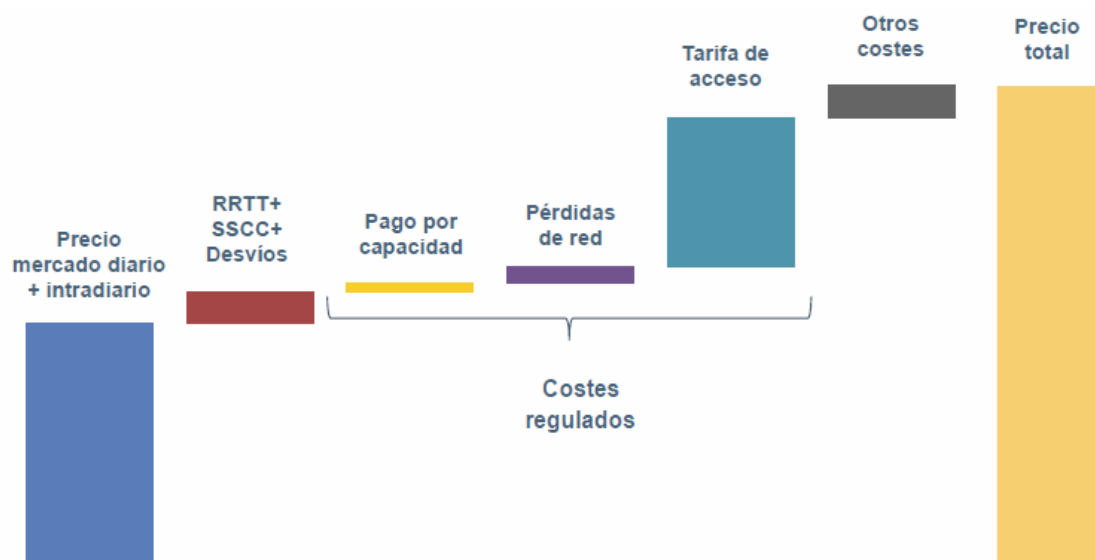
Los costes de acceso se distribuyen entre todos los consumidores de electricidad, gracias a las tarifas de acceso, que estipula el gobierno regularmente, en función de la tensión de consumo. Estas tarifas son cobradas por las distribuidoras, para posteriormente liquidar las cantidades necesarias a cada una de las entidades beneficiarias de ellas.

	Sistema Peninsular 1998			Sistema Nacional ⁽¹⁾ 2010			Sist. Nac. 2010 a precios 1998 ⁽²⁾		
	M€	%ET	€/MWh	M€	%ET	€/MWh	M€	%ET	€/MWh
ENERGÍA	4.841	42%	31,9	11.653	42%	48,1	8.364	42%	34,5
COBROS POR CAPACIDAD	1.118	10%	7,4	466	2%	1,9	334	2%	1,4
COSTES DE ACCESO	5.686	49%	37,5	15.864	57%	65,5	11.386	57%	47,0
Transporte	558	5%	3,7	1.397	5%	5,8	1.003	5%	4,1
Distribución y Gestión Comercial	2.737	24%	18,0	4.893	17%	20,2	3.512	17%	14,5
Sobrecoste Régimen Especial	398	3%	2,6	5.888	21%	24,3	4.226	21%	17,4
CTC's	1.214	10%	8,0	0	0%	0,0	0	0%	0,0
Anualidades Déficits Act. Reguladas	0	0%	0,0	1.844	7%	7,6	1.324	7%	5,5
Plan Ahorro y Eficiencia Energética	0	0%	0,0	309	1%	1,3	222	1%	0,9
Interrumpibilidad en mercado	0	0%	0,0	450	2%	1,9	323	2%	1,3
Compensación extrapeninsulares	257	2%	1,7	897	3%	3,7	644	3%	2,7
Resto de costes de acceso	522	4%	3,4	186	1%	0,8	133	1%	0,6
COSTE DEL SERVICIO	11.644	100%	76,8	27.982	100%	115,5	20.085	100%	82,9
Déficit de Act. Reguladas	0		0,0	-3.000		-12,4	-2.153		-8,9
INGRESOS DEL SERVICIO	11.644		76,8	24.982		103,1	17.931		74,0
<i>Demanda en cliente final (TWh)</i>	<i>152</i>			<i>242</i>			<i>242</i>		

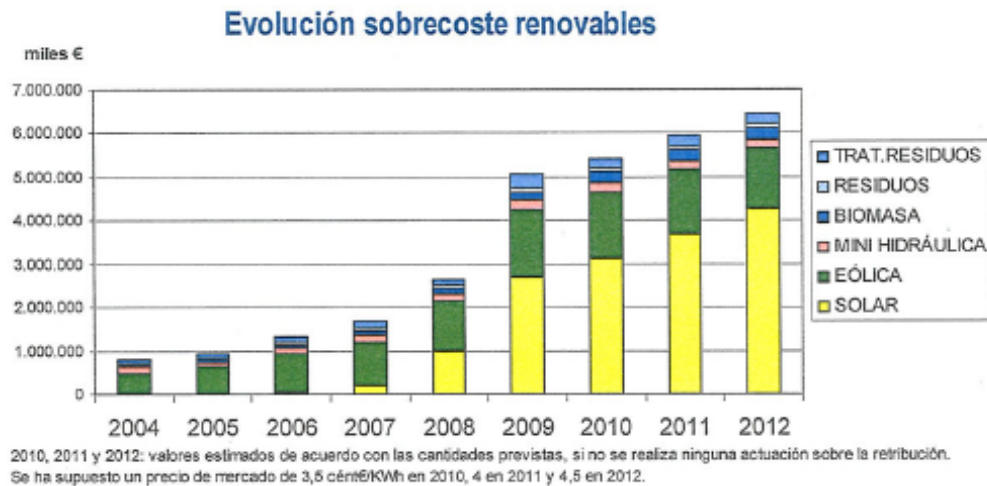
(1) Sistema Nacional: Sistema Peninsular (incluyendo liquidación de pequeños distribuidores) + Extrapeninsulares
 *Variación IPC Dic 2009/Dic 1997 =39,3%

Fuente: Endesa

Componentes del precio de la electricidad



Actualmente existe un debate público sobre los sobrecostos del régimen especial. Hay que destacar que representa un sobrecoste del 21% de la tarifa eléctrica, estando incluida la cogeneración mediante gas natural que suponen un 20% de las primas del régimen especial (cerca de los 1.000 M€). En el siguiente gráfico se puede ver la evolución de este coste:



Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo

En el capítulo 4, sobre las energías renovables, se estudia en detalle las implicaciones del sistema de primas en cada tecnología, prestando especial atención al caso de la energía solar fotovoltaica por las implicaciones que ha tenido.

2.5.4- Desventajas del mercado marginalista

El mercado de la electricidad es marginalista y establece precios suficientes para remunerar, al menos, los costes variables de la última unidad acoplada, sin embargo, existiendo tecnologías diversas, el precio marginal puede ser excesivo para retribuir los costes medios de cada tecnología. En definitiva, el precio marginal en el mercado de la electricidad no revela los costes de generación de las múltiples tecnologías que cubren la demanda.

Al retribuir de manera indiferenciada a todas las diversas tecnologías por el precio de la tecnología marginal, neutraliza las ventajas de la diversificación: la estabilidad de precios que podría proveer la diversificación deriva hacia la inestabilidad e impredecibilidad de los precios de los combustibles fósiles y, además induce, al no reconocer los costes de las diferentes tecnologías, inversiones en la tecnología de menor coste medio sobre ponderando el menor coste fijo.

Un estudio realizado por la Comisión Nacional de Energía en 2008, indica la diferencia entre el coste de producción y la retribución de las tecnologías del régimen ordinario:

**Estimación del diferencial medio entre el coste de producción y la retribución (€/MWh)
por tecnología de producción en régimen ordinario para el tercer trimestre de 2008**

Considerando amortizadas centrales anteriores a 1998							
Sin Garantía de Potencia	Producción (GWh)	Costes de Producción		Ingresos en el mercado (sin garantía de potencia)		Diferencia	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
TOTAL	54.539	46,75	2.549.515	71,75	3.913.246	25,00	1.363.731
Hidráulica (1)	6.822	3,00	20.467	83,48	569.554	80,48	549.088
Ciclo Combinado	18.288	68,93	1.260.624	73,90	1.351.477	4,97	90.853
Carbón	18.392	58,16	1.069.766	69,38	1.276.090	11,22	206.324
Nuclear	11.037	18,00	198.658	64,89	716.124	46,89	517.467

Resto Con Garantía de Potencia	Producción (GWh)	Costes de Producción		Ingresos en el mercado (con garantía de potencia)		Diferencia	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
TOTAL	54.539	46,75	2.549.515	74,21	4.047.544	27,47	1.498.030
Hidráulica (1)	6.822	3,00	20.467	85,93	586.261	82,93	565.794
Ciclo Combinado	18.288	68,93	1.260.624	79,52	1.454.227	10,59	193.603
Carbón	18.392	58,16	1.069.766	70,19	1.290.932	12,02	221.166
Nuclear	11.037	18,00	198.658	64,89	716.124	46,89	517.467

Fuente: CNE.

Las principales conclusiones a las que se llega en este estudio, son:

1. Los ingresos de la generación de electricidad, se situaran –sólo en el 3er Trimestre- entre 700 y 1.500 M euros por encima de los costes totales de esa misma generación. Es decir, entre un 21% y un 58% por encima. Esta diferencia o margen entre ingresos y costes (estos últimos estimados en una cantidad inferior a 3.300 M euros) se distribuye de manera desigual entre los costes de las diferentes tecnologías de generación, correspondiendo la mayor parte (entre 550 y 1.100 M euros) a las tecnologías nuclear e hidroeléctrica.
2. Los costes estimados – utilizados para los cálculos - deben ser considerados costes máximos, por debajo de los cuales, con alta probabilidad se sitúan los costes reales.
3. Con objeto de aportar una magnitud que permita valorar las cifras anteriores, se señala que el monto de todas las primas del régimen especial supondrá, aproximadamente, en el mismo 3er Trimestre de 2008, 600 M euros, cifra muy inferior a la diferencia estimada entre precios y costes de la generación del régimen ordinario.

El estudio propone dos medidas principales para corregir el sistema marginalista:

1. Regular en base a costes con las técnicas regulatorias que se hayan demostrado más eficientes: p.ej. costes estándares (MLE).
2. Diseñar un mercado con capacidad de retribuir de manera diferenciada las diferentes tecnologías.

2.5.5.- Propuestas para la revisión del funcionamiento del mercado eléctrico

La Ley del Sector Eléctrico de 1997 determinó el abandono del sistema de planificación energética vigente hasta entonces por otro de mercado libre y de libertad de emplazamiento para las instalaciones de generación de electricidad. A partir de entonces sólo se planificaría con carácter obligatorio la red de transporte de electricidad. Junto a eso se pasó de un sistema de retribución por reconocimiento de costes, en el que el Gobierno auditaba las cuentas de las compañías eléctricas y retribuía el kwh cubriendo sus costes y asignando un beneficio, a un sistema de “oferta competitiva” que, entre otros muchos efectos perversos, ha permitido una retribución muy alta a sistemas de generación con bajos costes como la gran hidráulica o las nucleares amortizadas. La experiencia de estos años ha puesto de manifiesto que algo tan trascendental para la actividad económica y para la sociedad como la electricidad no puede dejarse al arbitrio del libre mercado.

El sector eléctrico ha sido además un espacio especialmente opaco y complejo en el que se producen grandes transferencias de rentas que pasan desapercibidos a la práctica totalidad de la población. Podría decirse cáusticamente que en los periodos en que más se habla de competencia, es más aguda esta transferencia de recursos.

Por ello se proponen las siguientes medidas:

Restaurar la planificación obligatoria previa a 1997. Es imprescindible pues modificar la Ley del Sector Eléctrico y pasar a un sistema de mayor intervención administrativa planificando el sistema eléctrico. Es decir, estableciendo desde el Gobierno, de manera democrática y a partir de un proceso de amplia participación social, los escenarios energéticos con un enfoque de demanda, fijando objetivos de potencia y de producción para cada tecnología y determinando las instalaciones que se hayan de construir y los combustibles que se hayan de emplear, al menos para potencias superiores a 50 Mw. Obviamente las fuentes renovables estarían integradas en dicha planificación.

La planificación del sistema eléctrico permitiría ubicar más adecuadamente las plantas de generación en función, no tanto del interés de las compañías, sino de las necesidades de la red de transporte y de las zonas de mayor demanda, cumplir mejor con los objetivos de política energética y especialmente con la reducción de emisiones de gases de invernadero y daría más seguridad a las inversiones de las promotoras eléctricas, que actualmente, en un sistema de libre instalación y asignación de precios a través de oferta competitiva, se encuentran sometidas a grandes incertidumbres en sus inversiones que después complican la rentabilidad de las mismas y su amortización. Así ha sido el caso, por ejemplo, de las centrales de gas en ciclo combinado que se proyectaron en función de previsiones con elevados aumentos de demanda que no se han cumplido y sin tener en cuenta otros aspectos de política energética y medioambiental.

Vuelta a la consideración de servicio público para el suministro de electricidad -y de hidrocarburos-. Reformar la actual L.S.E. 54/97, recuperando el carácter de “servicio público esencial” del suministro eléctrico, y la regulación de tarifas especiales para colectivos sociales vulnerables, con la simultánea reducción en el actual sistema de tarifas de los “descuentos” operativos.

Fijación de precios cumpliendo tres requisitos: suficiencia para cubrir todos los costes de los procesos energéticos, incluyendo en ellos los costes sociales y ambientales estimados de acuerdo con el mejor conocimiento disponible; progresividad para disuadir el consumo superfluo y acceso de los ciudadanos a los servicios energéticos básicos.

Recuperar la titularidad pública de las redes de transporte, distribución y suministro de electricidad.

2.5.6.- Régimen especial de Canarias en el sistema eléctrico

El archipiélago canario tiene seis sistemas eléctricos insulares de pequeña dimensión, y que hoy están surtidos, en más del 95%, por centrales térmicas que generan electricidad a partir de derivados del petróleo, con un sobre coste importante para el erario público (el coste de producción de energía eléctrica para Canarias es un 122% superior que el coste de producción para todo el territorio nacional). La previsible implantación del gas natural no evitará el predominio, en el esquema actual, de los combustibles fósiles en el mix eléctrico insular. Las islas, lamentablemente, han quedado rezagadas en la implantación de las energías renovables.

Sin embargo, las Islas Canarias cuentan con un régimen especialmente favorable de vientos e irradiación solar que le permitiría maximizar, dentro de los límites de estabilidad en la red, y con las adecuadas políticas de acompañamiento, la penetración de las energías renovables en su modelo energético, disminuyendo así la gran vulnerabilidad y dependencia económica y estratégica del actual “mix”.

Según estudios del sector empresarial vinculados a las energías renovables en las islas (Cluster RICAM⁴), generar electricidad a partir de energías renovables, en Canarias, sería más económico que hacerlo a través de combustibles fósiles, en algunas islas, y con tecnología eólica, e inclusive fotovoltaica.

Sin embargo, el marco actual de compensación a los costes de la insularidad en la generación eléctrica prima la compensación a la generación a partir de los combustibles fósiles, generando un sobre coste eléctrico (estima el citado estudio un sobre coste en el año 2008 de más de 700 millones de euros), dada la pérdida de oportunidades de una mayor penetración de las energías renovables en el archipiélago. Se da la paradoja de que “en Canarias el coste medio de la generación de energía eólica es inferior frente al régimen ordinario en todas las islas, y el de la fotovoltaica es mucho menor a la de la ordinaria en las islas menores y algo más reducido en las islas mayores”.

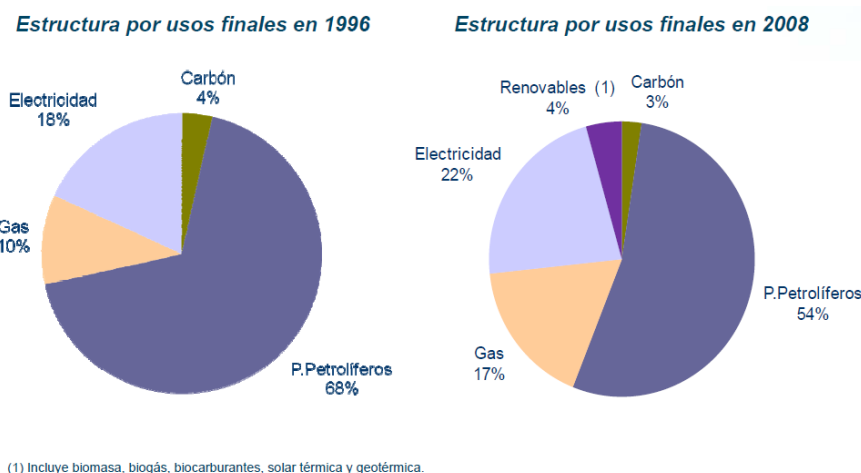
La especial vulnerabilidad de los sistemas insulares aislados exige un régimen específico de compensación a la generación eléctrica con recursos renovables, que considere al territorio de las Islas de forma especial (al no “competir” sus asignaciones de nueva potencia con el mercado peninsular); opte por equiparar las ayudas a las diferentes fuentes, lo que permitiría amortiguar los problemas intrínsecos derivados de la pequeña escala y dimensión de estos sistemas eléctricos. La consecuencia de este régimen especial sería la disminución del sobre coste eléctrico para las islas, y un ahorro inversor considerable para el Estado, a medio plazo.

⁴ Informe del Cluster RICAM:
http://www.femepa.org/clusterricam.org/index.php?option=com_content&task=view&id=34&Itemid=1

2.6.- ¿Cómo gestionar un sistema eléctrico con mayor participación de las energías renovables?

El futuro de la electricidad de España estará marcado por su creciente peso en la energía final en España. En primer lugar, porque en las sociedades del conocimiento y las tecnologías de la información el uso de la electricidad se incrementa con el paso del tiempo respecto a otros usos energéticos. También la apuesta por el coche eléctrico y la necesidad de recargar las baterías incrementará la demanda eléctrica en un terreno antes exclusivo de los hidrocarburos, el transporte.

Evolución del consumo de energía final en España



Fuente: REE.

En este contexto el sector eléctrico deberá ejercer un papel clave para hacer más sostenible el modelo energético por su poder de integración de las energías renovables y otras tecnologías menos intensivas en CO₂, que también pasan por el vector de la electricidad, como la cogeneración, las bombas de calor, etc.

Para lograr un escenario en 2020 del 42,3% de participación de renovables en la estructura de generación eléctrica española, se van a producir cambios de envergadura en el sector eléctrico de nuestro país en un plazo relativamente breve de tiempo, no sólo en lo que se refiere a la composición de la planta de generación y la penetración individual de cada tecnología, sino también en cuanto a la capacidad, características e “inteligencia” de la red de transporte.⁵

Aunque en los últimos años se ha hecho un gran esfuerzo en la planificación y mejora de la red eléctrica para absorber la producción renovable, es preciso seguir ampliando o reforzando las infraestructuras existentes, potenciar las interconexiones internacionales, ampliar la capacidad de almacenamiento y estudiar la compatibilidad con otras fuentes del mix energético.

⁵ Otros cambios en el sector eléctrico pasarán indudablemente en la regulación y el funcionamiento económico de los mercados de energía eléctrica, tanto en lo que afecta a las transacciones sujetas al régimen ordinario (mercados spot, contratos bilaterales y a plazo) como a las que disfrutaban del favorecido régimen especial (tarifas y primas).

Si la tarea clave de cualquier sistema eléctrico, con o sin generación de energía renovable, es mantener activo el sistema eléctrico las 24 horas del día, 7 días a la semana, desarrollar modelos de generación distribuida nos ayudarán a equilibrar el consumo y la generación de electricidad en todo momento y redundará en un sistema energético más eficiente y nos encaminará a un cambio de paradigma donde los consumidores podrán convertirse en productores de energía (auto-producción).

2.6.1.- Interconexiones internacionales

Contrariamente a lo que se piensa, desde el año 2004 España es un país exportador neto de electricidad. En 2009 los intercambios internacionales han registrado un saldo neto exportador de 8.398GWh.

Saldo de los intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)					
	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2005	6.545	-6.829	-271	-788	-1.343
2006	4.410	-5.458	-229	-2.002	-3.280
2007	5.487	-7.497	-261	-3.479	-5.750
2008	2.889	-9.439	-278	-4.212	-11.040
2009	1.766	-5.239	-295	-4.630	-8.398
Saldo positivo: importador; saldo negativo: exportador.					

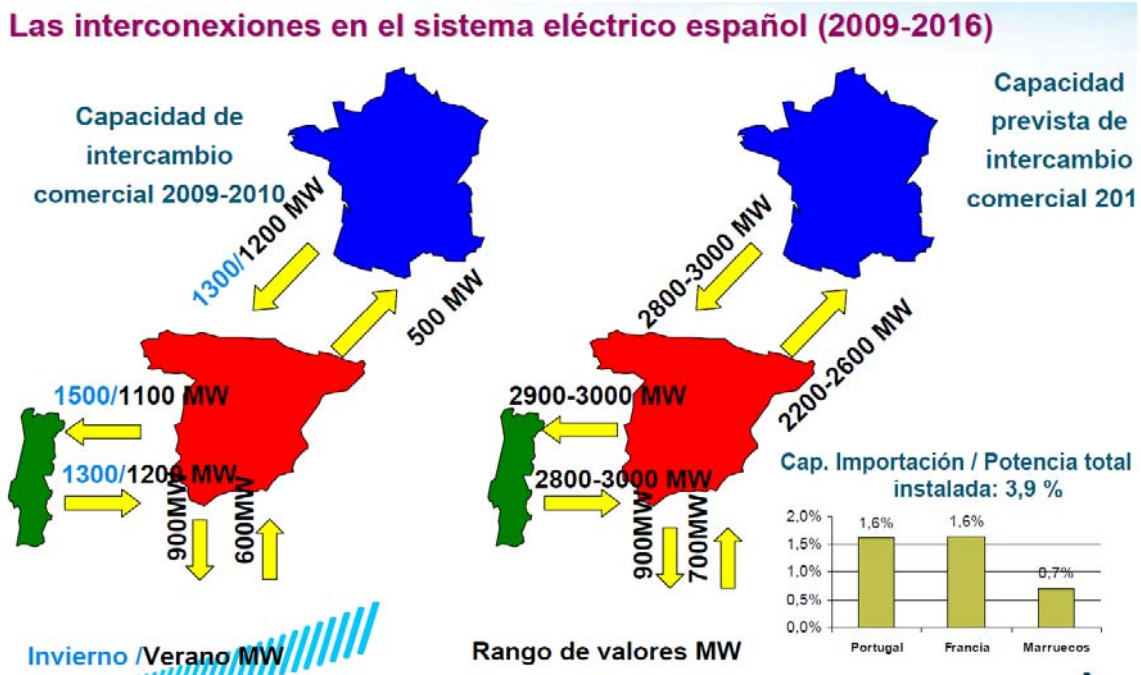
La capacidad de intercambio comercial actual es limitada (véase cuadro adjunto). Nuestra capacidad de importación en relación a nuestra potencia total instalada representa un 3,9 %⁶, según datos de REE, mientras que la interconexión media de los países miembros de la Unión Europea ronda el 15% sobre su capacidad de generación, lo que convierte a España en una isla eléctrica.

Capacidad de intercambio comercial (MW) del 27/02/2010 al 12/03/2010

Conexión	Mínimo	Máximo
Francia - España	900	1.000
España - Francia	500	600
Portugal - España	500	1.200
España - Portugal	1.000	1.400
Marruecos - España	400	600
España - Marruecos	400	900

⁶ En 2002 en Barcelona el Consejo Europeo fijó un objetivo a 2005 para que la capacidad de interconexión fuera de al menos el 10%.

Las interconexiones previstas (véase diagrama de REE adjunto) para 2016 son:



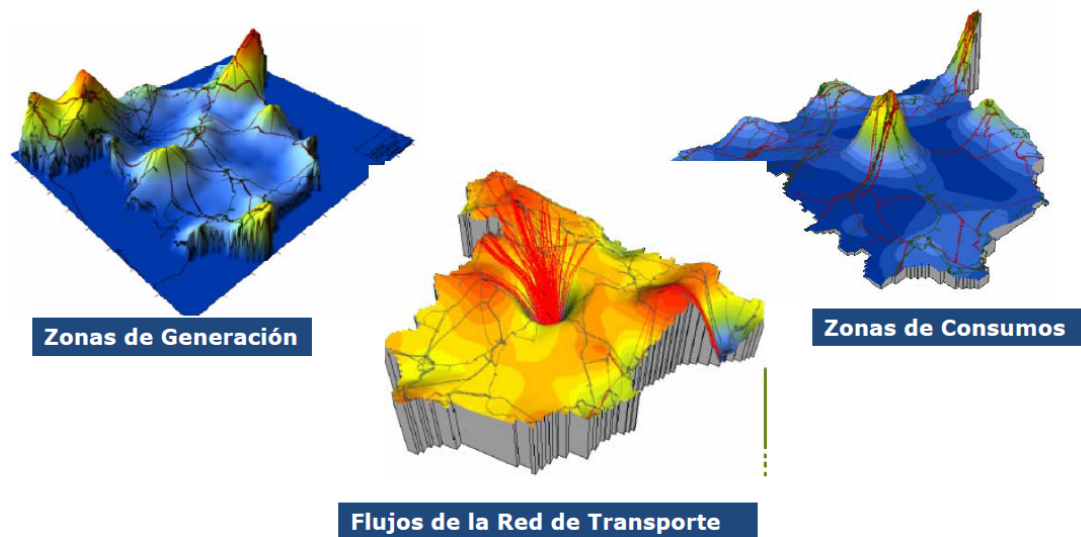
Si nuestro nivel de interconexión fuera más alto, tendríamos más capacidad para compartir con un sistema eléctrico más grande la variabilidad de nuestra aportación eólica, y en definitiva de la producción de las renovables. También la capacidad de interconexión flexibiliza el sistema al permitir la exportación cuando haya excedentes de energía y la importación cuando fuera necesario, proporcionando mayor garantía de suministro, evitando vertidos de energía renovable.

Una interconexión elevada permite al sector eléctrico un planteamiento de generación de electricidad no sólo para cubrir la demanda nacional sino que también se podría producir electricidad para exportarla –y bajo el entendimiento del alto impacto social, económico y ambiental que supone el servicio de la energía, su consideración como una mercancía industrial puede concebirse también como una amenaza-. La situación actual en España revela claramente que el crecimiento de la generación de los últimos años (basado en políticas de oferta de electricidad continuada) no se ha visto acompañado por el crecimiento de la demanda eléctrica interna, y actualmente las compañías eléctricas están precisamente interesadas en la interconexión para no encontrar freno a la producción. Cabe entonces hacer una reflexión y pensar si, al menos en el corto plazo, los objetivos de la interconexión no están más planteados para aliviar las tensiones existentes entre las distintas fuentes energéticas, impidiendo la sustitución del parque de generación fósil y nuclear.

Una mayor capacidad de interconexión no debe ser pretexto para un menor autoabastecimiento, redes menos mayadas, menor participación de las energías renovables ni continuar aumentando la potencia fósil y nuclear.

2.6.2.- Generación distribuida (GD)

En un sistema de generación de energía eléctrica tradicional el grueso de la producción de la electricidad se realiza a partir de grandes centrales (150-1000 MW), respondiendo a un modelo de generación centralizada, como lo es el actual sistema eléctrico español.



Este sistema centralizado de producción eléctrica se caracteriza, por la larga distancia entre las grandes centrales de producción –controladas por sólo cuatro grandes compañías eléctricas: Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa, Hidrocantábrico y E.ON en España- y los puntos de consumo de electricidad, e importantes pérdidas de energía. El rendimiento del actual sistema no es adecuado, perdemos entre el 25-30% de la energía primaria en la transformación de la energía⁷. –Las pérdidas del transporte de electricidad son del orden del 1,3%-.

Las tecnologías renovables en España han participado también de ese modelo de explotación centralizado fundamentalmente mediante grandes parques eólicos, en detrimento de otro tipo de instalaciones descentralizadas. En el futuro habrá que corregir esta tendencia.

Los modelos de generación distribuida consistirían en un conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución debido a que se caracterizan por su pequeña potencia (se extiende desde los 15 kW hasta los 10 MW) y por su ubicación en puntos cercanos al consumo, propiedad del usuario o de una compañía eléctrica, que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

Las tecnologías de generación distribuida tienen mayores rendimientos, de entre el 40-45% respecto a los rendimientos de plantas tradicionales del 28-35%, proporcionan energía de alta calidad (cargas sensibles), suponen una disminución de las inversiones en nuevas líneas y disminución de pérdidas/peajes de transporte y distribución ya que la generación está más próxima al usuario.

⁷ Además, el control del sistema está centralizado, de forma que las centrales se activan en función del precio de la unidad eléctrica que se oferte en el mercado (sistema no regulado), o con la central que genera con los costes menores, en el sistema regulado.

Mientras los sistemas centralizados no permiten aprovechar en forma de fluidos térmicos el calor residual que se produce debido al proceso termodinámico reproducción de electricidad y que se disipa masivamente en el medio ambiente⁸; la generación distribuida facilita un esquema de producción basado en la integración de tecnologías renovables e instalaciones de microgeneración en los edificios -los lugares de consumo-. Son una solución energética más eficiente, autónoma y con menores emisiones de gases de efecto invernadero de generar energía.

*Los **sistemas de calefacción de distrito** o “Distric Heating” se basan en una instalación cercana que produce el calor –en general se produce mediante cogeneración, pero cada vez se emplean más las energías renovables como la biomasa- y que distribuye el calor por los edificios de un barrio o una ciudad que forme parte de la red, mediante un sistema de tuberías aisladas, normalmente subterráneas. Para cubrir situaciones de demanda más intensa, se cuenta con sistemas de acumulación que almacenan energía en momentos de menor consumo. El calor distribuido no sólo se puede utilizar para calefacción, sino también para producir agua caliente y para climatizar y enfriar en verano.*

***Ejemplos en España:** En Barcelona, la compañía Districlima ha puesto en marcha una red para más de 50 edificios. Por su parte, Nova Energía ha instalado varios de estos equipamientos, como en Oviedo para la Fundación del Orfanato Minero de Asturias, en Bellver de Cerdanya (Lleida) para varios edificios públicos a partir de combustible de astilla, o en Guadalajara para la Fundación Apadrina un Árbol. En Madrid, la Consejería de Medio Ambiente planea poner en marcha una red dentro del ecobarrio de Puente de Vallecas. El sistema agrupará calefacción y agua caliente para unos 30 edificios.*

***Otros ejemplos:** En Islandia el 95% de todos los hogares disfrutan de este sistema. La mayor parte del calor proviene de las tres principales plantas geotérmicas de este país. En Dinamarca, más del 60% de la producción de calor y agua caliente se basa en este sistema. En Suecia el 90% de la energía utilizada para el aprovechamiento del calor de distrito, tiene origen renovable. Gracias a un sistema de calefacción urbana basado en biomasa, la “Eo-ciudad de Växjö” ha reducido el uso de energía de origen fósil en un 30% en los últimos años y espera alcanzar el 50% en 2010.*

Además, la producción de las unidades de la generación distribuida es modular⁹, es decir que permite una economía de producción en masa, abaratando costes y facilitando su instalación al usuario. También son un buen mecanismo para afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la red la distribución pueda ser restringida.

Por tanto, desde el punto de vista del consumidor, la GD puede satisfacer sus necesidades con precios de electricidad competitivos respecto a la producción centralizada. Y del lado de la demanda, ofrece la ventaja del alivio de la red en horas

⁸ El calor residual que generan las centrales térmicas y nucleares actualmente sólo representa un impacto ambiental en forma de contaminación térmica (en ríos y mares). Póngase como ejemplo los 4000 MW térmicos de la central nuclear de Almaraz que se desperdician – provocando el aumento de temperatura de las aguas con las que se refrigera- ya que no hay nadie en las proximidades que tenga una necesidad térmica de esas características.

⁹ Las ventajas de la generación eléctrica distribuida. Stamatios Diolettas, J. Lloveras. Dpto. de Proyectos de Ingeniería. Escuela Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Cataluña.

punta. Y en general, la mayor dispersión de la red de distribución creará un sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o a desastres provocados.

La tecnología, disponible para proyectos de generación distribuida, incluye todo tipo de energías renovables (fotovoltaica, aerogeneradores, minihidráulica, biomasa, geotérmica, etc.), como de energía convencional (máquinas de combustión interna, máquinas de combustión externa -Stirling-, microturbinas, celdas de combustible, etc.).

Actualmente no existen impedimentos técnicos o tecnológicos para desarrollar redes de generación distribuida, se trata más bien de una cuestión de apuesta normativa. Los sistemas de generación distribuida y de producción local de la energía, que cuenten con instalaciones de energía renovable requerirán un diseño y una operación del sistema de distribución y transmisión más inteligentes, la apuesta por las microrredes¹⁰, y por otro lado, una simplificación de la tramitación administrativa que supone el cambio de paradigma de que un consumidor se convierta en productor.

En este sentido, podemos afirmar que la generación distribuida permitiría la democratización de la energía. Tenemos que trabajar para que se reconozca *“un nuevo derecho de ciudadanía para generar y distribuir electricidad, para que todos los ciudadanos que lo deseen puedan generar su propia electricidad, y utilizarla o venderla a las empresas de distribución, dentro de un nuevo modelo de negocio”*¹¹.

2.6.3.- Redes y contadores inteligentes

Las redes han sido históricamente diseñadas y continúan siendo operadas desde criterios basados sobre todo en la preeminencia de fuentes de generación convencionales, es por ello que existen dificultades para la integración de energía procedentes de fuentes renovables, sobre todo por encima de ciertos umbrales que necesariamente se han de superar si se quiere que las fuentes alternativas tengan la participación cada vez mayor en la cesta energética nacional e internacional.

Hasta ahora se ha procurado un equilibrio instantáneo de la producción y el consumo eléctrico gestionando el parque de generación. Las redes inteligentes (o *smart grids*, en inglés) son aquellas que se utilizan para crear un sistema eléctrico más flexible mediante la gestión de la demanda a gran escala y la integración del almacenamiento para equilibrar el impacto de los recursos de generación renovable variables.

Ofrecen al operador del sistema información en tiempo real sobre el estado de la red y de las unidades de generación junto con las previsiones meteorológicas, con lo que puedan operar de manera más eficiente el sistema.

¹⁰ Las **microrredes** constituyen una pequeña red de distribución eléctrica que conecta a varios usuarios a múltiples sistemas de generación y almacenamiento. Está orientado a poblaciones de hasta 500 viviendas con una demanda energética de unos miles de kWh/día conectados a una red de baja tensión. Proporcionan electricidad a nuevos asentamientos no accesibles o alejados de los puntos de acceso a la red de suministro en los que la conexión a las redes de transmisión es inviable.

Las microrredes distribuyen electricidad en función de la demanda local. Las microrredes pueden formar parte de un sistema eléctrico a mayor escala. Durante una perturbación de la red pública, pueden separarse y aislarse de forma transparente de la red de servicio público sin apenas interrupción de las cargas en las microrredes. Cuando la red de servicio público vuelve a un estado normal, la microrred se sincroniza y se conecta de nuevo automáticamente a la red, de una manera igualmente transparente.

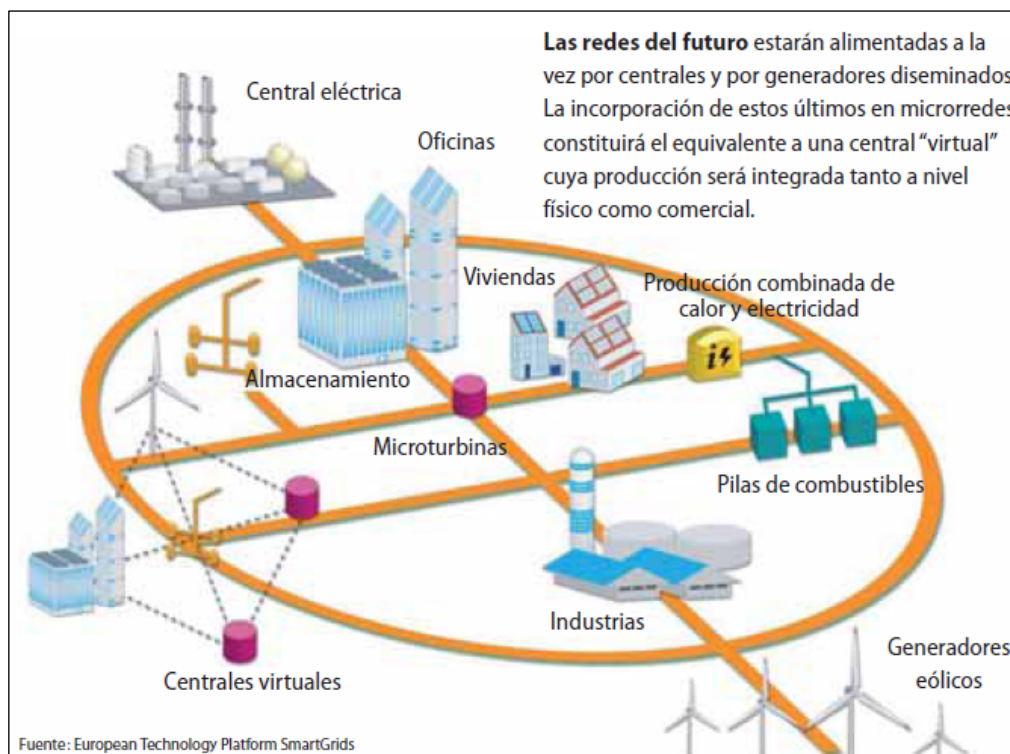
¹¹ Informe *“Un nuevo modelo energético para España”* de la Fundación IDEAS, 2009.

Las redes inteligentes apoyan de manera activa la planificación previa y el ajuste del sistema eléctrico y permiten una coordinación eficiente de generación energética en zonas geográficas muy grandes para generación de energía renovable.

Bajo el esquema europeo de mercado eléctrico común se podrían conectar redes inteligentes locales y regionales con una superred de alta tensión para proporcionar un suministro fiable a todas horas con la máxima integración de energías renovables. El informe *“La infraestructura necesaria para salvar el clima”* del Consejo Europeo de Energías Renovables (EREC) y Greenpeace, compara 30 años de datos meteorológicos con las curvas de demanda anual europeas y concluye que con la red existente hay una probabilidad de sólo un 0,4% (12 horas al año) de que la alta demanda suceda cuando la generación solar y eólica sean bajas. El refuerzo de la red que propone eliminaría esta pequeña incertidumbre, garantizando un suministro eléctrico fiable. El informe estima que en Europa la inversión anual necesaria sería de alrededor de 5 mil millones de euros, menos de 5 euros al año por hogar.

Las redes eléctricas inteligentes permiten supervisar y controlar el flujo eléctrico, mediante un sistema digital y autocontrolado, capaz de relacionar pequeños centros, ajustarse a la demanda, informar automáticamente de cualquier fallo de suministro y de desconectar automáticamente luces y aparatos superfluos mediante un sistema de redes inalámbricas.

En definitiva, el desarrollo de redes inteligentes resultará imprescindible para tener un sistema de generación eléctrica renovable y la implantación del coche eléctrico.



Una “red inteligente” se apoya en tecnologías digitales para suministrar la electricidad de forma más rentable y eficaz, ofreciendo el flujo energético bidireccional necesario para incluir las energías renovables.

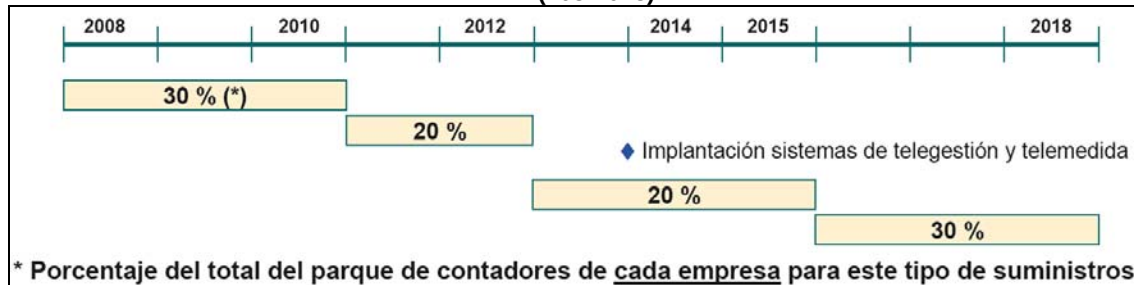
Los contadores inteligentes

Las tecnologías de contadores inteligentes (o *smart meters*, en inglés) podrían hacer posible que los usuarios ajusten automáticamente su consumo, lo programen para aprovechar las tarifas más baratas en determinadas horas del día¹², el momento de mayor producción de kWh verdes y también para contribuir a evitar sobrecargas en la red durante los picos de demanda.

Si el consumidor es el actor principal en la gestión eficiente de la demanda, es preciso sustituir los contadores electro-mecánicos habituales en los hogares por equipos de medición electrónicos que cubran nuestras necesidades. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio incluyó en el Real Decreto 1634/2006 de tarifas, en su Disposición adicional vigésima segunda, un mandato a la Comisión Nacional de la Energía para que elaborara un Plan de sustitución de equipos de medida.

El nuevo marco regulatorio del RD 1110/2007 y la Orden ITC 3022/2007, establece la integración de los contadores en un sistema de telegestión, e identifica al distribuidor como el responsable del despliegue y del plan de sustitución. En concreto la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, en su Disposición adicional primera, establece el Plan de sustitución de equipos de medida para suministros de una potencia contratada hasta 15 kW, como herramienta para fomentar la gestión de la demanda, posibilitar la telemedida y aprovechar las capacidades de la telegestión. Según este Plan, todos los contadores deberán estar sustituidos antes del 31 de diciembre de 2018, y para 2010 ya tendrían que estar reemplazados el 30% del parque de contadores.

Plan de sustitución de equipos de medida para suministros de una potencia contratada hasta 15 kW (2008-2018)



Fuente: CNE.

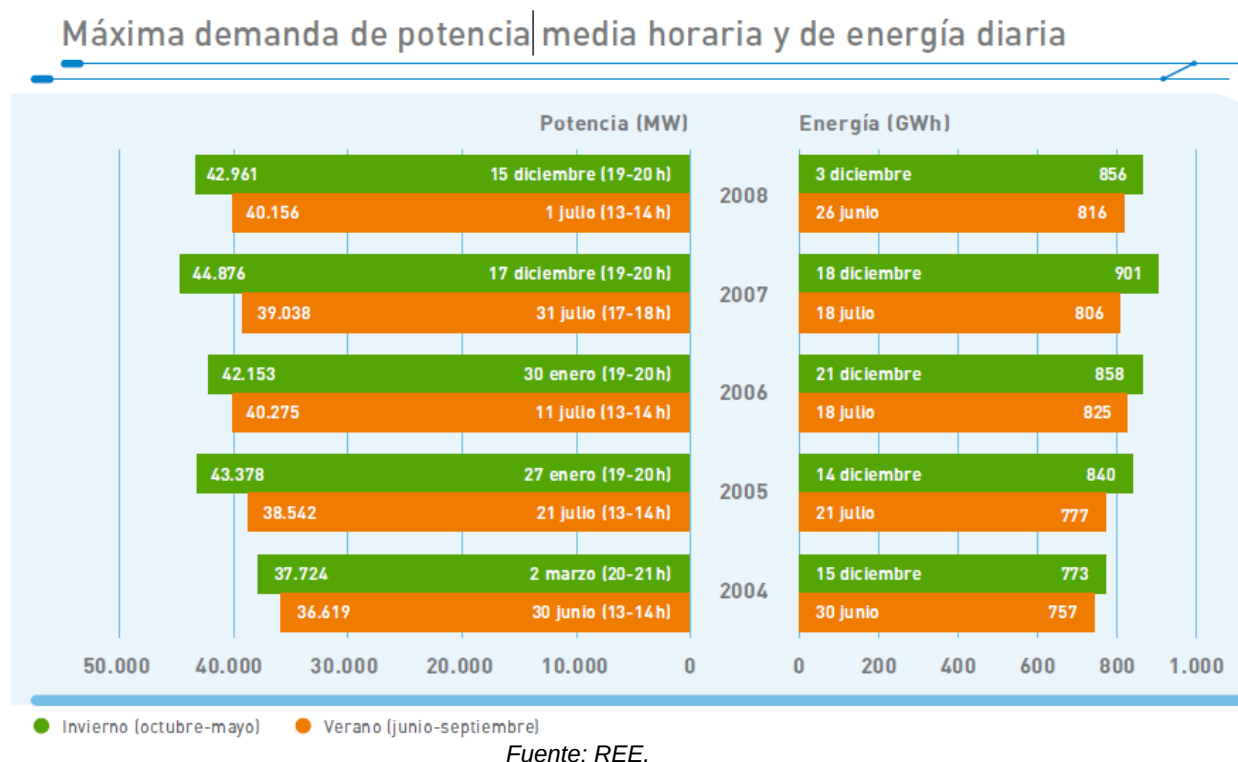
Los contadores inteligentes son instrumentos útiles para reducir el consumo, ya que transmiten al consumidor el coste de la energía que utilizan según el horario, pudiendo éste modificar sus pautas de consumo. Estos contadores junto a una buena articulación de políticas de precios con discriminación horaria, reducen la inelasticidad de la demanda al precio de la electricidad. Y por último, facilitan la relación y comunicación entre las distribuidoras y los consumidores, permitiendo a las compañías conocer los consumos de los clientes por tramos horarios y hacerles ofertas en función de sus preferencias. De este modo, también será posible utilizar la electricidad generada por las energías renovables – exclusivamente o mayoritariamente-, si el cliente así lo desea, una necesidad que la red actual no permite satisfacer.

¹² Las **políticas de discriminación horaria** tienen como finalidad que sean los propios usuarios los que decidan sus consumos en las distintas franjas horarias del día, lo que permite aplicar una gestión de la demanda más afinada, en definitiva, suavizar los picos y los valles de las curvas de la demanda eléctrica, promoviendo, de forma efectiva, el ahorro y eficiencia energética en el consumo. Los consumidores que optaran por acogerse a este nuevo esquema tarifario necesitarían instalar contadores inteligentes que discriminaran las horas de pico y valle del día.

2.6.4.- Potencia de respaldo para un mix predominantemente renovable

Los valores máximos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria alcanzaron en 2009 los 44.440 MW y 886 GWh, respectivamente. Ambos valores superan en un 3,4% y en 4,6% a los respectivos del 2008 y son inferiores en alrededor de un 1% a los equivalentes históricos registrados en el 2007. La tendencia de la puntas de potencia horaria (MW) ha aumentado en los últimos años, mostrando un crecimiento del 30% del 2000 al 2008, y un 70% desde el año 1996.

Para satisfacer esa demanda de potencia horaria tenemos 93.215 MW de potencia instalados a fecha de 31 de diciembre de 2009 en el sistema peninsular, 98.502 MW en el total nacional, más del doble de la necesitada.

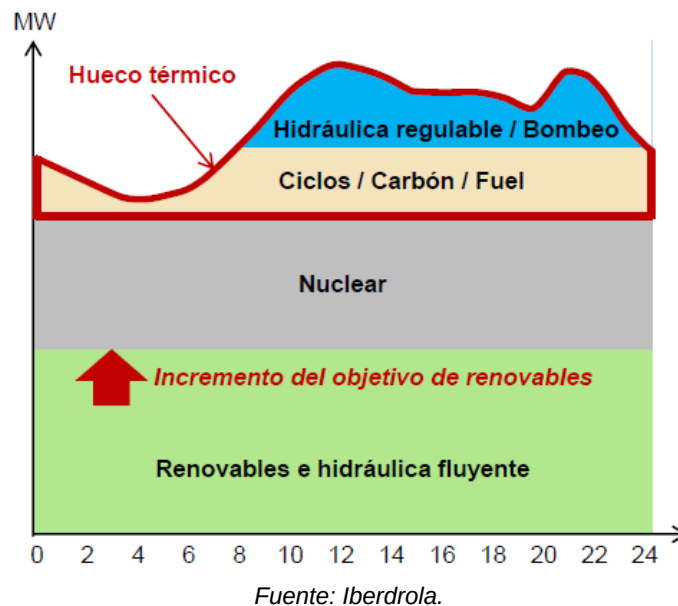


El sistema eléctrico español se caracteriza actualmente presenta una alta generación de energía fluyente, o dicho de otro modo, energía no gestionable¹³ como lo son la eólica, la solar, la minihidráulica, la hidráulica de agua fluyente y la nuclear, que sumada a la baja interconexión limita el hueco térmico o el espacio disponible para que operen el resto de tecnologías termoeléctricas (centrales de carbón, fuel y gas).

Estas circunstancias, en un momento como el actual de desacelerada demanda eléctrica, están provocando muchas tensiones entre tecnologías y compañías

¹³ A efectos del RD 661/2007 Anexo XI, se define como *generación no gestionable* aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.

energéticas que habían considerado otros escenarios de consumo eléctrico y con ello, otras cuentas de resultados para sus actividades de generación.



Si bien es cierto, que en un sistema de generación con energías renovables en el que no se haga un uso extenso de la gestión de la demanda, obliga a contar con una **“potencia de respaldo”** -centrales que no están generando pero que están en disponibilidad de generar en cualquier momento en que se produzca un déficit de potencia, superior a la de los sistemas de generación convencionales- cuya función es mantener la generación de electricidad aún cuando el recurso renovable disponible disminuya; podemos cuestionar si es necesario tanta potencia disponible.

La sobrepotencia del actual parque generador y la incompatibilidad de algunas fuentes energía del mix eléctrico son cuestiones que habrá que estudiar y revisar con urgencia. Si no en un futuro próximo se extenderán y sistematizarán las reducciones de potencia renovable y las limitaciones de producción que hasta ahora han afectado fundamentalmente a la energía eólica, con el consiguiente desaprovechamiento energético.

En una perspectiva de mayor penetración de renovables de aquí a 2020, y también en el largo plazo, parece incuestionable que la energía nuclear será mala compañera de las tecnologías renovables, por su nula gestionabilidad. En un mix energético predominantemente renovable, parece que la tecnología de respaldo más adecuada, son las centrales de ciclo combinado de gas, por resultar grupos térmicos versátiles capaces de arrancar y conectarse a la red con facilidad.

Por otro lado, el gas no es la única opción. También podemos contar con distintas herramientas para conseguir que la potencia de respaldo encaje en un esquema eminentemente renovable como: “aumentar la potencia instalada, usar la capacidad de almacenamiento y regulación de tecnologías como la hidroeléctrica de embalse (incluyendo bombeo), biomasa, geotérmica y termosolar, o mejor aún la hibridación

con biomasa (gasificada) de las centrales termosolares, es decir, centrales que puedan utilizar indistintamente la energía del sol y la biomasa como combustible”¹⁴.

Las reducciones de la potencia eólica en España

Hasta el año 2009, las principales desconexiones de parques eólicos fueron debidas a límites en las redes de distribución. Sin embargo, a partir de finales del año 2009 los recortes han sido debidos a energía no evacuable, programada pero, sobre todo, en tiempo real.

Por otro lado, se ha observado que se producen importaciones de energía en el momento de los recortes de producción a la eólica –véase gráficos en el Anexo 7-.

Según la Asociación Empresarial Eólica, las principales causas por las cuales se realizaron reducciones de potencia eólica son:

1. Elevada generación fluyente durante periodos continuados.
2. Agotamiento de las reservas de potencia a bajar.
3. Necesidades de mantener grupos térmicos convencionales acoplados para:
 - Mantener los valores mínimos de reserva de regulación.
 - Efectuar una regulación continua de tensión.
 - Prevenir cargas o tensiones fuera de rango en caso base o ante contingencia.
 - Necesidad de generación en la punta de demanda con grupos que no tienen la flexibilidad suficiente para desacoplar y acoplar antes de la punta.
4. Limitada reducción de cogeneración: se está trabajando en ello aunque los análisis efectuados hasta la fecha revelan que el recurso es muy limitado. En todo caso, se debe evitar poner en riesgo los procesos industriales.
5. No se envía orden de reducción al resto del Régimen Especial, porque está más atomizado y su control no es posible con la fiabilidad mínima que se requiere en una situación de emergencia en tiempo real.
6. Vertidos hidráulicos no gestionables: las limitaciones operativas asociadas a los vertidos hidráulicos (desplazamiento personal para vigilancia,...) imposibilitan su utilización como servicios de ajuste del sistema.

¹⁴ Informe “La infraestructura necesaria para salvar el clima” del Consejo Europeo de Energías Renovables (EREC) y Greenpeace.

2.6.5.- Acumulación por bombeo

Las **centrales reversibles** permiten la acumulación de energía, lo cual es importante para paliar la intermitencia de las energías renovables (fundamentalmente eólica y fotovoltaica) y evitar las desconexiones de la producción renovable, como está ocurriendo actualmente con la eólica.

Según REE la **potencia hidráulica instalada** en el régimen ordinario es de 18.900 MW, de los cuales 5.600 MW son centrales reversibles, y de éstos casi 2.700 MW lo son en centrales de bombeo puro de ciclo semanal o diario.

En el futuro se prevé una mayor participación de la generación eólica y solar (fotovoltaica y termoeléctrica) en el sistema de producción eléctrico español. Debido a la propia variabilidad de este tipo de energías y la dificultad de predicción, cobra cada vez mayor relevancia la necesidad de disponer de otros sistemas de generación de respuesta rápida y flexible que permitan facilitar la integración de generación renovable en el sistema. Las centrales hidroeléctricas reversibles son una respuesta fiable y flexible para aprovechar la generación renovable en horas valle y almacenarla hasta momentos de mayor demanda eléctrica.

Con este fin están **previstos** 3.000 MW nuevos –el Gobierno maneja la cifra de 5.700 MW de potencia instalada de bombeo para 2020 según su propuesta para el *Acuerdo Político para la Recuperación del Crecimiento Económico y la Creación de Empleo*– alcanzarían los 5700 MW para 2020-, algunos ya en construcción o repotenciación (véase tabla adjunta), con la que el gobierno cuenta de pasar de los 2.450 GWh de producción bruta pro bombeo en 2009 a los 8.023 GWh en 2020.

Según un informe de REE de 2009 “*Importancia del Equipo Generador Hidroeléctrico en la Operación del Sistema Eléctrico. Instalaciones Hidroeléctricas Estratégicas*”, los proyectos de construcción de nuevas centrales hidráulicas con bombeo puro y mixto **más inmediatos** apuntan a una potencia nominal total de 1.425 MW, como se puede ver en la tabla adjunta:

Proyectos de construcción de nuevas centrales hidráulicas de producción de energía eléctrica (mayores de 10 MW)

Central	Promotor	Comunidad Autónoma	Potencia nominal (MW)	Tecnología	Operación comercial prevista por el promotor
Fecha de inicio de operación comercial durante 2009					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2010					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2011					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2012					
La Muela II	Iberdrola	Comunidad Valenciana	850	Bombeo mixto	A partir de 2012
San Esteban II	Iberdrola	Galicia	175	Bombeo puro	A partir de 2012
Fecha de inicio de operación comercial durante 2013					
Moralets	Endesa	Aragón	400	Bombeo puro	2013

Fuente: REE y CNE

Es preciso señalar las **limitaciones en el potencial del bombeo** que podremos encontrar en el futuro, debido fundamentalmente a la escasez de emplazamientos en nuestro país, la falta de condiciones orográficas adecuadas, así como los impactos ambientales que entraña el no conservar cierto caudal ecológico. Si bien es cierto, también se harán factibles nuevas opciones tecnológicas.

Por otro lado, las centrales de bombeo¹⁵ contribuyen a la optimización económica en la explotación de un sistema eléctrico. A pesar de que un ciclo bombeo-turbinación se producen unas pérdidas energéticas de cierta importancia, del orden del 25-30%, en términos económicos, esas pérdidas suelen ser menores que la relación de costes de generación entre las horas punta y valle. Son, en definitiva, una forma económica de almacenar energía en forma de agua embalsada en el depósito superior y mejorar así el factor de potencia del sistema, trabajando como cargas en las horas de menos demanda.

Esta singularidad de las centrales de bombeo en cuanto a su **régimen de explotación** también las hace aptas para aprovechar económicamente las diferencias que se dan en los mercados entre horas valle y punta, y crear valor mediante un arbitraje de precios de la energía que se basa en un *swap* tiempo-tecnología: horas valle-centrales de base vs. horas punta-centrales hidráulicas reversibles. Todos estos hechos son suficientemente conocidos y vienen formando parte de las prácticas habituales del negocio eléctrico desde hace bastante tiempo.¹⁶

Actualmente son las compañías eléctricas propietarias de las centrales hidráulicas reversibles las que deciden el momento en el que realizar el bombeo. Las consecuencias de esto es que puede ser que se bombee agua cuando se pague poco por la producción eléctrica y se acumule hasta que la generación de electricidad se pague más alto. Además en el futuro aumentará la frecuencia de situaciones en las que la diferencia entre el precio punta y valle no incentive el bombeo, en otras palabras, que no haya **señal de precio para el bombeo**.

La función del bombeo debe ser acumulación para evitar vertidos, no especular con el precio según la demanda.

Para evitar este tipo de situación poco óptimas y beneficiosas para el interés general, la gestión del bombeo debería estar en manos de REE, y esto podría hacerse o bien asumiendo también la titularidad de estas centrales hidroeléctricas, o bien estableciendo los mecanismos para el control de las instalaciones manteniendo la titularidad de las compañías eléctricas. Hace falta en todo caso, un reenfoque para que el operador del sistema disponga de los mecanismos necesarios para evitar que se desconecte la generación de energía eólica mientras exista capacidad de bombeo disponible.

¹⁵ Una central hidroeléctrica de bombeo, o reversible, es un tipo especial de central hidroeléctrica que posee dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en la cota más baja –embalse inferior puede ser elevada durante las horas valle mediante bombas al depósito situado en la cota más alta –embalse o depósito superior con el fin de reutilizarla posteriormente para la producción de energía eléctrica.

Este tipo de centrales produce energía eléctrica durante las horas puntas del consumo –las de mayor demanda de electricidad funcionando como una central hidroeléctrica convencional. Después, durante las horas valle –las de menor demanda– se bombea el agua, que ha quedado almacenada en el embalse inferior, al embalse superior, bien mediante una bomba o bien mediante la turbina si ésta es reversible, de manera que el agua pueda volver a ser utilizada en un nuevo ciclo.

¹⁶ “Aprovechamiento integrado de la generación Eólica e hidráulica de bombeo en el mercado Ibérico de electricidad.”. César Lanza Suárez y Tomás A. Sancho Marco para el *Comité Nacional Español de Grandes Presas*.

Por último, aún considerando un periodo de hidraulicidad baja y una gestión óptima de las unidades de bombeo que asegure su máxima disponibilidad en horas valle (lo que obliga a una gestión diaria de la generación bombeo asociada a embalses diarios, de pequeña capacidad) hay limitaciones de integración de la generación eólica en horas valle (y continuarán en el futuro). Por tanto, sería conveniente **analizar el coste-beneficio** del almacenamiento de energía eólica excedentaria a través del bombeo, y su comparación con otras alternativas disponibles¹⁷.

¹⁷ Como podrían ser la puesta en marcha del coche eléctrico, la producción de hidrógeno o de aire comprimido, la utilización de baterías de Na-S o los flywheels, que acumulan la energía cinética de la rotación de un volante de inercia que gira a gran velocidad, accionado por una máquina eléctrica que cumple un doble cometido: funciona como motor cuando se almacena la energía y como generador cuando se recupera.

3.- REVISIÓN DE LA SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS NO RENOVABLES

3.1.- El carbón

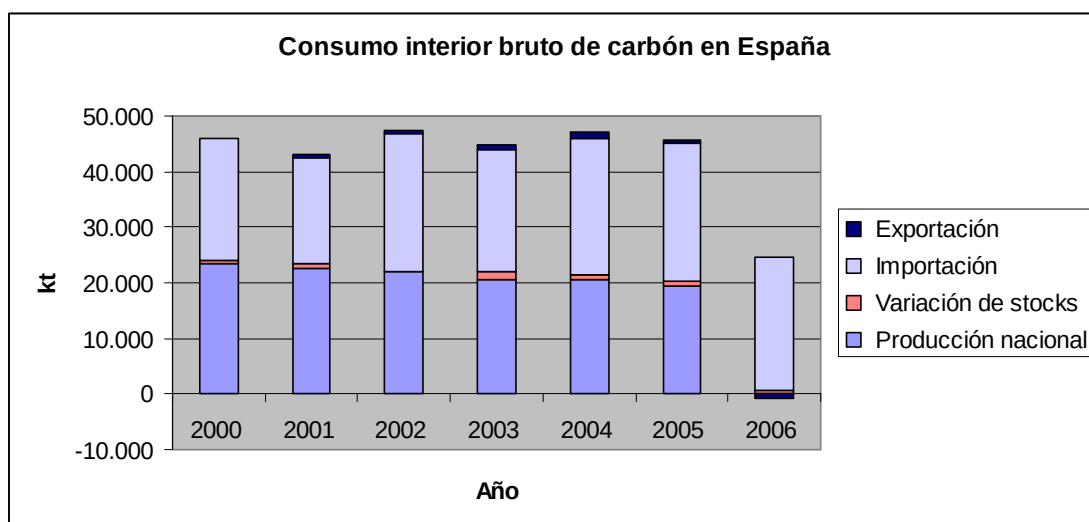
Situación actual del sector del carbón

El sector del carbón ha ido perdiendo paulatinamente peso en el conjunto del sector eléctrico español. Según los datos oficiales de 2009, los grupos de carbón redujeron su producción en el sistema peninsular un 25,8% respecto el año anterior, cubriendo el 12%¹⁸ de la demanda –quedando por detrás de la energía eólica por primera vez en la historia-. Y dentro del sector carbón, ha ido aumentando el empleo del carbón importado en detrimento del carbón nacional. Concretamente, el carbón importado representó el 76% del carbón total en 2009, mientras que sólo significaba el 22% del carbón empleado en 2006.

Evolución del peso del carbón en la estructura de generación eléctrica española¹⁹:

Gwh	2006	Estructura %	2007	Estructura %	2008	Estructura %	2009	Estructura %
Carbón	69.343	22,9	74.935	24,1	49.658	15,8	36.648	12,4
-Hulla y antracita nacional	32.412	10,7	35.751	11,5	23.510	7,5	7.039	2,4
-Lignito negro	8.641	2,9	8.313	2,7	6.183	2	1.717	0,6
-Lignito pardo	12.826	4,2	13.637	4,4	8.188	2,6	0	0
-Carbón importado	15.464	5,1	17.234	5,5	11.777	3,7	27.891	9,4

Fuente: Datos de los informes de CCOO de emisiones 2007, 2008 y 2009.



Fuente: MITYC, 2007.

¹⁸ En enero fue el 7,9%, el 6,2% en febrero, el 3,9% en marzo y el 2,6% en lo transcurrido del mes de abril.

¹⁹ Se trata de la producción de las centrales por su "clasificación administrativa" no por el uso del carbón.

La disminución de la producción eléctrica a partir de carbón así como el incremento de las importaciones de este combustible explican en buena parte la pérdida de actividad y de empleo del sector minero en los últimos años, pasando a actualmente a emplear alrededor de 7.000 trabajadores en el sector.

El “Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras” para el periodo 2006-2012 tiene por objeto encauzar el proceso de ordenación de la minería del carbón teniendo en cuenta los aspectos sociales y regionales derivados de la misma así como la necesidad de mantener una determinada producción de carbón autóctono que permita garantizar el acceso a las reservas.

El objetivo de producción se establece en un tonelaje compatible con las previsiones contempladas en las medidas de planificación energética. Se trataría de mantener la producción indispensable para tener abierta la posibilidad de acceder a las reservas de carbón, en caso de crisis de suministro.

Emisiones contaminantes de las centrales térmicas

Emisiones de gases de efecto invernadero

Atendiendo a los factores de emisión de dióxido de carbono por combustible quemado es fácil concluir que generar electricidad a partir de carbón es la peor solución desde una perspectiva climática.

Factores de emisión de CO₂ y poderes caloríficos

Combustible	Factor de emisión de CO ₂ (tCO ₂ /TJ) con factor de oxidación
Gas natural	56
Fuelóleo	76
Gasóleo	73
GLP genérico	65
Propano	63,6
Butano	66,2
Antracita	97,3
Lignito	100,2
Turba	104,9
Carbón para coque	93,7
Gasolina	69
Queroseno	71,5

Fuente: Informe Inventarios GEI 1990-2006. MARM, 2008.

En el año 2005 entró en vigor el Protocolo de Kioto y con él todas las medidas en cascada que se requirieron para que se redujeran las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Europa y en España. Más concretamente, desde 2004 el

Gobierno ha aprobado dos planes nacionales de asignación de emisiones de CO₂ derivados de la aplicación de la Directiva Europea de Comercio de Emisiones, que afectan a los sectores industriales y de generación eléctrica²⁰.

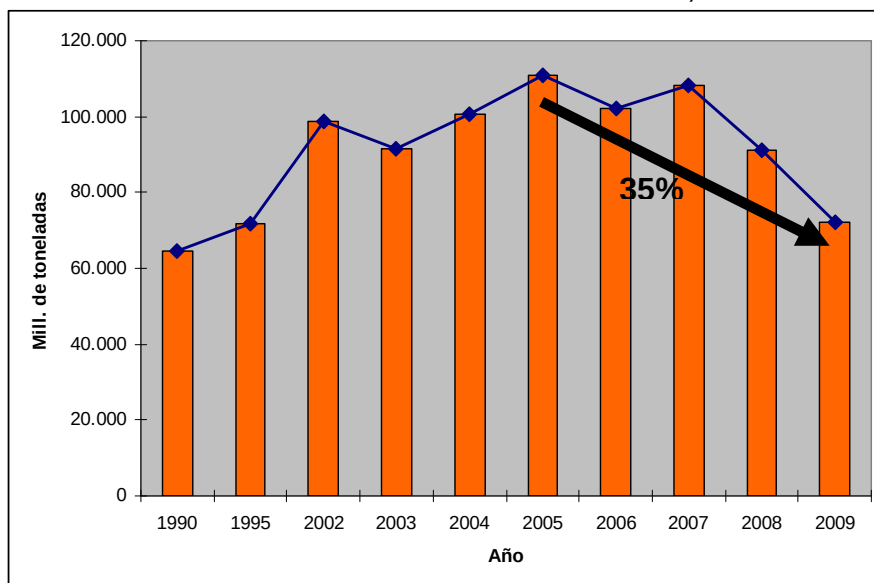
El resultado de la aplicación de esta normativa –junto a otros factores también significativos como el sistema de primas a las energías renovables o el incremento de precio de las materias primas energéticas- ha impulsado el cambio a un mix energético mucho más limpio y bajo en emisiones de CO₂.

Tal y como refleja la siguiente tabla, las emisiones de CO₂ asociadas a la producción de electricidad han perdido un peso significativo sobre el total de emisiones de GEI (6 puntos porcentuales). Las emisiones en el sector eléctrico disminuyeron alrededor de un 35% desde 2005 a 2009.

Año	Porcentaje generación de electricidad sobre total GEI	Emisiones generación de electricidad en Kt de CO ₂ eq	Evolución emisiones generación de electricidad (1990=100%)
1990	22,64%	64.538	100,0%
1995	22,84%	71.940	111,5%
2002	24,54%	98.819	153,1%
2003	22,36%	91.694	142,1%
2004	23,95%	100.682	156,0%
2005	25,46%	110.796	171,7%
2006	23,93%	102.259	158,4%
2007	24,67%	108.235	167,7%
2008	22,49%	91.259	141,4%
2009	19,47%	72.104	111,7%

Fuente: Informe de CCOO "Evolución de las emisiones de gei en españa (1990-2009)".

Evolución de emisiones de CO₂ en el sector eléctrico, 1990-2009



²⁰ Las emisiones de estos sectores corresponden a alrededor del 40% del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Y esto, en parte, se explica porque en el año 2005 el peso de las emisiones debidas a la generación con carbón dentro del sector de generación eléctrica era del 68%, y el de las emisiones en la generación mediante ciclo combinado suponía el 15%; en el año 2009 la generación con carbón se sitúa en un 44% y el ciclo combinado en el 38%. Por tanto, resulta imprescindible continuar con el desplazamiento dentro la generación térmica hacia tecnologías menos emisoras de GEI, como resultado de las políticas aplicadas²¹ y no interferir en su buena marcha si queremos cumplir con los compromisos de Kioto.

Contaminación atmosférica

Durante los últimos años las centrales termoeléctricas españolas, anteriores a 1987, no han aplicado los límites de emisión establecidos por las directivas comunitarias, siendo sustituidos por límites globales, esa decir, por Techos Nacionales de Emisión que, en el caso de los óxidos de nitrógeno, no se han cumplido.

No hay duda de que esta situación está mejorando, y mejorará, con la aplicación de la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. No obstante, en su transposición al ordenamiento jurídico se permitió que no se aplicara de forma individual por cada instalación de forma que tuvieran que cumplir con los límites de emisión una a una. Prácticamente todas las instalaciones afectadas han optado por su integración, como conjunto de instalaciones por medio de asignaciones establecidas en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones, que incluye el intercambio de cupos entre plantas del mismo propietario -a excepción de cuatro instalaciones que se han acogido a un plan de cierre y que podrán continuar contaminando hasta que el cierre se produzca-.

Tampoco hay que perder de vista que las centrales térmicas de carbón son la principal fuente de emisiones de mercurio a la atmósfera, sin que exista ningún límite de emisión establecido legalmente, y que su control este pendiente de la modificación de varias directivas. Además las centrales españolas, a diferencia de las de otros países, no han informado durante años sobre sus emisiones anuales de mercurio, a pesar de estar obligadas a comunicarlo en el Registro E-PRTR (Registro Europeo de Emisiones y Transferencias de Contaminantes) derivado de la normativa de prevención y control integrado de la contaminación.

²¹ En los últimos años se han aprobado varias normas: la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia. Horizonte 2007-2012-2020, la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), el Plan de Acción de la E4, el Código Técnico de la Edificación, el Plan de Energías Renovables para el periodo 2005-2010 (PER), dos Planes Nacionales de Asignaciones (PNA), la Revisión 2007-2016 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas.

La captura y almacenamiento de carbono (CAC)

Para la disminución de emisiones de CO₂ en las centrales térmicas de carbón se ha planteado la opción tecnológica de la captura y almacenamiento de carbono (CAC). Existen distintos sistemas de CAC fundamentalmente:

- **Los sistemas de captura mediante precombustión**, que extraen el CO₂ antes de la combustión mediante gasificación de combustibles fósiles, que produce un “gas de síntesis” (básicamente una mezcla de monóxido de carbono, metano e hidrógeno).
Un ejemplo de este tipo de central, de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) es la de ELCOGAS en Puertollano. Los proyectos de este tipo, aprobados por la Comisión son los de Huerth en Alemania, Eemshaven, en Holanda, y Hatfield, en el Reino Unido.
- **Los sistemas de oxígeno-gas**, que queman combustibles fósiles con un 95% de oxígeno puro en vez de hacerlo con aire. Ello da lugar a un gas de salida con concentraciones elevadas de CO₂ (superiores al 80%) que se puede condensar y comprimir para su transporte y almacenamiento. Antes de que esta tecnología sea viable, es preciso superar algunas dificultades de importancia asociadas al control de la combustión y al coste de la producción de oxígeno.
Entre los proyectos de este tipo, aprobados por la Comisión, están los de Jaenschwalde, en Alemania, y el de Compostilla, en España.
- **Sistemas de postcombustión**, donde el gas de salida suele contener hasta un 14% de CO₂, que es necesario separar. Se apuesta por la absorción química con aminas, como monoetanolamina (MEA), proceso utilizado en la actualidad, en lugar de los procesos de captura por carbonatación, como el propuesto por el Instituto Nacional del Carbón.

La separación y captura de CO₂ como subproducto de procesos industriales lleva practicándose más de una década en distintos lugares del mundo, sobre todo dentro del sector de petróleo y gas. Para que este gas se pueda capturar de las centrales termoeléctricas y otras fuentes puntuales, ha de ser capturado como un gas relativamente puro, y en estos momentos, los únicos proyectos existentes para el almacenamiento geológico a escala industrial (de más de 1 Mt de CO₂/año) están relacionados, no con procesos de combustión, sino con la eliminación del CO₂ como impureza en el gas natural y con la recuperación forzada de petróleo. Por tanto, aunque es cierto que existen varios programas de investigación, la CAC aún no se ha aplicado a una central eléctrica de combustibles fósiles de grandes dimensiones.

Se esperan resultados de los primeros proyectos piloto para 2015, y no se prevé su despliegue a gran escala para antes de 2030. Desde esta perspectiva, es complicado contemplar la CAC como una tecnología válida para la transición energética y para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que tiene que realizarse antes de 2020. Un cambio de la tendencia global de las emisiones que debe empezar a notarse en 2015 si queremos evitar un cambio climático peligroso.

Por otro lado, los costes estimados de la tecnología actual son elevados (la captura se encontraría entre 100 a 300 dólares por tonelada de CO₂ evitada más los costes de transporte y almacenamiento), llegando actualmente a duplicar los costes de las centrales térmicas; con lo que paradójicamente sólo sería viable cuando otras medidas

implementadas dejaran ver sus resultados: el buen funcionamiento del comercio de emisiones subiría el precio de la tonelada de CO₂ haciendo rentable la CAC.

Todo esto supone un consumo energético adicional importante (alrededor del 10-40% de la energía producida por la central térmica²²), que implica mayores emisiones de CO₂.

Tabla: Pérdida de rendimiento de las centrales eléctricas equipadas con tecnología CAC comparadas con el mismo tipo de centrales sin CAC (tabla de Viebahn et al., 2006).

Tipo de central (en 2020)	Combustible	pérdida de eficiencia (%)
Carbón pulverizado (Post-combustión)	hulla y antracita	49->40
Carbón pulverizado (post-combustión)	lignito	46->34
Ciclo combinado de gas natural (CCGN)	gas	60->51
Ciclo combinado con Gasificación Integrada (CCGI)	hulla y antracita	50->42
Oxy-fuel	hulla y antracita	49->38

Fuente: Gabriela von Goerne y Fredrik Lundberg de Airclim. Traducción por EeA.

Por último, otra dificultad de esta tecnología es la de garantizar un almacenamiento seguro y permanente del CO₂ en el subsuelo, sin riesgo de fugas, lo que podría minar todos los esfuerzos para mitigar el cambio climático²³.

En cuanto a su financiación pública, el 17 de diciembre de 2008, el Parlamento Europeo aprobó, la directiva que proporciona el marco legal necesario para las actividades de captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CAC) donde se garantizó para su financiación, destinar 300 millones de permisos o derechos de emisiones (toneladas).

La Comisión aprobó a finales de 2009 la financiación de quince proyectos de energía que contribuyeran significativamente a la recuperación económica de la Unión Europea. En total se proponen 3.500 millones de €, de los cuales, 1.250 millones serían para proyectos de captura -presentados por Alemania, Holanda, Polonia, España (con Portugal) y el Reino Unido- y el resto, para proyectos eólicos marinos, (500 millones de €) y proyectos de interconexión de gas y electricidad (1.750 millones de €). Dentro de estas partidas, España dispondrá de más de 300 millones de euros de la UE para proyectos energéticos, de ellos casi todos (250 millones) se destinarán al proyecto CIUDEN²⁴ de innovación y demostración para el secuestro y almacenamiento de CO₂ en Compostilla, en Ponferrada (León).

²² Se calcula que la implantación a gran escala anularía las mejoras en eficiencia energética conseguidas en los últimos 50 años y aumentaría el consumo energético en un tercio (Greenpeace).

²³ Por ejemplo, en los yacimientos salinos se pueden producir fugas a través de grietas producidas por el agua. A su vez, la inyección de CO₂ en las vetas de carbón de minas abandonadas puede producir grietas a través de las cuales liberarían tanto el CO₂ como el metano, etc. No hay que olvidar que para usar una mina, ésta tiene que tener carbón, es decir, no se trata de llenar huecos, sino de que se produzca una adsorción en el mineral.

²⁴ CIUDEN -Ciudad de la Energía- es un organismo creado por el Gobierno en mayo de 2006 para promover la I+D+i energética y ambiental, luchar contra el cambio climático, conseguir el uso sostenible del carbón y desarrollar tecnologías energéticas alternativas.

Nos encontramos, por tanto, lejos de que las técnicas y prácticas de secuestro de carbono cumplan los requisitos que se le exigen para su viabilidad, y en definitiva que puedan ser adoptadas. Requieren mayor investigación antes de ser adoptadas, debiendo superar previamente los límites actuales referidos a sus elevados costes, económicos y energéticos, y a la carencia de emplazamientos seguros, estables en el tiempo y ambientalmente inocuos.

El RD 134/2010 y sus implicaciones

El Real Decreto 134/2010 establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, por el que se favorece la entrada en el sistema de aquellas instalaciones que utilicen carbón autóctono. Se aprueba ante la fuerte reducción de la demanda de carbón nacional para la producción de energía eléctrica, debido a varias razones: la contracción de la demanda de electricidad, el bajo precio del carbón importado y fundamentalmente, el desarrollo de otras tecnologías de producción, como las centrales de gas y las energías renovables y que ha generado la aparición de un importante excedente de carbón que no puede ser absorbido.

Para intentar corregir esto el Real Decreto 134/2010 modifica la ordenación del mercado de producción de energía eléctrica, estableciendo un nuevo servicio de ajuste del sistema que se celebraría inmediatamente después de la subasta del mercado diario. Este nuevo servicio de ajuste conlleva la retirada de la producción correspondiente a determinadas unidades térmicas y su sustitución por la producción de otras centrales que utilizan carbón autóctono como combustible –véase Anexo X-.

Como compensación, el Real Decreto establece una serie de pagos a las unidades retiradas e incluidas en un primer momento en el programa de funcionamiento del mercado diario. Esto es, garantizará el margen económico a modo de lucro cesante por los MWh que dejen de producir centrales de gas, de fuel, u otras de carbono, por haber dado prioridad al carbón nacional a precio de pool. Se estima que se pagarán de media a algo menos de 60 euros/MWh, el doble del coste que ha marcado el pool en 2010.

Valoración

Visto los fuertes impactos ambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes derivados de la quema de carbón, la diversificación de fuentes energéticas en nuestro mix eléctrico, la sobrepotencia del parque generador en relación a la punta de demanda, la integración progresiva de las energías renovables, parece que el apoyo a la producción eléctrica con carbón autóctono obedece fundamentalmente a razones sociales, al sustento de la actividad minera y sus trabajadores, y no a razones ambientales, de autonomía energética ni optimización económica.

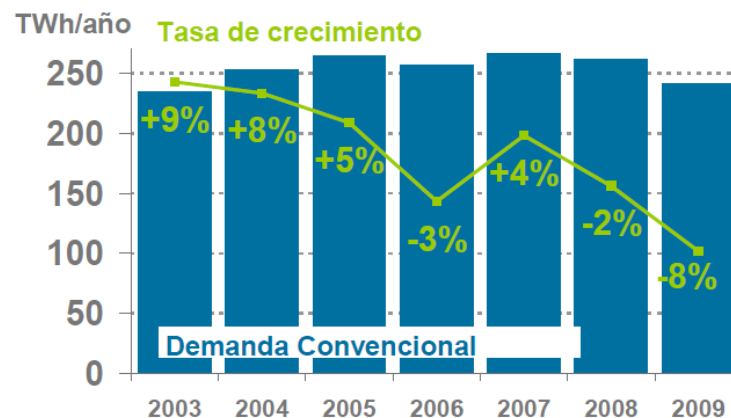
El sector minero ha sido un sector muy importante en el pasado, y sigue contando con miles de trabajadores que necesitan de los sistemas de protección social y garantía económica. No obstante, en el futuro esta actividad deberá continuar la senda ya iniciada de pérdida de peso en el mix eléctrico hasta alcanzar un mínimo de producción que permita cumplir con la reserva estratégica y garantice un buen proceso de transición de la clase trabajadora del sector. Y es importante que las medidas y políticas que se articulen para este fin, sean coherente y compatibles con otras políticas del gobierno, como las desarrolladas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y conseguir el cambio de modelo productivo que necesitamos.

3.2.- El gas natural

Mercado gasista

La demanda de gas natural en España se ha situado en 2009 en los 402.001 GWh, un 10,5% inferior a la del 2008, principalmente motivado por el descenso del 14,2% en la demanda para el sector eléctrico y también por una bajada del 7,9% en la demanda convencional.

TWh/año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Demanda convencional	235	253	265	257	266	262	241
Δ anual TWh	+19	+18	+12	-8	+9	-4	-21
Tasa de crecimiento	+9%	+8%	+5%	-3%	+4%	-2%	-8%



El descenso acumulado del 14,2% en el consumo de gas natural para generación eléctrica se explica en gran parte por la menor demanda eléctrica nacional, por el incremento del régimen especial y por la mayor generación hidráulica de 2009 frente al año anterior, descendiendo así las entregas de gas desde los 187.468 GWh alcanzados en 2008, a 160.888 GWh en 2009.

De forma análoga a la demanda convencional de gas, la demanda del sector eléctrico peninsular, según la información de REE, desciende un 4,6% respecto a 2008, la primera tasa negativa anual de la serie histórica de registros de evolución de la demanda que arranca en 1985.

Con el descenso del consumo eléctrico y el incremento de la energía renovable, ha disminuido el hueco térmico en -25 TWh(e) (-18%) lo que se ha traducido en un menor volumen total de consumo de los CTCC's y de la generación con carbón.

Por la flexibilidad que aportan a la operación del Sistema, los CTCC's han sido la generación mayoritaria de los servicios de ajuste del mismo. El 29% de la cobertura de la demanda anual peninsular de electricidad se realiza a partir de ciclos combinados de gas natural.

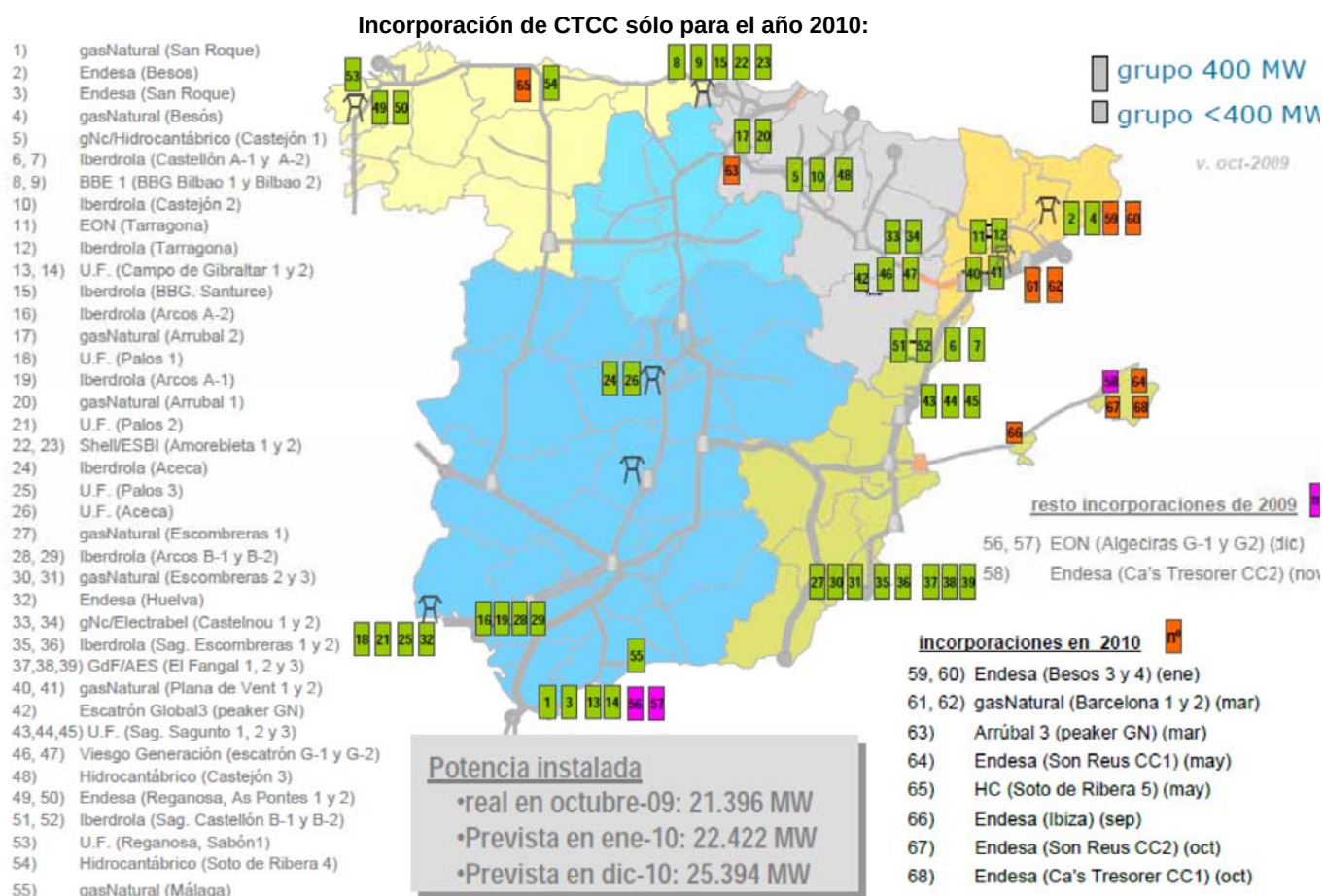
En consonancia con la demanda de gas, los aprovisionamientos descendieron en 2009 un 10% respecto a 2008. El 74% de los aprovisionamientos se realizaron en forma de gas natural licuado (GNL) y el 26% restante en forma de gas natural. Lo que

permite una gran diversificación de suministros en el mercado español. Así, en 2009 el mercado gasista se abasteció de un conjunto de doce países. El principal país aprovisionador es Argelia, con un porcentaje del 33,6%. Egipto (13,0%), Trinidad y Tobago (12,4%), Qatar (12,2%), Nigeria (11,7%) y Noruega (9,8%), completan el grupo de países más importantes en la estructura de abastecimiento.

Centrales de ciclo combinado

Centrales en funcionamiento: Mientras que en 2001 no existía ninguna central de gas en ciclo combinado en explotación, en 2009 se disponía ya de una potencia instalada en la península de 22.243 MW, que produjo alrededor de 80TWh, el 30% de la electricidad producida ese año; es decir, casi el doble que la potencia de carbón instalada y casi tres veces mayor que la nuclear. Funcionan en total 55 grupos modulares de una potencia aproximada de 400 MW.

Centrales en perspectiva: Debido a la eliminación en la Ley 54/1997 de la planificación obligatoria de nueva capacidad de generación eléctrica y a la libertad de los promotores de elección de emplazamiento y de combustible, la preferencia por las centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC) ha llevado a que, a pesar del parque existente, haya un importante volumen de nuevos proyectos de centrales de gas en distintas fases de planificación y construcción, que alcanzan la cifra de 36.319 MW.



Revisión a la baja de las previsiones de demanda

El “*Plan de Infraestructuras de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*” estimaba que la demanda de electricidad del sistema peninsular creciera al menos un 2,6% acumulativo anual entre 2008 y 2011, y lo que ha ocurrido en realidad es que en 2008 creció un 0,8% y en 2009 se contrajo en un 4,6 %. Preveía en el “Escenario de eficiencia” una demanda de electricidad para el sistema peninsular de 290 TWH para 2011, mientras que el reciente “*Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura. Año 2009*” de la CNE estima una demanda de entre 259 y 265 TWH para ese mismo año. También el Plan estimaba una punta de potencia en invierno de 50.800 MW también en 2011, mientras que actualmente se prevé que estará entre 45.800 MW en el escenario eficiente y 48.200 MW como máximo.

El futuro de las CTCC's

A pesar del contexto descrito, no han dejado de instalarse CTCC durante este último año. Por tanto, la situación actual puede llevarnos a anticipar el cierre de las viejas instalaciones de fueloil y carbón sobre el calendario previsto porque van a funcionar muy pocas horas y el cobro por garantía de potencia en las actuales circunstancias no permite mantener las instalaciones. O también puede ocurrir que no se cumplan estos pronósticos, tanto por la entrada en vigor del RD favorable a la producción eléctrica con carbón autóctono como por la posibilidad de que se realicen revisiones al alza de los pagos por capacidad a las CTCC, tal y como están demandando los titulares de estas instalaciones. En este supuesto estaríamos pagando decisiones privadas que se han demostrado fallidas.

En el acuerdo del Consejo de Ministros de 19 de noviembre de 2009, que fijó la cantidad de energías renovables que podría admitir el sistema eléctrico en los próximos años, se supone una utilización de los grupos de carbón superior a 4.200 h/año y una utilización de los ciclos combinados en su valor mínimo en 2012 con 2.100-2.300 h/año. Por su parte el Gobierno lanzó en su propuesta de mix energético a 2020 para el Pacto de Zurbano, un parque de centrales de gas de 28.500 MW con un funcionamiento medio de 2.180 horas, que producirían 62.036 GWh.

Ese tiempo de funcionamiento hace poco rentables esas instalaciones, pero parece prácticamente imposible que los promotores de centrales abandonen proyectos que están ya en construcción, ya que han realizado el grueso de la inversión en la adquisición de los equipos.

Esta situación ha desatado las alertas en el sector, y ya se están oyendo sus reclamaciones sobre la rentabilidad a largo plazo de las CTCC por la tendencia a la baja de sus horas de funcionamiento, y de sus ingresos por la bajada del precio medio del mercado diario (con la entrada de más renovables que reducen su precio marginal). También están planteando la libertad de precios en punta –para que no haya un límite de 180 euros/MWh y la subida del pago por capacidad.

Parece que una solución razonable iría en la línea de no construir nuevas centrales, y mantener el parque actual de CTCC existente, que con un mayor número de horas de funcionamiento medio, aporte la potencia de respaldo necesaria para la integración progresiva de renovables a cubrir de aquí a 2020 (y probablemente más allá de este año).

3.3.- La energía nuclear

El desarrollo de la energía nuclear para uso civil nace de un intento de desarrollar y legitimar la industria nuclear militar y sólo llega a jugar un papel importante en la producción de electricidad durante un prolongado período de tiempo en países industrializados donde se desarrolló con esta perspectiva. En sus inicios, se presentó la energía nuclear como una fuerte energética abundante y barata, capaz de atender a dicha demanda de manera ilimitada. A finales de la década de los 70 la energía nuclear entró en una fase de pronunciado declive. A partir de entonces apenas se han presentado proyectos de nuevas centrales, especialmente en la Unión Europea y en Estados Unidos. De hecho el número de reactores en funcionamiento a nivel mundial se estancó a partir de 1989 (pasando de 423 en ese año a 439 en 2007). Las razones de ello están en el rechazo social por sus problemas de seguridad y residuos, la ralentización en el crecimiento de la demanda, las enormes inversiones requeridas y el desarrollo de otras tecnologías de generación eléctrica –tanto tradicionales como renovables-.

1. El proceso de fisión nuclear para producir electricidad es una actividad intrínsecamente peligrosa. A lo largo de su historia se han producido varios accidentes muy graves e innumerables incidentes menos graves. El más catastrófico de todos, el de Chernobil en 1986, dejó inhabitable e improductiva una extensa región de Ucrania y produjo decenas de miles de muertes prematuras. Las medidas y protocolos de seguridad son, sin duda, cada vez más estrictas, pero el lógico deterioro de materiales y equipos y los posibles errores humanos en situaciones de creciente subcontratación y falta de formación hacen que no se pueda descartar la posibilidad de un accidente grave. Las consecuencias de estos son tan dramáticas que, aunque la probabilidad sea muy pequeña, no conviene correr ese riesgo habiendo otras alternativas para satisfacer las necesidades energéticas. La probabilidad de un accidente depende, obviamente, de las medidas de seguridad que se adopten, pero también del número de reactores en funcionamiento y de la longevidad de los mismos, de manera que a una expansión mayor de la energía nuclear y a un alargamiento más allá de su vida útil de las instalaciones habrá más probabilidad de accidentes.
2. La energía nuclear es también una actividad intrínsecamente peligrosa por la contaminación radiactiva que produce sobre el medio natural y sobre los seres humanos. Aunque también es cierto que las medidas de control respecto de este riesgo se han venido incrementando desde hace tiempo, la historia de la actividad nuclear está plagada en todo el mundo de episodios de irradiación sobre el agua, el aire, la población o los trabajadores. El que los efectos en la salud de este tipo de contaminación radiactiva no sean normalmente apreciables desde el punto de vista epidemiológico no quiere decir que no haya efectos negativos. El ámbito donde probablemente estos efectos sean más significativos es en el de la minería de uranio, de la que en España tenemos una triste experiencia de efectos en la salud de los trabajadores en la mina de Andujar en Jaén cerrada ya desde hace tiempo.
3. Los residuos nucleares de alta actividad provenientes de los reactores es otro de los graves e irresolubles problemas de esta tecnología. Su alta potencia radiactiva se mantiene durante decenas de miles de años. Hay quien intenta ocultar este problema hablando de la “reciclabilidad” de estos residuos pero este proceso no significa más que el aprovechamiento de parte de los elementos de estos para el

reprocesamiento de combustible manteniendo la elevada radioactividad de la parte que queda de dicho proceso. En 60 años de desarrollo nuclear no se ha desarrollado ninguna solución para reducir su extrema peligrosidad. Las alternativas solo se encaminan a decidir donde dejarlos: en el mar, en depósitos subterráneos, en almacenes temporales en superficie (ATCs) o en las piscinas de las propias centrales nucleares. Las previsiones de costes de esta gestión solamente evalúan las fases de desmantelamiento, transporte y construcción de emplazamientos pero nunca el control, la reposición de contenedores e instalaciones y la gestión durante periodos tan prolongados de tiempo de los que se desconoce, por ejemplo, qué cambios geológicos se van a producir o que estructuras sociopolíticas van a existir. Usar esta tecnología sin atisbar mínimamente alguna solución a este problema es, sencillamente, una irresponsabilidad manifiesta.

4. Hay quien, de manera interesada, se refiere en España a la energía nuclear como fuente energética autóctona. Sin embargo todos nuestros reactores son de tecnología Norteamericana o Alemana y el uranio que se usa como combustible proviene de países extranjeros. Hace años había minas de uranio en España pero se cerraron y actualmente de las cuatro fases del ciclo de elaboración del combustible nuclear solo una se realiza en la península. No es cierto, pues, que la nuclear sea una energía autóctona para España. Es tan foránea para nosotros como lo son el gas o el petróleo.

Aunque el coste del combustible sea ahora reducido respecto de los costes totales de generación, el precio del uranio en los mercados internacionales ha subido mucho y se ha mostrado muy inestable en los últimos años por la relativa escasez de sus reservas. Por ello un hipotético relanzamiento de la energía nuclear a nivel mundial induciría una elevación e incertidumbre mayor en dicho coste y afectaría negativamente, por tanto, a nuestra ya escasa independencia energética.

5. La tecnología de fisión nuclear para producir electricidad estuvo ligada en sus orígenes al desarrollo de armamento atómico, lo que potenció la proliferación nuclear y el riesgo de conflictos bélicos de consecuencias imprevisibles. Esta conexión entre el uso militar y el civil de la energía nuclear permanece actualmente y propicia la dominación geoestratégica de las grandes potencias que disponen de ese armamento y de manera creciente la posibilidad de uso terrorista del mismo.
6. La construcción de nuevos reactores nucleares se paralizó de manera generalizada hace muchos años por razones fundamentalmente económicas. Esas razones se han agravado en la actualidad y eso explica la ausencia en casi todos los países de nuevos proyectos y las dificultades y ralentización de los pocos que se han puesto en marcha. En primer lugar las elevadas inversiones que requieren estas instalaciones, del orden de al menos 4.000 millones de euros para una central de tipo medio. En segundo lugar los prolongados periodos de construcción, por encima de los 8 años de media, por lo que se requiere un gran esfuerzo inversor hasta que se puede iniciar el funcionamiento y comenzar a amortizarla. En tercer lugar, y derivado de los anteriores, los enormes riesgos financieros que soportan los proyectos, agravados en época de crisis o de inestabilidad financiera. Los casos de Olkiluoto en Finlandia o de Flammaville en Francia evidencian estos problemas. Casi todos los analistas y entidades relacionadas con la energía coinciden en señalar que, sin el apoyo y el aval de los gobiernos, los proyectos de nuevas centrales nucleares son inviables económicamente.

La nuclear es la forma de generación en la que la inversión inicial tiene un peso más importante sobre el coste de producción. Por lo tanto el retorno de la inversión es más rápido con otras tecnologías y tampoco los márgenes de beneficios son tan altos como para compensarlo por los importantes costes de financiación que deben asumirse. De hecho, la llamada moratoria nuclear del año 83 lo fue por motivos económicos, no ambientales. Los poderes públicos rescataron a las eléctricas de la quiebra en que se habían metido por sus proyectos nucleares asumiendo las inversiones paralizadas por un valor de 730.000 millones de las antiguas pesetas y un recargo en el recibo de la electricidad del 3,45%, -la anualidad de 2001 fue de 2.752 millones de euros-. Ninguna norma impide hoy promover una central nuclear en España. Si no lo hacen es, fundamentalmente, por motivos económicos.

El debate de la energía nuclear en España

En España están en operación actualmente 8 reactores nucleares en 6 emplazamientos (Garoña, Ascó, Vandellós, Cofrentes, Trillo y Almaraz) que produjeron en 2009 el 17,8% de la electricidad (52.732 GWh). Su participación en el mix eléctrico ha ido decreciendo en los últimos años debido a la mayor penetración de otras fuentes como el gas o las renovables.

Potencia bruta instalada de cada una de las centrales nucleares existentes:

CENTRAL NUCLEAR	POTENCIA (MWe)
Santa María de Garoña	466
Almaraz I	977
Almaraz II	980
Ascó I	1.032,5
Ascó II	1.027,2
Cofrentes	1.092
Vandellós II	1.087,1
Trillo	1.066
TOTAL	7.727,8

La potencia nuclear representó el 8% de la potencia peninsular instalada total.

El debate nuclear en España responde fundamentalmente a dos cuestiones: ¿construir más reactores? y ¿qué hacer con los que están en funcionamiento?

Respecto de la primera cuestión, y a la vista de las consideraciones hechas anteriormente, la respuesta más razonable es decir no. Así se ha planteado desde hace tiempo en Comisiones Obreras, ratificando el noveno Congreso Confederal la idea de que *“los inconvenientes actuales que presenta la generación nuclear de energía eléctrica aconsejarían la sustitución de este tipo de energía por otras con menores riesgos”* y dejando en manos de la industria nuclear la respuesta tecnológica para superar los niveles actuales de seguridad y la solución a los problemas que plantean sus residuos, aspectos que en la energía nuclear de fisión obviamente no se atisban. Estamos por otra parte atentos a los resultados que se puedan derivar de las investigaciones en tecnología de fusión que se prolongarán al menos durante dos

décadas más pero cuyas expectativas son prometedoras en la medida en que se minimicen los riesgos y la generación de residuos de la fisión. A las razones ya dadas de carácter financiero y ambiental debe añadirse la cuestión de que la energía nuclear es un freno para el desarrollo de las energías renovables en un escenario de fuerte penetración de estas (objetivo del 42,3% a 2020 del Gobierno) dada la escasa flexibilidad de aquella a la hora de complementar las renovables y que el incremento del parque nuclear absorbería ingentes recursos necesarios para desarrollar las tecnologías limpias.

Respecto del cierre de las centrales actualmente en funcionamiento hay que partir de que nadie reclama su cierre inmediato y que, por tanto, su fecha de desconexión hay coincidencia en que hay que hacerla depender fundamentalmente de dos factores: las condiciones de seguridad en su operación y la garantía de suministro eléctrico para el país.

El Gobierno ha establecido en el anteproyecto de Ley de Economía Sostenible el objetivo de mantener, de conformidad con la normativa vigente, el calendario de cumplimiento de los 40 años de vida útil de las centrales existentes *“de acuerdo con su vida de diseño, incorporando en todo caso a dicha normativa el cumplimiento de requerimientos medioambientales y de seguridad específicos en los casos de renovación extraordinaria de las concesiones por encima de dicho plazo, derivadas del desarrollo de nuevas tecnologías o de la necesidad de garantizar el mantenimiento del suministro”*.

El período de operación de 40 años parece razonable teniendo en cuenta todas las circunstancias en juego y que según la fecha de puesta en marcha de las instalaciones españolas su cierre se produciría entre 2021 y 2028, lo que da un período de tiempo lo suficientemente amplio como para cubrir su aportación de electricidad (en 2009 un 20,9%) con fuentes renovables, que para esas fechas habrán ampliado su abanico de tecnologías disponibles y serán ya enormemente competitivas en costes de generación. Este horizonte de 40 años está por encima del tiempo medio en el que se están clausurando las centrales en otros países europeos²⁵.

Tabla 2.1.1 Proyección del parque nuclear español suponiendo 40 años de vida útil.

CENTRAL NUCLEAR	FECHA DE AUTORIZACIÓN ACTUAL	PLAZO DE VALIDEZ	FECHA DE PRÓXIMA RENOVACIÓN	CUMPLEN 40 AÑOS
Santa María de Garoña	5/07/1999	10 años	julio 2009	mayo 2011
Almaraz I	8/06/2000	10 años	junio 2010	mayo 2021
Almaraz II	8/06/2000	10 años	junio 2010	octubre 2023
Ascó I	1/10/2001	10 años	octubre 2011	diciembre 2024
Ascó II	1/10/2001	10 años	octubre 2011	marzo 2026
Cofrentes	19/03/2001	10 años	marzo 2011	marzo 2025
Vandellós II	14/07/2000	10 años	julio 2010	marzo 2028
Trillo	16/11/2004	10 años	noviembre 2014	agosto 2028

²⁵ Según la Organización Internacional de la Energía Atómica, las dos centrales nucleares más antiguas aún operativas, Oldbury-A1 y Oldbury-A2, en Gloucestershire, Reino Unido, tienen 41 y 42 años de operación respectivamente.

Un calendario claro de cierre del actual parque nuclear español, insertado en el marco de una planificación energética global, es totalmente necesario para dotar de seguridad jurídica al propio sector y a sus inversiones y para abordar con tiempo suficiente, como señaló también el 9º Congreso Confederado de CCOO, la situación de las plantillas y la reactivación económica de las comarcas concernidas. La Ley de Economía Sostenible debería establecer los instrumentos adecuados para acordar esos procesos de transición y paliar los problemas sociolaborales derivados de esas clausuras. En esa perspectiva, y teniendo en cuenta que la explotación de las centrales, una vez que tienen amortizada la inversión (alrededor de los 30 años) y con el actual sistema de formación de precios eléctricos a través del pool, supone unos extraordinarios beneficios, es oportuna la introducción de un impuesto sobre la producción de energía nuclear cuya recaudación se destine, al menos en parte, a un fondo para financiar las medidas de transición laboral y de reactivación económica de las comarcas derivada de esos procesos de cierre.

Un calendario pactado de cierre permitiría abordar, además, de una manera más consensuada social y políticamente la ubicación de las instalaciones para albergar los residuos de alta actividad.

El calendario podría establecer, al estilo del modelo alemán, un período de producción global para el conjunto de centrales (estimado en kWh a producir) con posibilidad de flexibilidad para cada una de ellas en función de las condiciones de seguridad de las mismas o de las necesidades energéticas.

4.- REVISIÓN DE LA SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

4.1.- Breve panorámica actual

Debido a una mayor exigencia social de respeto al medio ambiente, a la necesidad de reducir la dependencia energética del exterior, al agotamiento de los combustibles fósiles y a las políticas energéticas establecidas por la Unión Europea, el sector de las Energías Renovables cada vez tiene una mayor importancia y penetración en España.

El desarrollo de estas tecnologías ha tenido un impacto muy favorable en términos: sociales (generación de empleo), medioambientales (reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero y otros nocivos para la salud), económicos (desarrollo industrial y contribución al PIB), y de dependencia energética (reducción de las importaciones de combustibles fósiles y nucleares del exterior).

Las energías renovables, a pesar de representar un volumen escaso en el consumo de energía total, están creciendo fuertemente siendo la única fuente de energía que ha visto aumentado su consumo en el año 2009 respecto al año anterior.

En el plano normativo el Real Decreto 661/2007, de mayo de 2007, regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y establece el marco retributivo para cada tecnología., con objeto de alcanzar en 2010 los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010

Este marco retributivo ha posibilitado un gran impulso de las energías renovables. Sin embargo, en el caso de la energía solar fotovoltaica, la retribución fijada resultó excesiva respecto a la evolución de los costes de producción y esto causó un crecimiento desordenado y desmesurado en este sector. En tan solo un año (2008) se instalaron 2.661 MW de esta tecnología, lo que supuso un crecimiento del 385%, cuando el objetivo del PER era de 371MW en 2010.

Este incremento insostenible en la instalación de potencia fotovoltaica se debió a varios factores²⁶: el RD 661/07 no marcaba ningún límite de potencia hasta Septiembre de 2008. Solamente existía ese límite temporal; debido a los elevados precio del silicio hasta entonces, se fijó una tarifa de retribución elevada sin reducción progresiva que resultó excesiva cuando se redujeron los costes de esa tecnología; como resultado de la crisis inmobiliaria mundial y en concreto española, los inversores encontraron en la industria fotovoltaica española un refugio seguro y rentable a largo plazo para protegerse de la inestabilidad de los mercados de capitales, las entidades financieras dieron facilidades crediticias y se invirtió mas de 16.000 millones de euros a lo largo de 2008; la inmensa mayoría de la potencia que se instaló se hizo sobre suelo, si se hubiese hecho sobre tejado no se habría dado un crecimiento tan acelerado; el Gobierno no fue capaz en ese momento de advertir esa tendencia y adoptar medidas, con rapidez, para reorientar el marco retributivo. Existen más factores que explican el rápido crecimiento del sector fotovoltaico, aunque estos son los más importantes.

Como consecuencia de la diferencia entre la planificación y la instalación real de potencia fotovoltaica, el Gobierno aprobó el RD 1578/08 que recorta la prima por energía producida un 29%, hasta un valor más ajustado a los costes de generación y

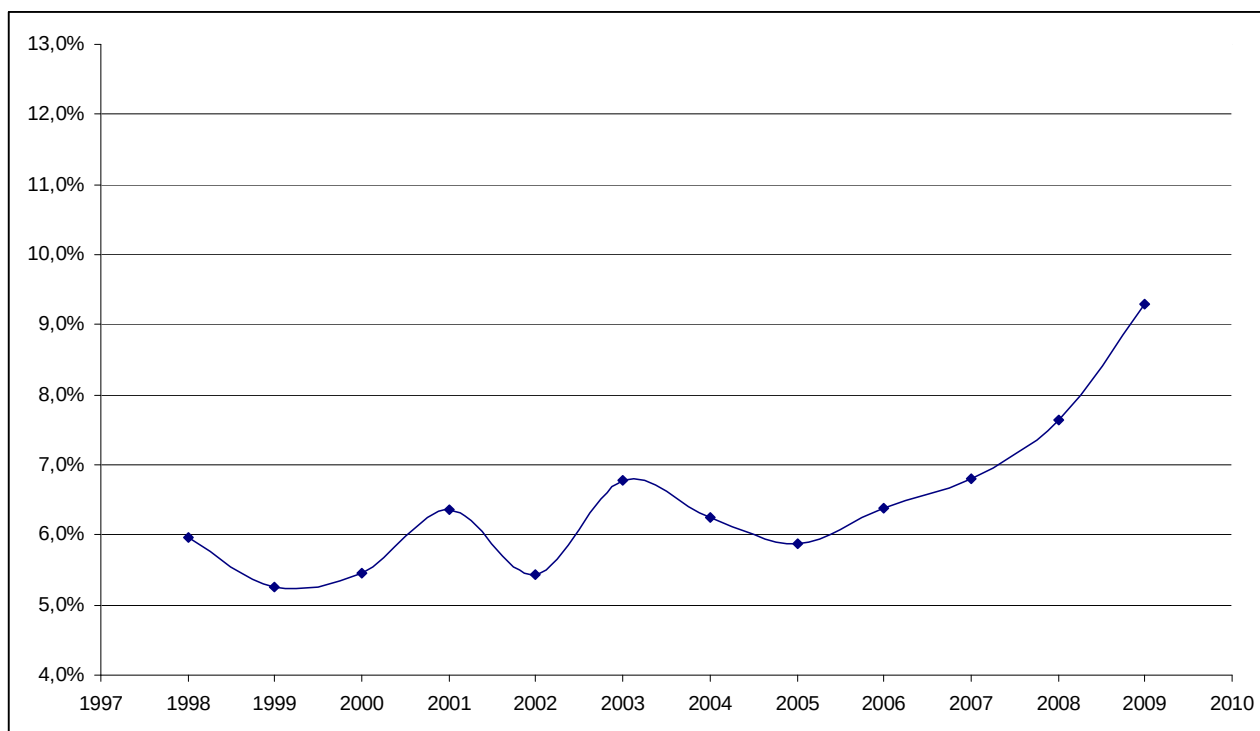
²⁶ Fuente: Informe anual 2009, ASIF.

orienta el sector de la energía solar fotovoltaica hacia los tejados frente a las instalaciones sobre suelo. Pero además introduce lo que ha supuesto el principal freno para este sector, un sistema de cupos de potencia máxima a instalar cada año, 500 MW aproximadamente, hasta 2011. El crecimiento de los cupos en los años sucesivos está condicionado por la reducción de tarifa de un modo inversamente proporcional.

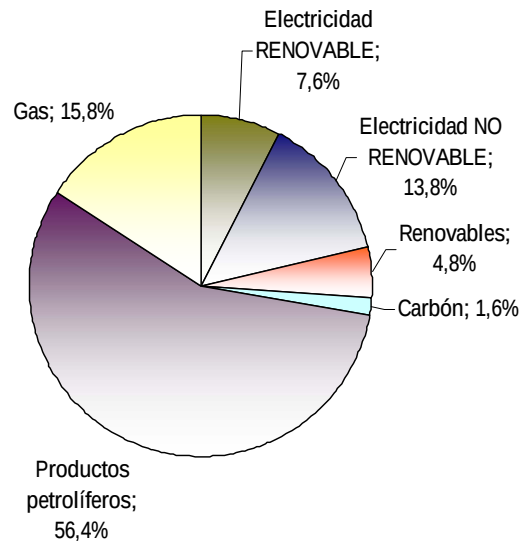
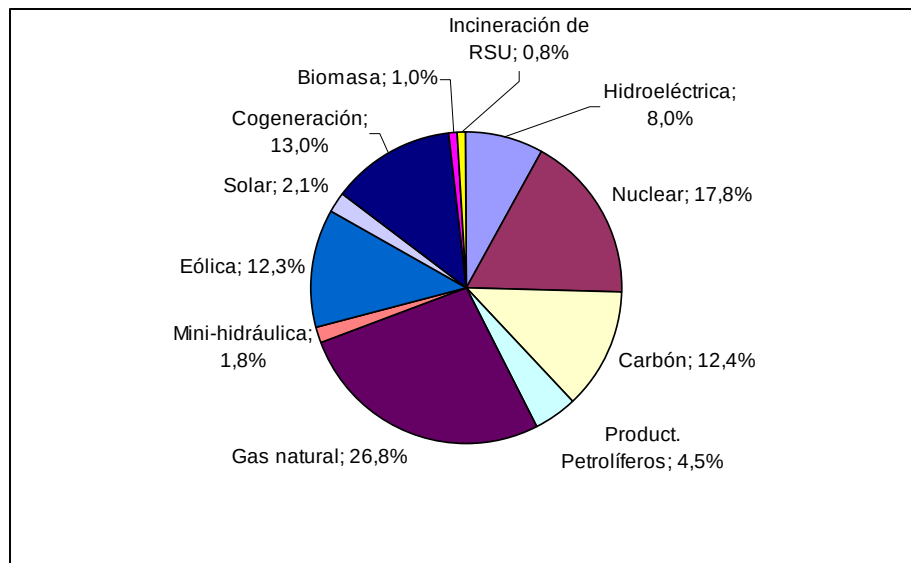
Para el resto de las tecnologías del Régimen Especial, aparece en Mayo de 2009 el Real Decreto-ley 6/2009, con el que se introduce el cupo de potencia máxima a instalar anualmente para todas las tecnologías del régimen especial. Se crea un Registro de pre-asignación de retribución en el que deben inscribirse las instalaciones de régimen especial para tener derecho a la prima establecida en el RD 661/2007. En el registro de pre-asignación solo se podrán inscribir instalaciones hasta cubrir el objetivo de potencia para cada tipo de tecnología (según el PER vigente). Este Registro de pre-asignación de retribución y los cupos de potencia máxima para las tecnologías de fuentes renovables se ha justificado por el Gobierno como un medio para evitar un crecimiento descontrolado del sector, que incrementa demasiado el coste de la tarifa eléctrica a los consumidores.

A continuación se presentan una serie de gráficos dónde se resume la situación actual de la penetración de las Energías Renovables.

Participación de las Energías Renovables en el Consumo de Energía Primaria



Fuente: IDAE

Cobertura por fuentes de energía final en España en 2009 (%)**Participación de las Energías Renovables en la Demanda eléctrica (2009):**

Fuente: IDAE

Energías renovables: 26% de la demanda eléctrica.

El sector eléctrico es en el que ha habido una mayor penetración de las energías renovables y se espera que la cobertura renovable aumente de forma considerable en los próximos años. El Ministerio de Industria, espera que en 2020 más del 40% del consumo eléctrico se cubra con tecnologías renovables. Esta cobertura podría ser mayor y sería técnicamente posible, de hecho de enero a marzo de 2010, las energías renovables ya han cubierto más del 45% de la demanda eléctrica.

Las tecnologías renovables de respaldo a aquellas otras que dependen de las condiciones climáticas son: solar termoeléctrica con acumulación, biomasa y en menor medida hidráulica. En un futuro la geotermia podría también cumplir este papel.

La energía eólica ha realizado grandes avances en la última década en la predicción de su producción para mejorar la gestión de la demanda eléctrica. Esto se consigue mediante las mejoras técnicas en la predicción de viento y mediante una mejor gestión de la producción: se agrupan varios parques eólicos de diferentes regiones para compensar los desvíos entre los que fluctúan a la baja y a la alta.

Mejorar las interconexiones entre las diferentes regiones con un mejor mallado es muy importante para la gestión de estas tecnologías renovables dependientes de las condiciones climatológicas (eólica y solar fotovoltaica principalmente) y para conseguir una mayor penetración en la cobertura de la demanda.

Potencia instalada en EERR y comparación con objetivos del PER (2009)

	Unidad	Objetivo 2010	Realizado 2009	Grado de desarrollo
Generación de electricidad				
HIDRÁULICA				
Hidráulica (>10 MW)	MW	16.778	14.112	84%
Hidráulica (<10MW)	MW	2.199	2.077	94%
BIOMASA	MW	2.039	452	22%
RSU	MW	189	262	139%
EÓLICA	MW	20.155	18.300	91%
SOLAR FOTOVOLTAICA	MW	400	3.804	951%
BIOGÁS	MW	235	91	39%
SOLAR TERMOELÉCTRICA	MW	500	361	72%
Total áreas eléctricas	MW	42.494	39.459	93%
Usos térmicos (ktep)				
Biomasa	ktep	4.070	3.496	86%
Solar Térmica Baja Temperatura	ktep	376	156	41%
Superficie	m ²	4.900.805	2.017.829	41%
Total áreas térmicas	ktep	4.475	3.652	82%
Biocarburantes (ktep)				
Biocarburantes	ktep	2.200	1.044	47%

Se puede ver que ha existido un grado de desarrollo desigual según el tipo de tecnología renovable.

Cabe destacar que las tecnologías utilizadas para usos térmicos y los biocarburantes están lejos de llegar a su objetivo en 2010. Estas tecnologías no están teniendo el apoyo necesario para su desarrollo. Las tecnologías con fines eléctricos en cambio, gracias a las primas a la producción han tenido un mayor desarrollo.

4.2.- Sistema de primas

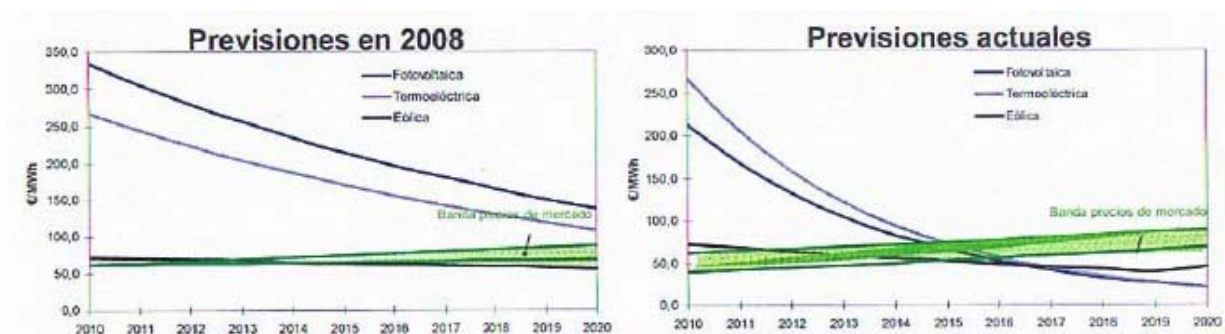
Existen diferentes modelos de retribución para las energías renovables. En España así como en la mayoría de los países de la Unión Europea se ha optado por un sistema de primas pues se ha demostrado que es el sistema mas efectivo y eficiente (capacidad de aumentar la penetración de las energías renovables al menor coste posible). En el Anexo I, se hace una comparación de los diferentes métodos de promoción de las energías renovables.

El sistema de apoyo a la inversión en renovables mediante primas a la producción eléctrica a partir de esas fuentes, está acompañada de la obligación del operador eléctrico de comprar esta producción, y se fundamenta en tres pilares básicos¹³:

- Predictibilidad: el sistema garantiza la remuneración a lo largo de la vida del activo.
- Estabilidad: el marco legal está basado en criterios de no retroactividad.
- Rentabilidad: se define un escenario de suficiencia, necesario para el desarrollo de las inversiones.

El objetivo último de las primas a la producción de energías renovables es el desarrollo de un sector económico que, por su propia dinámica, vaya progresivamente alcanzando mayores cotas de rentabilidad e independencia respecto de una prima, avanzando progresivamente hacia la madurez tecnológica que permitan su competitividad.

La prima recibida debe ser acorde con los costes de las distintas tecnologías en cada momento para evitar la especulación y la transferencia de rentas, como se ha explicado en el caso de la energía fotovoltaica. Sin embargo *a priori* es difícil conocer la curva de aprendizaje de cada tecnología pues como se ve en los siguientes gráficos las tecnologías renovables están madurando de forma más rápida de la esperada:



Por eso, una vez seleccionado el sistema de primas como el más ventajoso, una metodología de actualización basada en una degresión fijada, que se aplicaría a las nuevas instalaciones, resulta la mejor opción para mejorar la competitividad de las diferentes tecnologías. Este sistema se utiliza con éxito en Alemania y en comparación con otros métodos resulta el más ventajoso:

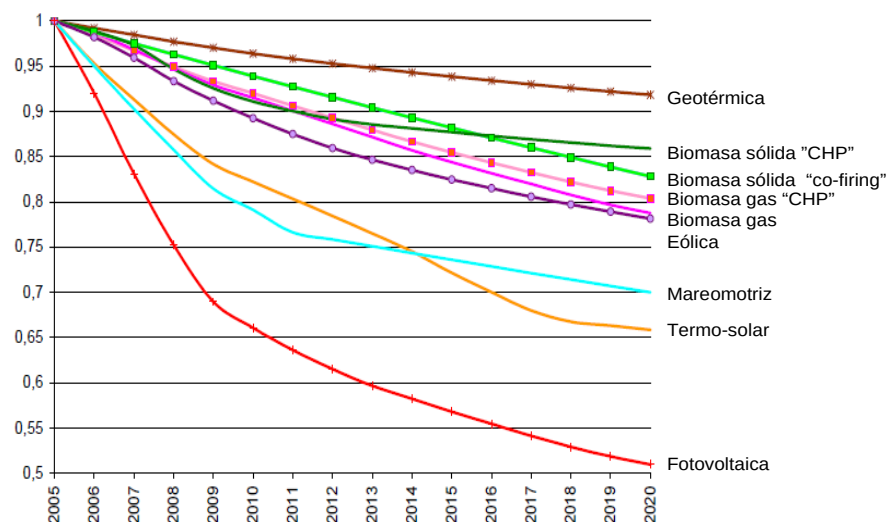
- Una tarifa constante reduciría la presión competitiva en la industria para reducir los costes y no incentiva la adopción rápida de la tecnología.

- Una actualización periódica y no preestablecida *a priori* de la tarifa podría generar inseguridad al inversor.
- Una degresión fijada sobre el sistema de primas, tiene la dificultad de definir inicialmente los coeficientes de degresión, pero permite una mayor seguridad a la inversión y ejerce una presión competitiva sobre la industria para reducir costes.

Además las subvenciones a la producción con energías renovables se deben acompañar con incentivos adicionales, inversión en I+D... Específicamente, para las pequeñas instalaciones en el sector residencial es importante mantener los apoyos a la inversión inicial y respaldar mecanismos para facilitar el acceso al crédito.

El modelo retributivo debe permitir una rentabilidad suficiente, pero no excesiva para evitar las inversiones especulativas, reconociendo la evolución de los costes de inversión en el tiempo, ya que la curva de aprendizaje es típicamente muy pronunciada:

Curva de aprendizaje por tecnología. Porcentaje que representa el coste de inversión en cada año sobre el de 2005



Fuente: "Renewable Energy Road Map" (Informe de la Comisión Europea, SEC 2006)

En el año 2009 el sobrecoste a la tarifa eléctrica por las primas al Régimen Especial ha sido del 21%. En valor absoluto se alcanza la cifra de 6.214 millones de euros. Hay que tener en cuenta que dentro de las tecnologías que reciben primas están tecnologías no renovables como la cogeneración que utiliza como combustible gas natural y la incineración de residuos, la primera tuvo una retribución de 1.120 millones de euros, un 18% del total.

Por otro lado, hay que recordar que el sistema de primas para apoyar a las tecnologías renovables se implantó como alternativa a la internalización de los costes externos de los combustibles fósiles. El optar por esta última alternativa evitaría muchas críticas a las energías renovables, pues no se verían como un sobrecoste.

En la siguiente tabla se puede ver una comparativa entre los diferentes países para las tecnologías eólica y fotovoltaica:

Comparativa internacional

País	Eólico	Fotovoltaica
España	a) Pool + prima durante 20 años: € 84/MWh promedio últimos 5 años b) Tarifa € 75/MWh durante 20 años (RD 661/2007)	€ 450/MWh primeros 25 años, € 350/MWh siguientes (RD 661 hasta final 2008) € 295/MWh en techo a 25 años (Actual RD 1578/2008) € 265/MWh en suelo a 25 años (Actual RD 1578/2008)
China	€ 56-67/MWh	€ 121/MWh proyectos demostración
Japón	€ 73-89/MWh	
Alemania	€ 92/MWh por 20 años	€ 287-395/MWh (2010) durante 20 años
Francia	€ 82/MWh primeros 10 años. Resto dependiendo del factor de carga € 28-82/MWh	€ 310-380/MWh Suelo y techo durante 20 años
Italia	€ 85/MWh	€ 350-390/MWh FV no integrada. Plazo: 20 años
Polonia	€ 90/MWh	N/A

Cupos mediante el pre-registro: Como se ha explicado, este mecanismo apareció con el RD 1578/08 para la energía solar fotovoltaica y se generalizó para el resto de las tecnologías con el decreto ley 6/2009. Ha supuesto un freno muy importante para todas las tecnologías renovables, sobretodo para la energía solar fotovoltaica y la eólica que ha producido una gran pérdida de empleo en ambos sectores.

El freno brusco en la fabricación de aerogeneradores, paneles solares, y demás equipos, hacen que el tejido industrial se debilite de forma importante cuando su desarrollo es uno de los objetivos mas importantes del sistema de primas.

Por otro lado para las tecnologías más nuevas como la energía solar termoeléctrica el sistema de cupos es un obstáculo para la incorporación de los avances de la investigación y desarrollo, pues ya se han inscrito las instalaciones de aquí a 2013, por lo que los avances que se realicen en el diseño de las plantas no se podrán incorporar.

Una retribución decreciente de las primas según el número de MW instalados evitaría el sobre coste en la tarifa eléctrica sin poner freno a la instalación (y fabricación) de instalaciones de energías renovables.

4.3.- Beneficios sobre el empleo de las energías renovables

En 2007 la inversión mundial en renovables se elevó a la cantidad de 148.000 millones de dólares, lo que supuso un aumento del 60% respecto a 2006, lo que estuvo aparejado a la mayor creación de empleo conocida por sector alguno en el mismo periodo.

Cuando una energía renovable ya se ha desarrollado tecnológicamente e industrialmente se puede comprobar su capacidad de durar en las actuales y adversas condiciones siendo una fuente de creación de valor añadido, de desarrollo industrial y de generación de empleo autóctono.

Los datos sobre la energía eólica en el caso español son concluyentes: con 13.522 MW instalados en 2007, lo que la sitúa como la tercera tecnología en potencia instalada, la aportación a la producción de electricidad se situó en la banda del 9,5% al 11%, ahorró 1.000 millones de dólares en importaciones de combustibles fósiles (a lo que habría que añadir el ahorro en importación de uranio enriquecido o en el tratamiento de residuos nucleares), exportó 2.500 millones de dólares, se situó como tercera industria a nivel mundial tras Alemania y Estados Unidos y evitó la emisión de 18 millones de toneladas de CO₂.

En la actual situación de crisis financiera, económica y productiva global, el desarrollo de las renovables y de la eficiencia supone una potente política anticrisis porque reduce la dependencia de los combustibles fósiles y crea más empleo por unidad de inversión que ninguna otra actividad productiva tal como vienen demostrando diversos estudios de administraciones públicas de muy distinta significación política en diversos países de la OCDE o de los denominados emergentes. Ello es lo que ha llevado al comisario de Energía de la UE, Andris Piebalgs, a declarar que «necesitamos una nueva revolución industrial para acabar con nuestra dependencia de las energías fósiles, y las energías renovables son el corazón de esta revolución».

Peter Pochen, de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), afirmó en la cumbre de Poznan que las energías renovables generan ya mucho más empleo que las fósiles. Kaveh Zahedi, del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), pidió en la misma reunión incentivos para el desarrollo de los empleos verdes y afirmó que la crisis actual se tiene que plantear como una oportunidad clara para activar la reconversión del actual modelo hacia una economía verde: "Este es el gran reto y la inacción supone un coste social muy alto".

Las conclusiones del informe "Empleos verdes, hacia el trabajo decente en un mundo sostenible y con bajas emisiones de carbono"²⁷, son inequívocas: Los empleos verdes (sostenibles medioambientalmente) han generado ya millones de puestos de trabajo en el mundo, tanto en los países desarrollados como en las economías emergentes y en los países en desarrollo. Sólo en el sector de las energías renovables se han creado ya 2,3 millones de empleos en el mundo, una cifra que podría llegar a los 20 millones en 2030. Las energías renovables, señala el informe, generan ya más puestos de trabajo que las fósiles y están previstas inversiones cercanas a los 630.000 millones de dólares hasta 2030, lo que supone una importante movilización de recursos a nivel mundial. Ese año, el sector de la energía eólica podría emplear a 2,1 millones de personas y la solar a 6,3 millones.

²⁷ El Informe promovido por Naciones Unidas a través del PNUMA, la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y la Confederación Internacional de Sindicatos (CSI) ha sido elaborado por el World Watch Institute (EEUU), la Universidad de Cornell (EEUU) y la propia OIT. Se presentó en Nueva York por los máximos responsables de las instituciones que lo avalan, Achim Steiner (PNUMA), Juan Somalia (OIT) y Guy Ryder (CSI).

En el Estado español según el último estudio de ISTAS sobre el empleo en el sector de las energías renovables en el primer trimestre de 2010 había 70.152 empleos directos, la mayoría de los cuales se encuentran en las áreas de energía eólica y fotovoltaica, y en menor medida en energía solar térmica y biomasa. Si a esto se le suma el empleo indirecto generado en otros sectores se superan los 120.000 empleos. Este empleo indirecto es especialmente importante en la energía solar termoeléctrica, pues afecta a muchos sectores industriales y al sector de la construcción; y en la recolección y tratamiento de la materia prima biomásica en el sector forestal y agrícola.

Hay que señalar que el empleo generado en el sector de las energías renovables es de mayor calidad que el empleo de la economía española en general: en el mismo estudio se señala que más del 80% de los contratos en el sector son indefinidos y más del 30% son titulado superiores.

A nivel europeo y con el marco de la Directiva Europea sobre la penetración de las energías renovables en el consumo de energía final (20% de cobertura), los diferentes gobiernos están adaptando sus políticas energéticas para lograr los objetivos nacionales con grandes expectativas en la creación de empleo.

El giro que se está dando en política energética es notable, Francia y el Reino Unido que han convertido la energía nuclear en el eje central de su política energética han presentado sus planes de desarrollo de las renovables para cumplir los requisitos de la Directiva. Gordon Brown dio a conocer el pasado junio de 2008 un plan energético que supone multiplicar por diez los objetivos en energías renovables que tenía el Gobierno para 2020 y que representa «el cambio más dramático en nuestra política energética desde el advenimiento de la energía nuclear», el nuevo gobierno en coalición mantiene esta política y ya ha anunciado que va a establecer un sistema de primas para potenciar la generación eléctrica mediante fuentes renovables. Francia pretende pasar de 13 MW instalados para captar energía solar a 5.400 MW en 2020, pero lo más importante es el cambio del modelo eléctrico, actualmente muy centralizado y basado en la energía nuclear que aporta el 75% de la oferta, por otro modelo en el que «cada casa, compañía y comunidad producirá su propia electricidad». El Gobierno alemán de la conservadora Angela Merkel ha elevado de 300.000 a 400.000 trabajadores sus previsiones de creación de empleo de las renovables para 2020, dado que se está creando mucho más de lo previsto en este sector.

El sector eólico europeo ha informado que alcanzó 154.000 empleos (directos e indirectos) en 2007 y que prevé 330.000 en 2020. El sector fotovoltaico europeo prevé que en 2030 generará electricidad para más de 3.000 millones de personas y creará 10 millones de empleos.

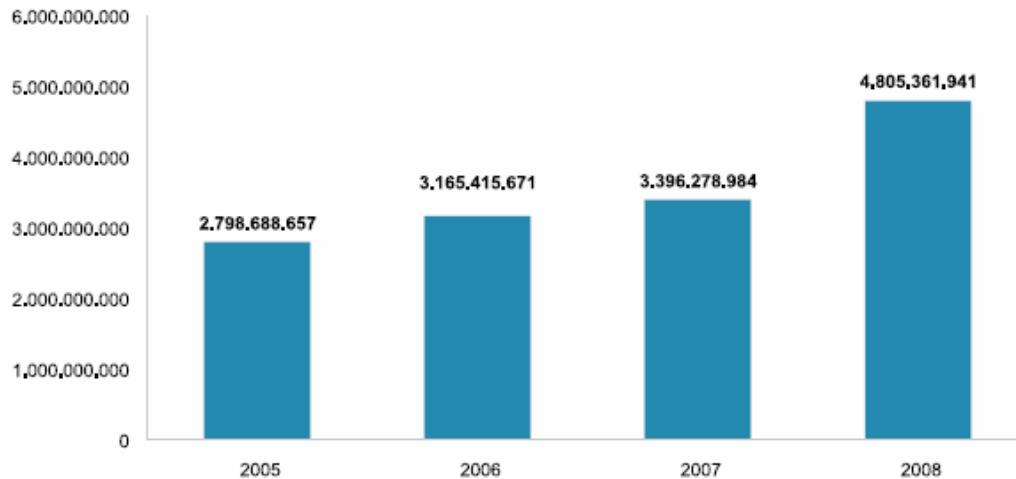
Obama pretende duplicar la potencia renovable instalada en un plazo de tres años y reducir en un 75% el consumo energético de los edificios públicos para conseguir la «independencia energética» y que «América (Estados Unidos) no sea rehén de recursos menguantes», con lo que se intenta «revertir nuestra dependencia del petróleo extranjero al mismo tiempo que construimos una nueva economía de la energía que creará millones de puestos de trabajo». La cifra que ha adelantado la administración norteamericana es que si se duplica la potencia renovable se crearán 460.000 puestos de trabajo. Según un reciente informe de la American Solar Energy Society, la eficiencia y las renovables daban empleo a 9 millones de trabajadores en 2007, y en un escenario de fuerte apoyo a estas actividades se estima que emplearán a 37 millones en 2030.²⁸

²⁸ Cabe señalar por otro lado que los objetivos en energías renovables de China, India, Japón, Brasil y Rusia –países con muy diferentes situaciones y fuentes convencionales de energía– son cada vez más ambiciosos como se puede comprobar en las informaciones de la prensa especializada y también en los medios de difusión generalistas.

4.4.- Contribución económica

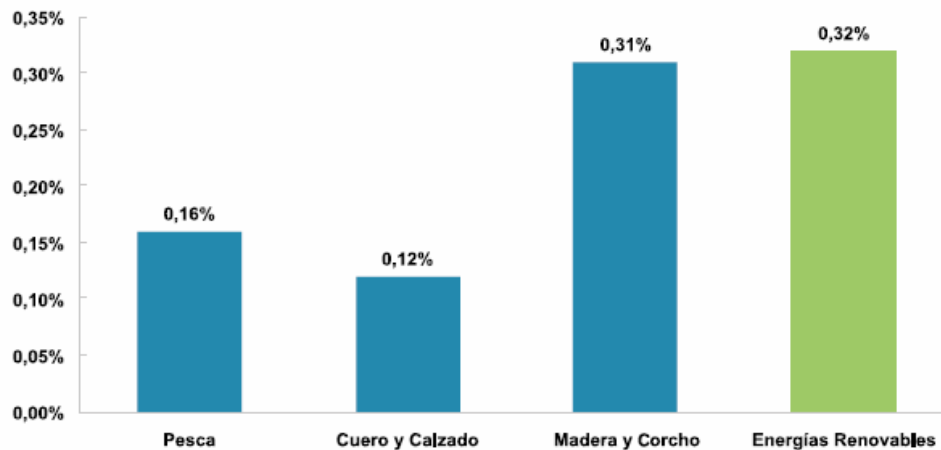
En un contexto de crisis financiera y económica, la contribución directa en 2008 del Sector de la EERR fue de 4.805 M€, que representa el 0,439% del total del PIB.

La evolución de la contribución al PIB del sector, se puede ver en el siguiente gráfico:



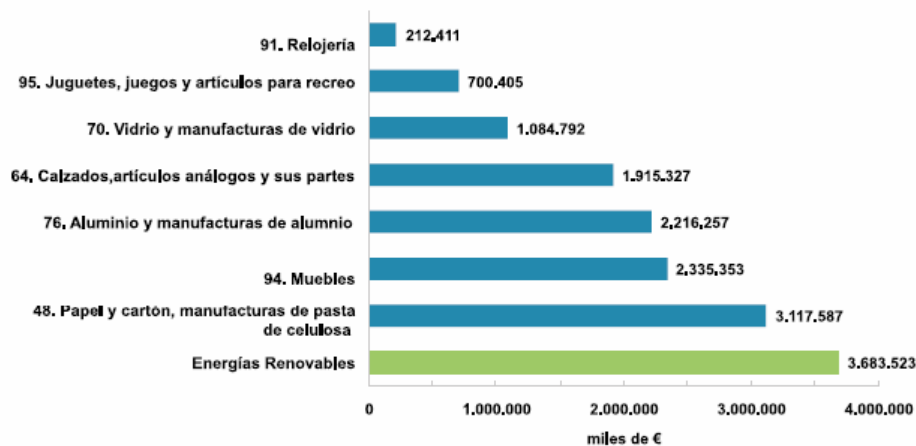
Fuente: Deloitte a partir de datos del INE

Para ver la importancia de esta aportación, basta con realizar una comparación con sectores tradicionalmente relevantes en el Estado Español (2007):



Fuente: Deloitte a partir de datos del INE

Las exportaciones también son muy importantes en este sector, sobretodo gracias a la industria eólica. Comparándolo con otros sectores se obtiene:



Fuente: APPA a partir de datos del INE

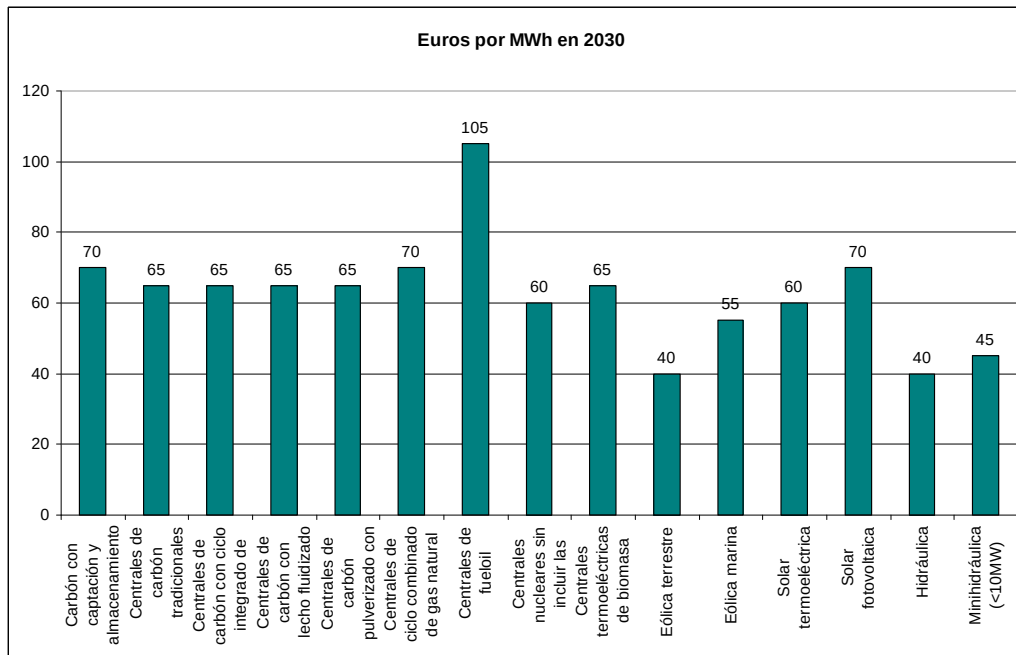
4.5.- Costes de las energías renovables y comparación con energías convencionales

Una de las virtudes de las inversiones a las energías renovables radica en el hecho de la reducción progresiva de costes y aumento de beneficios tanto económicos como ambientales en función de la evolución de la tecnología. Esto supone que, tras efectuar la inversión inicial y una vez amortizada la instalación, los costes de mantenimiento, al no implicar en muchos de los casos el empleo de combustibles, se ven reducidos progresivamente.

Los impactos ambientales, sociales y políticos de la generación de electricidad son inmensos, pero no se incluyen, salvo raras excepciones, en el coste de generación de cada MWh. Además frente a este escenario decreciente, las energías convencionales presentarán una tendencia contraria que supondrá un continuo aumento de los costes asociados. Se estima que el precio del petróleo para 2030 se situará en 125 dólares el barril en términos reales.

Por otro lado los costes en el caso de la nuclear están algo distorsionados, pues la cifra de costes se da con las centrales ya amortizadas, y no incluyen todos los costes reales, y desconocidos, de todo el ciclo de vida, incluyendo la gestión de los residuos radioactivos durante miles de años. El desmantelamiento de Zorita costará 170 millones de euros y Vandellós I desde 1990 lleva ya 600 millones, cifras superiores al coste de construirlas.

Iberdrola calcula que el coste para una nueva central nuclear oscilaría entre 67 y 70 euros por megavatio hora, suponiendo un funcionamiento de 8.000 horas anuales, cifra igual o superior a la eólica. El real, a la vista de la experiencia de Finlandia, probablemente no bajará de 100€ por MWh.



Fuente: AIE, DOE, CEE, Vestas, Worldwatch y elaboración propia.

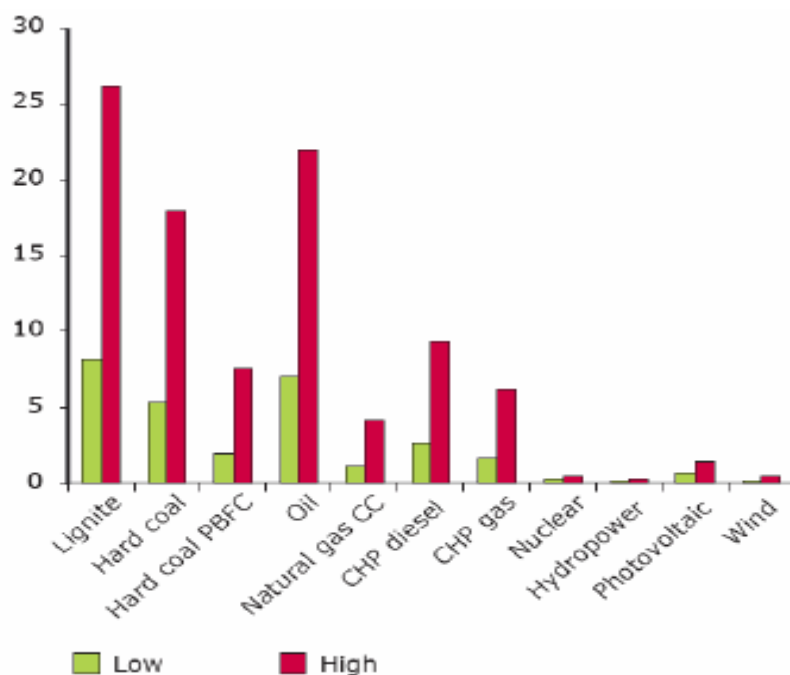
4.6.- Externalidades ambientales de la producción de energía

Los costes externos que se derivan de los efectos ambientales de la producción de electricidad son importantes en la mayoría de los países de la Unión Europea de los 25 (UE-25), reflejando el predominio de los combustibles fósiles en la mezcla de generación. En la UE-25, el total de los costes externos de la producción de electricidad supuso entre el 0,7% y algo más del 2% del PIB en el año 2003. Esto lleva a que los consumidores, productores y responsables políticos, no perciban las señales de precio necesarias para llegar a decisiones sobre la mejor manera de utilizar los recursos.

Los costes externos de la electricidad son los que no se reflejan en su precio, pero que la sociedad en su conjunto debe asumir. Por ejemplo, se producen daños a la salud humana por las emisiones de partículas, SO₂, NO_x y las emisiones de COV, y también a través de la formación de contaminantes secundarios. ¿Quién paga los gastos sanitarios? El conjunto de la sociedad.

Los daños causados por el cambio climático, asociado con las altas emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de combustibles fósiles basados en la producción de energía, también tienen costos considerables. ¿Quién paga los costes económicos derivados del calentamiento? El conjunto de la sociedad.

Estimación de los costes externos medios por tecnologías de generación eléctrica (2005)



Fuente: Agencia Europea de Medio Ambiente. <http://www.eea.europa.eu/es>

NOTA: Sólo se incluyeron una parte de las externalidades de la energía nuclear.

Tal y como señala, la Agencia Europea de Medio Ambiente, las energías fósiles (carbón, petróleo y en menor medida, el gas natural) presentan los costes externos más altos de las tecnologías de generación de electricidad. En el rango de 1,1 c€/kWh -para las tecnologías avanzadas de gas- al 26,3 c€/kWh -para las plantas tradicionales de carbón-. Estos combustibles representaron alrededor del 55% de toda la producción eléctrica en 2003.

La mayoría de estos costes externos se producen durante la producción de la electricidad (es decir, a partir de la quema de carbón y la liberación de determinados contaminantes a la atmósfera, etc.), aunque hay un pequeño componente asociado con otras partes del ciclo del combustible (por ejemplo, debido a la minería y el transporte del combustible). La introducción de tecnologías avanzadas (como el ciclo combinado (CC) y la combustión en lecho fluidizado a presión (PFBC) pueden reducir sustancialmente los costes externos de los sistemas de combustibles fósiles.

Las energías renovables y la energía nuclear muestran un menor daño por unidad de electricidad. No obstante, los costes externos de la energía nuclear que se encuentran en el rango 0.2-0.4 c€/kWh, son debidos alrededor del 70% a la radiactividad, sin asumir los costes en caso de accidentes graves. La solar fotovoltaica presenta un coste alto debido principalmente a una mayor intensidad energética en la fase de fabricación de los paneles, en el rango 0.7-1.4 c€/kWh, sin embargo éstos siguen siendo considerablemente inferiores a los correspondientes a los combustibles fósiles.

En ocasiones, se argumenta que la energía eléctrica proveniente del carbón es más barata. Sin embargo, no se tiene en cuenta los costes externos asociados a las emisiones de CO₂ de esta forma de producción de energía, por citar un ejemplo. Habría que recordar que las emisiones asociadas a las centrales térmicas de carbón

se sitúan en 1.100 gramos (CO₂ equivalentes)/kWh, mientras que la eólica apenas llega a 36 g/kWh, ver tabla más adelante.

La siguiente tabla ilustra las emisiones asociadas de CO₂ equivalente por kWh producido para diferentes formas de producción de energía. Los datos hablan por sí mismos:

Emisiones de efecto invernadero asociadas a las energías renovables y convencionales.	Emisiones g de CO ₂ equivalente/kWh
Producción eléctrica	
Carbón	1.100
Fotovoltaica (p-Si) ⁽¹⁾	189
Fotovoltaica (m-Si) ⁽¹⁾	114
Eólica ⁽¹⁾	36
Cogeneración	
Gasóleo	350
Gas Natural	260
Producción térmica	
Fuelóleo ⁽³⁾	336
Gasóleo C ⁽¹⁾	338
GLP	304
Gas natural ⁽¹⁾	286
Pellets (Astillas de Madera) ⁽²⁾	37
Solar Térmica ⁽⁴⁾	6

4.7.- Propuesta de escenario intensivo en ahorro y eficiencia y en energías renovables en 2015 y 2020

Ante el escenario energético planteado por el gobierno y expuesto en el capítulo 1.3, en este escenario se plantean unos objetivos más ambiciosos en términos de sostenibilidad social y medioambiental. Se espera un mayor esfuerzo en ahorro y eficiencia energética y una mayor penetración de las energías renovables en todos los sectores.

Previsiones sobre la demanda de energía:

El objetivo ambicioso en términos de demanda de energía supone que a partir de 2016 se habrán implementado importantes medidas de ahorro y eficiencia energética y no habrá aumento de consumo energético en términos de energía final. Hasta alcanzar este punto el aumento del consumo energético interanual se irá reduciendo de forma progresiva según avancen las medidas de ahorro y eficiencia energética. Los efectos de la crisis económica sobre el consumo de energía se mantienen según las previsiones del gobierno hasta 2012.

En términos absolutos el consumo de energía final en 2020 se mantiene aproximadamente igual al consumo en 2009.

Consumo de energía final (ktep)

	2008	2009	2010	2011	2012
Consumo de energía final	101.861	94.491	92.086	91.846	92.688
Tasa de variación respecto al año anterior	-2,10%	-7,8%	-2,5%	-1,3%	0,9%

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
93.430	93.991	94.366	94.555	94.555	94.555	94.555	94.555
0,8%	0,6%	0,4%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: IDAE

Respecto a las previsiones de consumo en el sector eléctrico, se realizan las siguientes estimaciones:

Consumo de energía eléctrica (GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda final de electricidad	258.744	243.278	242.596	246.222	252.602
Incremento respecto año anterior	0,4%	-6,0%	-0,3%	1,5%	2,6%

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
259.326	265.960	270.336	274.783	279.294	283.860	288.508	293.221
2,7%	2,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%

Fuente: IDAE

El consumo de energía eléctrica aumenta aunque el consumo de energía final se mantenga constante. Esto es debido fundamentalmente a que se espera una

electrificación del transporte por lo que el aumento en el consumo de electricidad se ve compensado por el descenso en el consumo de productos petrolíferos.

Participación de las energías renovables:

El objetivo en cuanto a cobertura de la demanda final de energía mediante fuentes renovables se sitúa en el 30,2 % (frente al 22,2 planteado por el gobierno), siguiendo la siguiente trayectoria:

	2008	2009	2010	2011	2012
Cobertura energía renovable / energía final	10,1%	11,8%	13,6%	14,7%	15,8%

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
17,1%	18,5%	19,9%	21,7%	23,5%	25,6%	27,8%	30,2%

Fuente: IDAE

Consumo de energías renovables

	2009	2015	2020
Energías renovables para generación eléctrica (Ktep)	6.608	11.161	17.246
Hidroeléctrica > 10 MW (GWh)	21.048	26.129	26.000
Hidroeléctrica < 10 MW (GWh)	5.200	7.883	9.294
Eólica terrestre (GWh)	36.615	55.100	76.000
Eólica marina (GWh)	0	0	10.500
Solar termoeléctrica (GWh)	100	12.500	25.000
Solar fotovoltaica (GWh)	6.041	10.920	21.840
Biomasa (GWh)	2.280	6.000	12.000
Biogás (GWh)	592	2.800	5.600
Energías del mar (GWh)	0	63	750
Geotermia (GWh)	0	0	600
Total energías renovables para generación eléctrica (GWh)	71.876	121.394	187.584
Energías renovables para calefacción/refrigeración (ktep)	3.507	5.034	7.102
Biomasa	3.316	4.472	6.130
Biogás	26	71	126
Geotérmica	9	36	63
Paneles solares y otros calef/refrig	156	454	782
Paneles solares (miles de m2)	2.018	5.874	10.112
Energías renovables en transporte (ktep)	1.044	2.918	4.231
Bioetanol + bio-ETBE (m3)	306	1.731	2.510
Biodiesel (m3)	1.136	2.608	3.782
Bioetanol + bio-ETBE (ktep)	155	875	1.269
Biodiesel (ktep)	889	2.042	2.961
TOTAL EN RENOVABLES (Ktep)	11.159	19.112	28.578
% Energías renovables / Energía final	11,8%	19,9%	30,2%

Fuente: IDAE

Escenario planteado por el Gobierno en Diciembre 2009

	2009	2015	2020
Energías renovables para generación eléctrica (Ktep)	6.694	10.060	13.415
Hidroeléctrica > 10 MW (GWh)	21.048	26.129	26.000
Hidroeléctrica < 10 MW (GWh)	5.200	7.528	7.900
Eólica terrestre (GWh)	36.615	60.175	73.500
Eólica marina (GWh)	0	0	10.500
Solar termoeléctrica (GWh)	100	8.703	15.353
Solar fotovoltaica (GWh)	6.041	10.374	14.316
Biomasa (GWh)	2.280	3.723	6.000
Biogás (GWh)	592	1.563	2.800
Incineración de RSU (GWh)	933	996	1.400
Energías del mar (GWh)	0	0	250
Geotermia (GWh)	0	0	300
Total energías renovables para generación eléctrica (GWh)	72.809	119.191	158.319
Energías renovables para calefacción/refrigeración (ktep)	3.507	4.499	5.618
Biomasa	3.316	3.997	4.850
Biogás	26	63	100
Geotérmica	9	33	50
Paneles solares y otros calef/refrig	156	406	618
Paneles solares (miles de m2)	2018	5250	8.000
Energías renovables en transporte (ktep)	1.044	2.608	3.500
Bioetanol + bio-ETBE (m3)	306	1.547	2.077
Biodiesel (m3)	1.136	2.331	3.129
Bioetanol + bio-ETBE (ktep)	155	782	1.050
Biodiesel (ktep)	889	1.825	2.450
TOTAL EN RENOVABLES (Ktep)	11.245	17.167	22.533
% Energías renovables / Energía final	11,9%	17,9%	22,2%

Fuente: IDAE

Hay que recordar que la mayor penetración de las energías renovables en comparación con los objetivos del gobierno se consigue tanto por la instalación de mayor potencia renovable como por la contención en el consumo de energía.

En el área de generación eléctrica la potencia renovable a instalar para conseguir los objetivos indicados y su comparación con los objetivos del gobierno es:

Potencia eléctrica acumulada en energías renovables (MW)

	2009	2015	2020	2020 gobierno
Hidroeléctrica > 10 MW	14.112	14.112	14.112	14.112
Hidroeléctrica < 10 MW	2.077	2.500	3.000	2.550
Eólica	18.263	29.000	40.000	35.000
Eólica marina	0	0	5.000	5.000
Solar termoeléctrica	361	5.000	10.000	6.141
Solar fotovoltaica	3.804	8.400	16.800	9.544
Biomasa	452	1.000	2.000	1.000
Biogás	91	400	800	400
Energías del mar	0	25	300	100
Geotermia	0	0	100	50
Total Energías Renovables	39.160	60.437	92.112	73.897

Fuente: IDAE

La distribución de la potencia requerida por cada tipo de tecnología, se ha realizado de forma que sea posible técnicamente según el grado de maduración de cada tecnología y las expectativas de crecimiento de los diferentes subsectores, manteniendo siempre el criterio de sostenibilidad medioambiental.

Área eléctrica:

La energía hidroeléctrica de gran tamaño (>10MW) no puede aumentar su potencia por el gran impacto medioambiental y social que produciría, e igualmente en energía mini-hidráulica aunque puede aumentar algo su potencia no se espera un crecimiento muy importante.

En el subsector eólico existe potencial para alcanzar los 40.000 MW en tierra según la evaluación de la Asociación Empresarial Eólica. Este objetivo es medioambientalmente posible siempre que se impulse la energía mini-eólica y se eliminen las barreras para posibilitar la generación distribuida y el autoconsumo. A la hora de calcular la energía que se produciría se ha tenido en cuenta que se va a pasar a ocupar peores emplazamientos en las instalaciones por lo que el número de horas media de funcionamiento pasa de 2100h anuales en 2009 a 1900h en 2015 y 2020.

En un escenario en el que las energías renovables van a cubrir una gran parte de la demanda eléctrica, algo mas del 50%, la energía solar termoeléctrica con acumulación tiene que jugar un papel muy importante como energía de respaldo ante otras tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica que están mas limitadas según las condiciones climatológicas. La posibilidad de instalar los 9.000 MW propuestos para el año 2020, es viable siempre que se den los apoyos necesarios e incluso la asociación del sector Protermosolar tiene como objetivo superar los 10.000 MW en 2020²⁹.

En la planificación de la potencia en solar fotovoltaica a instalar se ha tenido en cuenta la propuesta realizada por KPMG³⁰ para la asociación del sector fotovoltaico, ASIF, sobre impulsar el autoconsumo y la generación distribuida mediante la integración de los módulos fotovoltaicos en tejados de las viviendas. La generación distribuida tiene grandes ventajas a nivel social y medioambiental y es la forma en la que se podría alcanzar los 16.800 MW en 2020. Las principales ventajas son: se utilizan terrenos ya urbanizados sin necesidad de utilizar suelo rural o con otros fines; se reducen de forma muy importante las pérdidas por transporte de electricidad; y los consumidores de electricidad pueden planificar su consumo según las condiciones para la generación. Al igual que en el caso de la energía eólica, se ha tenido en cuenta una disminución en el número de horas de funcionamiento anuales de 1500h en 2009 a 1300h en 2015 y 2020. Esto ocurre al aumentar la proporción de instalaciones sobre tejado frente a instalaciones sobre suelo.

Al igual que la energía solar termoeléctrica la energía eléctrica generada a partir de biomasa y biogás sirve como energía de respaldo en un escenario de alta cobertura de demanda mediante energías renovables. Son unas tecnologías completamente gestionables que pueden entrar en funcionamiento para cubrir los huecos de las tecnologías que lo son menos. Alcanzar el objetivo planteado sería posible mediante un apoyo a la generación acorde a los costes del combustible.

La incineración de residuos no constituye una tecnología medioambientalmente sostenible, por lo que no se considera como energía renovable en este escenario. A nivel de gestión de residuos la incineración no es sostenible pues no cierra el ciclo de los materiales, por el contrario en una gestión sostenible se debe primar la prevención, la reutilización y el reciclaje de los residuos, potenciando estas áreas no sería

²⁹ Nota de prensa Protermosolar, 08 de Abril de 2010.

³⁰ "Informe estratégico para el sector fotovoltaico en España: acercándonos a la paridad de red" KPMG. Octubre de 2009.

necesario la instalación de más plantas de incineración; por otro lado se producen emisiones y residuos (óxidos de nitrógenos, dioxinas, furanos y partículas sólidas) muy contaminantes.

Por último las tecnologías menos maduras tecnológicamente como las que utilizan fuentes de energía marinas o la energía geotérmica para la producción de electricidad pueden empezar su participación en el mix eléctrico en el año 2020 con un apoyo similar al que han tenido el resto de tecnologías durante la última década.

El sector eléctrico es el sector en el que se va a realizar un mayor esfuerzo para cumplir los objetivos globales en cuanto al consumo de energías renovables. La cobertura que se obtiene con estas tecnologías en la producción de electricidad es:

Cobertura de la producción eléctrica mediante energías renovables

	2009	2015	2020	2020 gobierno
Producción bruta (GWh)	295.728	329.013	354.384	380.102
Total energías renovables para generación eléctrica (GWh)	71.876	121.394	187.584	158.319
Cobertura con energías renovables	24,3%	36,9%	52,9%	41,7%

Fuente: IDAE

Área térmica y biocarburantes:

El área térmica está teniendo un menor desarrollo del esperado y es necesario que se tomen las medidas adecuadas para impulsar en esta área las energías renovables, ya que la generación de energía térmica tiene ventajas muy importantes: mejores eficiencias que en generación eléctrica; mayores posibilidades de generación distribuida, en la que la generación de energía se produce cerca de los puntos de consumo por lo que se evitan pérdidas en el transporte.

La energía solar térmica de baja temperatura tiene un gran potencial si se le aplican las medidas de apoyo adecuadas, ya que es un sector muy maduro a nivel tecnológico. Apoyar las instalaciones en la rehabilitación de viviendas haría que no fuese tan dependiente del sector de la construcción de nuevas viviendas. Para marcar el objetivo de 12 millones de metros cuadrados de captadores solares térmicos instalados en 2020 se han tenido en cuenta las estimaciones de la asociación ASIT que estima que se pueden alcanzar los 14 millones de metros cuadrados en 2020 mediante un marco regulatorio específico para el sector en el que se prime la producción de energía térmica y no solo la instalación, con lo que también mejoraría la eficiencia de las instalaciones y equipos.

La energía proveniente de la biomasa para usos térmicos también se basa en una tecnología muy madura por lo que con los apoyos adecuados se puede lograr el objetivo propuesto.

De igual forma se plantean objetivos alcanzables para el biogás y la energía geotérmica, según su nivel de maduración recalando que las áreas de generación térmica tienen aún mucho potencial que desarrollar.

Respecto al área de los biocarburantes se hace necesario objetivos ambiciosos. Como se ha visto el sector transporte es el principal consumidor de combustibles fósiles y esto hace especialmente necesaria su transición hacia un modelo más sostenible, mediante el ahorro energético, la electrificación y una mayor penetración de los biocarburantes.

4.8.- Propuestas

Las políticas energéticas favorables a la penetración de las energías renovables deben asegurar: la apuesta por la prima y su ajuste en función de la evolución de la curva de aprendizaje de cada una de las tecnologías; el apoyo al sector industrial autóctono, que se prioricen las instalaciones de solar fotovoltaica en tejado respecto a las explotaciones en superficie, y por último, evitar los comportamientos especulativos sin estrangular la actividad económica de este sector.

- **Potenciar el autoconsumo y la generación distribuida**

La generación de electricidad distribuida, tiene numerosas ventajas: acerca los puntos de producción de electricidad a los consumidores por lo que se consigue una disminución de las pérdidas por transporte (alrededor del 10% de la electricidad se pierde en el transporte); menor impacto ambiental al aprovechar el entorno urbano (por ejemplo en el caso de la fotovoltaica las cubiertas y tejados ya existentes) sin necesidad de utilizar suelo con otros posibles usos (agricultura, etc.) y disminuyendo el impacto visual; mejora la gestión de la demanda pues los consumidores al ser también productores de energía pueden modificar sus horas consumo para ajustarla a la oferta de energía (esto se potenciaría con tarifas con discriminación horaria) y democratiza la producción y el acceso a la energía al ser los propios consumidores los propietarios de los medios de producción de la energía dispersando el poder que actualmente tienen las grandes corporaciones del sector energético.

La energía solar fotovoltaica (y en menor medida la eólica) es especialmente apropiada para la generación distribuida y el autoconsumo en el sector residencial. Cuando se alcance o se supere la paridad de red³¹ al consumidor de electricidad le saldrá más rentable producir su propia energía fotovoltaica que comprarla a la red. En el sector residencial, al tener la tarifa eléctrica más alta, se podría alcanzar la paridad de red en poco tiempo (alrededor del 2016 en España), según aumente el precio de la electricidad y disminuyan los costes de producción de la fotovoltaica. Para llegar a este objetivo y potenciar la instalación de paneles fotovoltaicos en los tejados de las viviendas, es necesario pasar por una etapa previa de adaptación en la que se incentive, mediante primas, el autoconsumo. Ver anexo II para una explicación detallada de la propuesta de marco retributivo (FiT Net-Metering) para esta etapa intermedia. Este sistema retributivo no supondría un coste adicional para el Sistema Eléctrico por encima del ya acordado, simplemente sería un modelo retributivo mas eficiente y mas enfocado a la generación distribuida.

De igual forma en la generación de energía térmica, la energía solar térmica, geotérmica y biomasa deben generalizarse en el sector residencial, tanto en cada edificio como en redes urbanas de calor y frío (a nivel de barrio, distrito o municipio), donde tienen un enorme potencial tanto para calefacción en invierno como para climatización en verano.

Se debe impulsar la rehabilitación de edificios para aumentar la eficiencia energética y para introducir las energías renovables en la edificación. Esto también tendría grandes beneficios en relación al empleo y a la reactivación del sector de la construcción. Las ventajas fiscales para edificios con menos consumo de energía, son una buena forma para potenciar la eficiencia energética y la introducción de energías renovables, de

³¹ Paridad de red: Se alcanza al igualarse el coste de producción de la energía al precio de referencia de la electricidad consumida de la red.

forma similar a lo que ocurre en el sector del automóvil, dónde los vehículos con menos emisiones tienen beneficios fiscales.

Para que los ciudadanos puedan acceder a la generación de energía, es necesario aumentar los apoyos a la inversión inicial y respaldar mecanismos para facilitar el acceso al crédito.

También es muy importante eliminar las barreras administrativas para el pequeño consumidor/productor. Actualmente el pequeño generador de energía debe realizar los mismos trámites que los productores de los grandes parques, lo que dificulta de hecho la entrada de estos actores.

- **Coche eléctrico y energías renovables**

La introducción del coche eléctrico para reducir las emisiones de CO₂ debe estar condicionada a que la electricidad que usen sea de origen no fósil. Por ello toda la instalación de potencia que se prevea para cubrir esta demanda debe ser libre de emisiones de CO₂. Para que esto sea totalmente cierto, y no aumente la necesidad de energía de origen fósil, deben realizar su consumo de electricidad únicamente en horas valle.

- **Sistema de primas**

El propio sector fotovoltaico ha propuesto disminuir las primas un 27,2% (en el sector residencial) para poder alcanzar la paridad de red en el 2016. Esta medida potenciaría el esfuerzo que debe hacer el sector para bajar los costes y hacer a esta energía más competitiva, así como ahuyentaría la inversión especuladora pues se alargan los tiempos de amortización.

El sistema de cupos introducido por el RD 1578/2008 debe ser eliminado pues supone un paso atrás en la instalación de sistemas de generación de energía renovable. La forma de obtener un crecimiento ordenado de las instalaciones y crear un tejido industrial fuerte es fijar unas primas decrecientes adecuadas al coste de generación, tal y como se está desarrollando en Alemania, por ejemplo.

El sistema de cupos ha conllevado varios problemas al margen de frenar el mercado. Por un lado facilita la especulación al darle un gran valor a un "papel" o derecho a instalar; es un sistema que favorece a las grandes empresas generadoras frente a las pequeñas empresas, pues obliga a una gran inversión inicial antes de tener seguridad de que el proyecto se vaya a realizar por lo que para las pequeñas empresas es casi imposible acceder a un crédito; para las nuevas tecnologías, impide que se introduzcan las innovaciones mas recientes al tener que presentar los proyectos con 2 ó 3 años de antelación, por ejemplo en energía solar termoelectrica existen actualmente 2000 MW ya asignados en los que se han repetido los diseños ya probados, cuando en 2 años se podrían realizar plantas con diseños mas eficientes.

A largo plazo es importante apoyar tecnologías ahora menos desarrolladas que aunque a corto plazo suponen un esfuerzo económico, a largo plazo supondrán grandes ventajas, como ya se ha expuesto.

En el caso de la energía solar térmica, sería más eficiente primar la producción térmica (ktep o MWh térmicos) y no la superficie instalada pues esto lleva a instalaciones poco eficientes en las que priman el criterio de bajar el coste de instalación.

Respecto a la inversión en I+D por parte de las empresas del sector de las energías renovables, debe seguir aumentando el esfuerzo económico, para conseguir que la industria sea competitiva, que disminuyan los costes de estas tecnologías y que

España mantenga su posición de liderazgo mundial. Hay que evitar que un futuro ocurra lo sucedido en otros sectores (cómo el del automóvil) en los que la innovación y la tecnología se importa de otros países, manteniendo en España tan solo la producción.

En el sector eólico se deben promover los llamados parques singulares (en los que se prueban nuevos prototipos, etc.) con condiciones especiales para favorecer el I+D+i en la industria.

La incineración de residuos no debe de ninguna manera considerarse una fuente renovable de energía y tiene que excluirse del régimen especial de generación de energía eléctrica. Actualmente, se está primando el KWh producido por la quema de basuras (RD661/2007). La incineración consume materiales contenidos en los residuos que tienen que ser extraídos, transportados y producidos nuevamente, lo que deriva en un agotamiento de los recursos naturales.

La incineración de residuos no es una solución, sino todo lo contrario. Aunque el sector presenta las incineradoras como fuentes de energía verde, rara vez se menciona que son importantes emisoras de gases de efecto invernadero y un problema para el calentamiento global. La eficiencia energética de las incineradoras es baja y deben emplear combustibles auxiliares como el gas natural, el gasóleo o los aceites desclasificados. De hecho, en términos de emisiones de CO₂ por kilovatio hora generado, emiten más que una planta térmica de gas o carbón. Se conocen las soluciones para una gestión sostenible y responsable de los residuos y éstas son desde el punto de vista económico, sanitario y ambiental mejores, como la recogida selectiva de materia orgánica para biodigerir, obtener energía y compostar. Así mismo, es mejor dirigir los esfuerzos hacia acciones puntuales como: ecodiseño, reducción, reutilización y reciclaje, lo mismo que desarrollar estrategias para evitar la cultura de usar y tirar.

Incinerar los residuos es muy caro y disminuye la generación de empleo en el sector. La actual inversión en incineración de RSU en España es de 664,46 millones de euros. Si finalmente se ponen en marcha los nuevos proyectos previstos, serían necesarios otros 1.113,47 millones de euros para ello. Respecto al empleo, utilizando políticas basadas en la recuperación y el reciclaje, se generarían 43.405 nuevos empleos (con los objetivos que fija la DMR para 2020 del 50% de reciclaje), frente a los 2.670 puestos que se generarían, según los datos de la patronal, si se pusieran en marcha todos los proyectos nuevos de incineradoras y ampliaciones de algunas de las existentes.

- **Propuestas específicas por tecnología**

En la **biomasa** que es la más variada por su origen y por sus usos y la más olvidada. Es preciso establecer medidas para garantizar el suministro de materia prima, especialmente en plantas de generación eléctrica, potenciando la estructura de las empresas suministradoras y posibilitando acuerdos de suministro a largo plazo en cada subsector.

Las diferentes administraciones públicas con competencias en estas materias, fundamentalmente las autonómicas y las municipales, deben poner en marcha medidas políticas para incentivar y facilitar el desarrollo de la biomasa. Nos estamos refiriendo a promover canales logísticos para la retirada de los residuos (combustible), ofrecer ayudas para la realización de esas tareas agrícolas y selvícolas o ayudar a promover instalaciones con financiación específica de Agencias de Energía o Cajas de Ahorros.

Estudiar la conveniencia de mejorar la retribución por el kw/h en el caso del biogás en instalaciones agroindustriales o ganaderas.

Dotar de un marco de apoyo sólido a los sistemas centralizados de calefacción por biomasa.

Desarrollo de la estrategia para el Uso Energético de la Biomasa Forestal Residual y elaborar una estrategia específica para la biomasa residual agrícola.

Respecto de los **biocombustibles** hay que estudiar la aplicación de sistemas de certificación de la sostenibilidad ambiental y social de la materia prima importada, así como los mecanismos para potenciar el uso de materia prima autóctona, así como para evitar la importación de biocarburantes que hundan los precios en España.

Impulsar la I+D+i de los biocarburantes de segunda generación basados en materias primas lignocelulósicas, algas y residuos domésticos y agrícolas. También consideramos que se debe apostar por la investigación del hidrógeno como vector energético alternativo a largo plazo en el transporte.

En **eólica** estudiar una mejora del actual sistema de apoyo a la repotenciación (repowering) de parques eólicos antiguos, que puede suponer incrementar la potencia en este ámbito en unos 3.000 MW adicionales con una mayor eficiencia en el uso del territorio y con menores efectos ambientales.

Potenciación de la eólica Off Shore (marina).

La energía **fotovoltaica** suele desarrollarse, y es deseable que así sea, a través de instalaciones con escasa potencia eléctrica a las que se exige una gran variedad de permisos. Dado su escaso impacto ambiental convendría estudiar una simplificación y adecuación de los procedimientos administrativos de autorización y conexión a red, especialmente en cuanto a las instalaciones inferiores a 1 MW y a las de tejado.

En cuanto a la **solar termoeléctrica**, es necesario potenciar la hibridación de esta tecnología con biogás y biomasa. Se debe primar el uso de estas fuentes de apoyo en detrimento del uso del gas.

Estudiar mecanismos para garantizar los consumos de agua necesarios en estas instalaciones, dotándoles de prevalencia, en caso de escasez, con respecto de otras actividades económicas, ya que supone un uso energético que tiene indudables ventajas ambientales y económicas globales.

Respecto de la **solar térmica** es preciso incrementar los sistemas de vigilancia, seguimiento y control del cumplimiento del Código Técnico de la Edificación (CTE), de las Ordenanzas solares y del RITE en cuanto a la instalación de energía solar térmica (EST) en las nuevas viviendas y edificios.

Va a ser importante en esta nueva fase seguir dando incentivos para promover instalaciones en los edificios y viviendas del parque edificatorio existente.

Asimismo deben desarrollarse Planes de instalación de EST en todas las administraciones públicas (Estado, Autonomías, Ayuntamientos)

Desarrollo de normativa (en la ley de ahorro, eficiencia energética y energías renovables) que establezca la obligación, en unos determinados plazos y con ciertos requisitos, de incorporar EST en instalaciones de gran consumo (hoteles, piscinas cubiertas deportivas, residencias, hospitales, ciertas industrias....) e, incluso, en cierta tipología de viviendas. La medida debería acompañarse con subvenciones parciales o ayudas financieras.

Apoyo especial a los sistemas de climatización para refrigeración con EST.

En **minihidráulica** Plan para la mejora de la capacidad de bombeo con presas reversibles, para cuando sobre producción por las noches.

En cuanto a **geotérmica** hay que estudiar en el nuevo plan de ER medidas para potenciar la geotérmica para climatización de edificios con bomba de calor y la de alta temperatura para electricidad. Para fines térmicos parece que puede tener un gran desarrollo ya que la inversión inicial se amortiza rápidamente (unos 7 años) y puede ser útil para la rehabilitación de edificios existentes.

La energía de las **olas** y de las **mareas** requiere estudiar mejor los recursos y potenciar la I+D+i.

5.- CONCLUSIONES

La energía es imprescindible para satisfacer gran parte de las necesidades humanas básicas, facilita o sustituye buena parte del trabajo humano, permitiendo realizar diversas tareas con menor esfuerzo y mayor eficiencia y ayuda a generar las condiciones materiales para el desarrollo.

La generación de energía y su distribución tienen por objeto prestar servicios energéticos, que son los que proporcionan el bienestar material. El objetivo de un sistema energético debe ser maximizar la satisfacción de las necesidades sociales de servicios energéticos minimizando la cantidad de energía.

El sistema actual de producción y consumo de la energía es socialmente desigual, consume recursos no renovables y produce externalidades económicas negativas e impactos ambientales.

La desigualdad se refleja en el hecho de que la cuarta parte de la población mundial consume el 75% de la energía, mientras que 2.000 millones de personas no tienen acceso a la electricidad.

El uso masivo de las fuentes convencionales de energía es una de las causas más importante del deterioro ambiental por los impactos negativos sobre la biosfera como la deforestación, la contaminación atmosférica urbana, la lluvia ácida, los residuos radiactivos y el cambio climático, que se ha convertido en una de las principales amenazas globales para el devenir de la humanidad. La energía es responsable del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero, incluido el transporte que emite ya el 25% del total y ha aumentado sus emisiones en más de un 90% desde 1990.

Las externalidades o costes de los daños ambientales y a la salud no contabilizados derivados del uso de la energía en sus aplicaciones principales -la producción de electricidad y el transporte- han alcanzado enormes dimensiones y se están incrementando considerablemente debido al cambio climático. En la Unión Europea los costes externos de la producción de electricidad oscilan entre el 0,7% y el 2% del PIB. Las externalidades del transporte alcanzan el 7,3% del PIB europeo y el 9,6% del español, siendo las derivadas del transporte por carretera más de tres cuartas partes del total.

El uso masivo del petróleo y derivados -cuya versatilidad y capacidad energética ha permitido utilizarlo en un amplio abanico de sectores, entre ellos el transporte- ha generado una grave situación de desigualdad y dependencia para las economías de los países que no disponen de tal recurso.

El grado de dependencia energética de España es del 89,2% (2008). La factura del petróleo supone alrededor del 50% de su déficit comercial, ocasionando una notable pérdida de renta y de competitividad exterior.

La época del petróleo abundante y barato ha llegado a su fin. Es urgente tomar medidas que reduzcan la dependencia del petróleo e ir avanzando con diligencia en la implementación de instrumentos y medidas dirigidas a investigar y aplicar nuevas fuentes autóctonas de energía para reducir la dependencia y el coste económico de las importaciones de petróleo, así como a incrementar el ahorro y el uso eficiente de los recursos disponibles.

El mix de generación eléctrica, que ha ido cambiando a lo largo del tiempo, va a cambiar todavía más: se va a producir un cambio de modelo de generación orientado a la sustitución de las fuentes convencionales, no renovables y contaminantes, por un

mix diversificado de energías renovables. Los países que estén mejor situados en ese cambio disfrutarán de un modelo energético menos dependiente, socialmente más accesible, económicamente más competitivo y ambientalmente más responsable.

Cierto cambio de modelo energético en esa dirección se está produciendo ya en todo el mundo, en Europa y en España debido a la necesidad de disponer de fuentes energéticas alternativas a las fuentes no renovables y de evitar un cambio climático catastrófico. Las tendencias del cambio apuntan hacia la generalización de la extensión de las energías renovables, una mayor consideración de las medidas de ahorro y eficiencia en edificios, procesos industriales y vehículos, y –de manera más incipiente- al desarrollo de la energía distribuida y de las redes inteligentes y a una transformación de los modos y usos energéticos en el transporte.

El cambio de sistema energético, hacia una economía más sostenible y baja en carbono, podría ser parte de la solución no sólo a la crisis climática, sino también a la crisis económica. El cambio del sistema energético se convierte en el vector principal del cambio hacia un nuevo modelo productivo, en el que cambiarán no sólo los procesos de generación de energía, sino también los procesos de consumo, afectando radicalmente a sectores como la edificación, la industria y el transporte.

Desde la perspectiva del empleo, este cambio de modelo productivo no sólo generará cientos de miles de nuevos empleos verdes asociados a la implementación de la eficiencia energética y las energías renovables, sino que también posibilitará la transformación de millones de empleos tradicionales, en la edificación, el transporte y otros muchos sectores, haciendo de ellos empleos sostenibles.

Los objetivos de la política energética deben ser:

- **Sostenibilidad ambiental del sistema energético.**

Reduciendo el uso de recursos y evitando la generación de residuos, vertidos y emisiones contaminantes y los impactos ambientales sobre el suelo, el ciclo del agua y la atmósfera; haciendo compatible el modelo energético con la protección de la salud, la conservación de los recursos naturales, la protección de la biodiversidad y la lucha contra el cambio climático.

- **Sostenibilidad social del suministro energético.**

Asegurando el acceso a toda la población. Con precios y tarifas que no excluyan del suministro energético básico a las capas más desfavorecidas y que a la vez incentiven el ahorro.

- **Sostenibilidad económica y reducción de costes.**

Evitando las externalidades y la dependencia, reduciendo el uso de materias primas no renovables y alcanzando un mix energético sostenible para la electricidad y el transporte que ayude a la economía española a ser competitiva internacionalmente.

- **Ahorro y eficiencia.**

Reduciendo la intensidad energética, desacoplando el uso de energía del incremento del PIB para alcanzar una reducción progresiva de la demanda total, con medidas de ahorro y eficiencia y de gestión de la demanda.

- **Autonomía energética.**

Desarrollando el acceso a fuentes autóctonas y renovables de producción de la energía.

- **Diversificación energética y garantía de suministro.**

Desarrollando la maduración, implementación y despliegue de las tecnologías que permitan el acceso a dichas fuentes autóctonas y renovables de manera que se asegure a través de ellas la garantía de suministro, con el necesario apoyo de algunas de las fuentes convencionales en la transición.

- **Generación más distribuida.**

Facilitando la implantación de las tecnologías que mejor permiten su desarrollo, especialmente la instalación de energías renovables en edificios, que permitirán un mayor acceso a la generación de la energía y el autoconsumo. La generación distribuida reducirá los costes ambientales y económicos al incentivar una mejor gestión de la demanda y evitar las pérdidas de transporte. También democratiza el acceso a la generación de energía sustrayéndola del control exclusivo de los grandes operadores tecnológicos y financieros.

- **Servicio público.**

Considerando la producción y uso de la energía como un servicio público esencial, que debe ser planificado y regulado desde instancias públicas y controlado socialmente.

El nuevo modelo energético a desarrollar teniendo en cuenta dichos objetivos requiere vislumbrar nuevos escenarios de transición energética que desarrollen el ahorro y eficiencia y la implantación de energías renovables, así como la articulación de propuestas en cada una de las áreas de gestión, producción y consumo energéticos.

La propuesta de Escenario intensivo en ahorro y eficiencia y en energías renovables para 2015 y 2020 desarrollada en este informe representa una hoja de ruta económica y tecnológicamente posible, así como social y laboralmente beneficiosa para ir avanzando en la transición entre la situación actual y un nuevo modelo energético sostenible.

6.- PROPUESTAS

Las principales propuestas de políticas y medidas para alcanzar los objetivos, relativas a las diversas áreas relacionadas con la gestión, producción y consumo, son:

6.1.- Ahorro y eficiencia

- Ley de ahorro y eficiencia energética que defina las medidas de gestión de la demanda en los sectores finales, regule las auditorias energéticas y las empresas de servicios energéticos y establezca requisitos el diseño de productos y medidas avanzadas de eficiencia energética para edificios, equipamientos y vehículos.
- Rehabilitación y modernización energética de las viviendas y edificios con planes, incentivos y requerimientos de eficiencia obligatorios en el parque existente, en plazos apropiados y con medidas de carácter social para apoyar a la población más vulnerable.

6.2.- Gestión de la demanda en la planificación energética

- Normativa y políticas de precios y costes, para una mejor gestión de la demanda para el aplanamiento de la curva de demanda y satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad con menor coste, menor capacidad instalada y menor consumo.
- Impulso a la creación de un “mercado de la eficiencia energética” que permita que empresarios y particulares puedan implantar medidas de ahorro y eficiencia.

6.3.- Transporte y movilidad sostenible

- Pacto político, social y territorial para la movilidad sostenible participado y concertado par las administraciones públicas estatal, autonómica y local con los agentes sociales, económicos y ambientales.
- Ley de Movilidad sostenible, superando las limitaciones de la actual Estrategia, que vincule urbanismo, ocupación del territorio y movilidad, como instrumento de ordenación de las políticas, planes y programas, que de prioridad a la mejora de la gestión sobre la construcción de nuevas infraestructuras.
- Modificación de las prioridades de inversión en infraestructuras de transporte: estableciendo una moratoria a la construcción de vías de alta capacidad, trenes de alta velocidad y aeropuertos cuyas demanda previsiones de demanda no justifiquen la viabilidad económica; priorizando las inversiones hacia el

transporte público urbano y metropolitano, el transporte interurbano de viajeros por ferrocarril convencional y el transporte de mercancías en ferrocarril.

- Medidas dirigidas a racionalizar el funcionamiento del transporte de mercancías modificando el reparto modal a favor del ferrocarril y del transporte marítimo, disminuyendo el transporte por carretera.
- Electrificación del conjunto del transporte público. Penetración del vehículo eléctrico para reducir la contaminación urbana y sustituir combustibles fósiles por energías renovables, en un contexto de contención del parque automovilístico por transferencia de transporte particular a colectivo, un menor uso de aquel y un nuevo equilibrio modal.
- Obligación de adoptar planes de movilidad en empresas y áreas con elevada concentración de trabajadores e incentivos para las empresas o asociaciones de usuarios que mejoren la sostenibilidad energética y ambiental de la movilidad. Actuación ejemplar de las administraciones públicas en la adopción de planes y medidas.
- Mejora del funcionamiento, integración y coordinación de todos los operadores de los consorcios y autoridades de transporte público, integradores de los distintos modos, medios y servicios de transporte público, asegurando la implantación de un bono de transporte y la integración tarifaria en todos los territorios metropolitanos.
- Ley de Financiación del Transporte Público, para garantizar el sostenimiento de la completa accesibilidad en todo el territorio, a la que contribuiría una tasa sobre los hidrocarburos.

6.4.- Generación distribuida

- Modificar la normativa, eliminando las barreras administrativas para los pequeños productores/consumidores, para favorecer la extensión de la generación distribuida y del autoconsumo procedente de instalaciones renovables.

6.5.- Redes inteligentes

- Desarrollo de redes inteligentes, imprescindible para favorecer una gestión de la demanda más eficiente, la penetración de las renovables, el abaratamiento de los costes y la implantación del coche eléctrico.
- Instalación generalizada de contadores inteligentes (*smart meters*).

6.6.- Un sistema cada vez más renovable

Promoción de las energías renovables

- Continuar las políticas favorables al desarrollo de las energías renovables que se habían establecido y desarrollar otras nuevas en la perspectiva de alcanzar el 36,9% de producción de energía eléctrica de origen renovable para 2015 y el 51,9% para 2020.
- Apostar por la prima como sistema de incentivo, ajustándola en función de la evolución de la curva de aprendizaje de cada una de las tecnologías, dando estabilidad al sistema y evitando comportamientos especulativos; apoyo al sector industrial autóctono; prioridad a las instalaciones de solar fotovoltaica en cubierta respecto a las instalaciones en suelo.
- Impulsar medidas incentivadoras para la utilización de fuentes renovables en la generación de energía térmica (energía solar térmica, geotérmica y biomasa), potenciando el autoconsumo tanto en el sector residencial (edificios y redes urbanas) como en la industria y los servicios.
- Exclusión de la incineración de residuos del régimen especial de generación eléctrica por no ser una energía renovable.

Gestionar la mayor participación de renovables

- Implementación de las oportunidades de almacenamiento, como el bombeo reversible, y fomento de la I+D+i para las tecnologías que lo faciliten, así como para el desarrollo e implantación de redes inteligentes.
- Aumento y mejora de la capacidad de interconexión con el fin de compensar la variabilidad de la aportación renovable, especialmente en el caso de la eólica, evitando los vertidos de energía. La variabilidad renovable se compensa con medidas adecuadas de acumulación, diversificación tecnológica y con la posibilidad de importar energía de puntos que se encuentran en picos de producción hacia los que están en la situación contraria.
- Las interconexiones deben plantearse desde esa perspectiva, así como garantizando la minimización de daños ambientales por la adopción de la ubicación, trazado y tecnologías más respetuosos con el medio ambiente, investigando mejoras tecnológicas y aplicando las mejores técnicas disponibles.

Potencia de respaldo para un mix predominantemente renovable

- Adecuación del mix energético actual al papel creciente de las energías renovables, reduciendo la generación de energía fluyente no gestionable como la nuclear
- Habilitar las tecnologías de respaldo a las fuentes renovables a partir del almacenamiento, la hibridación de las termosolares, la biomasa y las centrales de ciclo combinado de gas por su versatilidad y capacidad de arrancar y conectarse a la red con facilidad.
- Mantenimiento del parque de centrales de ciclo combinado, no construyendo nuevas dada la saturación de potencia existente, para que con un mayor número de horas de funcionamiento medio, aporte la potencia de respaldo necesaria para la integración progresiva de renovables.

6.7.- Carbón

- Mantener la producción indispensable para tener abierta la posibilidad de acceder a las reservas de carbón, en caso de crisis de suministro, considerando los aspectos sociales y la necesidad de mantener una determinada producción de carbón autóctono que permita dicho acceso.
- Atendiendo a que la captura y almacenamiento de carbono (CAC) es todavía experimental y de viabilidad incierta dado lo elevado de sus costes económicos, así como las incertidumbres sobre la seguridad del almacenamiento. Evitar políticas de apoyo al consumo de carbón salvo en lo que se justifique por las razones del párrafo anterior.

6.8.- Energía Nuclear

- No construir nuevas centrales nucleares. Calendario de cierre de las existentes a lo largo de la década 2020/2030, teniendo en cuenta los 40 años de vida útil que contempla el Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible, para establecer con antelación suficiente los instrumentos de transición que permitan sustituir la producción y evitar efectos sociolaborales negativos derivados de la finalización de actividad. Simultáneamente al establecimiento del calendario consensuar la ubicación de las instalaciones para albergar los residuos radiactivos de alta actividad.

6.9.- Fiscalidad

- Cambios profundos en la fiscalidad retirando los beneficios fiscales a los servicios y productos energéticos más ineficientes e incentivando otros más eficientes.
- Ley sobre fiscalidad ambiental en la dirección de la proposición presentada por CCOO. Que incluya un impuesto sobre el CO₂ como el vigente en otros países europeos, como Alemania y Dinamarca
- Nueva política fiscal sobre transporte que incorpore los costes externos ligados al ciclo de vida de cada modo y medio de transporte.
- Medidas dirigidas a adecuar el coste de todos los tipos de transporte a los costes reales que tienen para la sociedad, internalizado sus costes externos.

6.10.- Ámbito de la Unión Europea

- Adopción de medidas para que los Estados miembros emprendan una política energética común, económica, social y ambientalmente sostenible, para una estrategia de descarbonización de la actividad productiva y la movilidad mediante cambios en la generación y uso de la energía y en el transporte.
- Adopción del compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 30% para 2020 respecto a 1990, con los correspondientes objetivos de desarrollo de las energías renovables y de disminución del consumo de energía primaria.
- Prioridad a las energías renovables, el ahorro y la eficiencia y las redes inteligentes en las asignaciones del SET Plan y demás ayudas para I+D+i.
- Política fiscal conjunta para una tasa sobre el CO₂ y para la internalización de los costes externos del transporte. De acuerdo con los acuerdos del CE de la Confederación europea de Sindicatos de 3 de junio de 2010.
- Incorporación a las Directivas comunitarias de calidad del aire las recomendaciones de la Organización Mundial de la Salud (OMS) para minimizar el impacto negativo sobre la salud pública de las emisiones.

6.11.- Revisión del funcionamiento del mercado eléctrico

- Reforma la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, recuperando el carácter de “servicio público esencial” del suministro eléctrico.
- Recuperación de la titularidad pública de las redes de transporte, distribución y suministro de electricidad.
- Reforma del mercado de la electricidad de manera que se corrija la situación de remuneración abusiva de la generación hidroeléctrica y nuclear.
- Fijación de precios cumpliendo tres requisitos: 1/ remuneración a coste real con suficiencia para cubrir todos los costes de los procesos energéticos, incluyendo los costes sociales y ambientales; 2/ acceso de los ciudadanos a los servicios energéticos básicos, cuya regulación contemple el acceso para colectivos sociales vulnerables; y 3/ progresividad para disuadir el consumo superfluo.

6.12.- Planificación y democratización de la gestión de la energía

- Caracterización jurídica del suministro eléctrico y de los hidrocarburos para el sector doméstico como servicio público.
- Planificación vinculante de la red de transporte e instalaciones industriales de generación de energía por parte de los poderes y administraciones públicas competentes. Con escenarios energéticos y objetivos revisables de potencia de instalación para cada una de las tecnologías, capacidad de decisión determinante en la política energética, en el funcionamiento del sistema eléctrico y en la regulación efectiva de los mecanismos de mercado donde su funcionamiento se considere posible y conveniente.
- Planificación energética democrática, basada en mecanismos institucionales regulados de información pública y participación social de los agentes sociales y ambientales representativos.

7.- GLOSARIO

La **Agencia Internacional de la Energía (AIE)**: es una organización internacional, creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) establecida en 1974 tras la crisis del petróleo, que busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros y cooperar en el desarrollo de programas energéticos racionales que garanticen la seguridad energética, fomentar el crecimiento económico y proteger el medio ambiente.

El **Panel Intergubernamental de expertos de Cambio Climático (IPCC)**: El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) fue creado en el año 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Es un órgano intergubernamental abierto a todos los países miembros del PNUMA y de la OMM. Cada gobierno cuenta con un punto focal que coordina las actividades relacionadas con el IPCC en el país. En la labor del IPCC participan también organizaciones internacionales, intergubernamentales o no gubernamentales pertinentes. La función del IPCC consiste en analizar, de forma exhaustiva, objetiva, abierta y transparente, la información científica, técnica y socioeconómica relevante para entender los elementos científicos del riesgo que supone el cambio climático provocado por las actividades humanas, sus posibles repercusiones y las posibilidades de adaptación y atenuación del mismo. El IPCC no realiza investigaciones ni controla datos relativos al clima u otros parámetros pertinentes, sino que basa su evaluación principalmente en la literatura científica y técnica revisada por homólogos y publicada.

Energía Primaria: Es la energía que se obtiene en la naturaleza, que no ha sido sometida a ninguna transformación, por ejemplo el petróleo o el carbón.

Energía final: Es la energía tal y como se usa en los puntos de consumo, por ejemplo, la electricidad o gas natural que utilizamos en casa, o la gasolina y el gasóleo con los que llenamos los depósitos de nuestros coches.

Diagrama-Sankey: es la representación gráfica de los caudales (cantidad por tiempo) de p.e. energía, material o dinero a través de un sistema. Normalmente los caudales son representados por flechas, en los cuales el ancho es proporcional al tamaño del caudal mostrado. Mejor que números o descripciones el diagrama le explica cuales caudales benefician y cuales constituyen residuos o emisiones.

8.- ANEXOS

Anexo 1: Documentos de partida para el debate energético

A. Plan de Acción, 9º Congreso Confederal, párrafo 90.

Reclamar la planificación de la política energética, que es un factor esencial de competitividad. Propugnar un marco regulador estable que asegure el abastecimiento a costes competitivos, que cumpla los objetivos de lucha contra el cambio climático elaborando un mix energético suficientemente diversificado, que aumente la eficiencia y el ahorro energético, que priorice el desarrollo de las renovables y apueste por la mayor cuota posible de autoabastecimiento y por la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de energía primaria. A este respecto, CCOO considera que un factor determinante para paliar el desequilibrio existente entre la demanda de consumo energético y el crecimiento económico es el relacionado con el impulso del ahorro y el uso eficiente de la energía, para lo cual conviene utilizar sistemas energéticos más flexibles y desplegar una mayor eficiencia en la transformación y el uso de la energía. CCOO viene haciendo una apuesta real y rotunda por el desarrollo de las energías renovables, sintonizando así con una casi unánime opinión internacional para que este tipo de energías formen parte del futuro sistema energético de una forma más predominante y segura. Esta apuesta se basa en que son inagotables, respetuosas con el medio ambiente y no generan residuos.

Las actuales instalaciones nucleares se construyeron para un periodo determinado de vida útil, teniendo en cuenta las condiciones de seguridad y la garantía de amortización de inversiones. En algún caso, como el de la central de Zorita, la vida útil ha llegado a su fin. En el de la central de Garoña, la UR de CCOO de Castilla y León ha pedido su cierre. En las demás, tal periodo se prolongará todavía unos años, pero no existe todavía un consenso sobre cuál es el periodo exacto a considerar como seguro para la vida útil de los reactores en activo. Para CCOO es preciso que se alcance un acuerdo consensuado sobre la evolución de las centrales nucleares en España, resolviendo la controversia actual sobre cuándo y cómo considerar la vida útil para cada una de las centrales existentes. Y se debe hacer teniendo en cuenta distintos factores: el período razonable de seguridad, la evolución de la población y de la demanda, la aportación de las centrales a la producción de energía eléctrica, el cumplimiento de los compromisos medioambientales adquiridos por nuestro país para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, el desarrollo económico y el desarrollo tecnológico. En este sentido, un eventual escenario de cierre de las centrales nucleares españolas debería acompañarse de un calendario que contemple soluciones a los efectos industriales, laborales y sociales que se puedan derivar de los mismos, adoptando medidas tanto en relación con las plantillas de trabajadores como con respeto al tejido industrial de las comarcas donde se encuentran instaladas. Para ello debiera acordarse un pacto institucional que permita elaborar, aprobar y desarrollar un plan de desarrollo económico y social alternativo a cada central nuclear, basado en la promoción de la instalación de empresas y actividades generadoras de empleo en las localidades donde aquéllas se asientan. La generación de energía eléctrica a través de centrales nucleares ha sido y es un motivo de gran controversia. Este debate debe continuar y la industria nuclear debe encontrar en él el estímulo

necesario para hallar respuestas tecnológicas que permitan superar los niveles de seguridad actuales y el tratamiento de los problemas que plantean los residuos generados, en el bien entendido de que si no se producen los necesarios desarrollos en ese sentido, los inconvenientes actuales que presenta la generación nuclear de energía eléctrica aconsejarían la sustitución de este tipo de energía por otras con menores riesgos.

B. Documento “Reflexiones y propuestas para el cambio de modelo productivo en España”. Apartado 11. Contexto para el cambio, página 95.

La elaboración de propuestas concretas de intervención debe partir de un ejercicio de prospectiva en el que, partiendo de la estructura productiva existente, puedan identificarse las principales tendencias que condicionaran el desarrollo a medio plazo de las actividades económicas. Es imprescindible tener claro cual es el sentido de la dirección del cambio. Conocer cuales son los vectores principales sobre los que se va a sustentar el cambio económico que va a ir produciéndose durante el siglo XXI es condición necesaria para estar entre los países líderes de este siglo, aunque no suficiente, ya que hay que pasar de las ideas a los actos, de la visión de los propósitos.

El principal vector de transformación del aparato productivo y del sistema transporte en los próximos años será pasar de una economía alta en carbono, que utiliza los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) como fuente de energía, a otra nueva economía baja en carbono donde el peso relevante en la generación de energía lo tendrán las energías limpias, es decir las que no emitan gases de efecto invernadero y procedan de fuentes renovables.

Esta transformación en la producción y el consumo energético tendrá a su vez enormes repercusiones en los demás sectores, principalmente en la edificación y el transporte, pero también en la agricultura, la química verde y la agricultura ecológica.

Esta macrotendencia está derivada de los mecanismos de regulación adoptados a nivel internacional para promover la transición a economías de bajas emisiones de carbono, a fin de mitigar en lo posible los efectos ya visibles del cambio climático. Así las regulaciones delimitadas a escala mundial en el Protocolo de Kyoto se verán altamente reforzadas en los próximos acuerdos internacionales (Copenhague), el principal marco de referencia lo constituyen diversos acuerdos europeos como la Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible, el Paquete de Energía y Cambio Climático y la Estrategia de Lisboa, de próxima revisión en términos de mayor sostenibilidad.

Aquellos países que lideren la transformación energética, productiva y de transportes indudablemente lideraran la actividad económica en los próximos lustros. Por ello algunos gobiernos de los países de la OCDE han puesto en marcha ambiciosos Planes de Estimulo, inspirados en las propuestas de Naciones Unidas sobre Economía y Empleos Verdes, en los que las inversiones en infraestructuras e I+D+i Verde tienen un papel fundamental. Estos planes tienen una doble finalidad: incentivar la actividad productiva para salir rápidamente de la actual situación recesiva; y orientar la transición a una economía baja en carbono, para alcanzar posiciones de liderazgo en el nuevo modelo productivo que a escala internacional se prefigura tras la crisis.

Los países que entrasen su transición energética e industrial, en cambio, corren el peligro de quedar en una posición marginal en el marco de la economía global. Es

decir, de sufrir un proceso de empobrecimiento que tendría importantes consecuencias negativas en términos sociales.

Además de estas macro tendencias, es necesario tener en cuenta otros fenómenos particularmente relevantes para las sociedades europeas, como es el caso de los cambios demográficos y –de forma específica- el proceso de envejecimiento de la población. Un proceso que se estima continuará profundizándose en las próximas décadas, con importantes implicaciones en los diferentes ámbitos de la vida social y en el empleo.

Desde esta perspectiva, en términos globales el cambio de modelo productivo – además de la transición a una economía baja en carbono- debería significar una migración de las actividades productivas desde posiciones de bajo valor añadido a alto valor añadido, tanto en aquellos productos de alta elasticidad de la demanda, imprescindibles para incrementar la riqueza en épocas de crecimiento económico, como en productos de baja elasticidad de la demanda, necesarios para mantener un alto nivel de actividad productiva y empleo en épocas recesivas.

Anexo 2: Normativa derivada del Paquete Europeo 20-20-20 de energía y cambio climático

- REGLAMENTO EMISIONES CO₂ TURISMOS

Reglamento 443/2009 de 23 de abril de 2009, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros (DOUE L 140/01, 5.6.2009)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0001:0015:ES:PDF>

- DIRECTIVA FOMENTO ENERGÍAS RENOVABLES

Directiva 2009/28/CE de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (DOUE L 140/16, 5.6.2009)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:ES:PDF>

- DIRECTIVA RÉGIMEN DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES

Directiva 2009/29/CE de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (DOUE L 140/63, 5.6.2009)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:ES:PDF>

- DIRECTIVA EMISIONES GASOLINA, DIÉSEL Y GASÓLEO

Directiva 2009/30/CE de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE (DOUE L 140/88, 5.6.2009)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0088:0113:ES:PDF>

- DIRECTIVA ALMACENAMIENTO DIÓXIDO DE CARBONO

Directiva 2009/31/CE de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento 1013/2006 (DOUE L 140/114, 5.6.2009)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:ES:PDF>

- DECISIÓN REDUCCIÓN EMISIONES DE GASES

Decisión 406/2009/CE de 23 de abril de 2009, sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020 (DOUE L 140/136, 5.6.2009)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:ES:PDF>

- DIRECTIVA INSPECCIÓN VEHÍCULOS A MOTOR

Directiva 2009/40/CE de 6 de mayo de 2009, relativa a la inspección técnica de los vehículos a motor y de sus remolques (versión refundida) (DOUE L 141/12, 6.6.2009)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:141:0012:0028:ES:PDF>

Anexo 3: El objetivo europeo de eficiencia energética en los textos normativos

La mejora del 20 % de la eficiencia energética hasta 2020 que se establecía en la Comunicación de la Comisión de 19 de octubre de 2006 titulada «Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial», que recibió el respaldo del Consejo Europeo de marzo de 2007, y del Parlamento Europeo en su Resolución, de 31 de enero de 2008, sobre dicho Plan de acción.

Las medidas en materia de eficiencia energética y ahorro energético se hallan, para cada Estado miembro, entre los métodos más eficaces para incrementar la cuota de energía procedente de fuentes renovables y, por lo tanto, para alcanzar con mayor facilidad los objetivos en materia de fuentes de energía renovables establecidos por la presente Directiva, tanto el objetivo global nacional como el objetivo del transporte.

La mejora de la eficiencia energética es un objetivo clave de la Comunidad cuya finalidad es lograr una mejora del 20 % en la eficiencia energética de aquí a 2020. Este objetivo, junto con la legislación vigente y futura, incluidas la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios (1).

- *DO L 1 de 4.1.2003, p. 65., la Directiva 2005/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de julio de 2005, por la que se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos que utilizan energía (2).*
- *DO L 191 de 22.7.2005, p. 29., y la Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos (3).*
- *DO L 114 de 27.4.2006, p. 64., desempeña un papel crucial para garantizar que los objetivos en materia de clima y energía se consigan con el mínimo coste, y pueden asimismo brindar nuevas oportunidades para la economía de la Unión Europea.*

Artículo 10

- (...) Al establecer tales medidas, o en sus sistemas de apoyo regional, los Estados miembros podrán tener en cuenta las medidas nacionales relativas a incrementos considerables en la eficiencia energética y referentes a la cogeneración y a los edificios de baja energía, energía cero o energía pasiva.

Anexo 4: Aplicación de las metodologías energéticas al sistema energético español

La metodología empleada para la contabilidad energética en la actualidad en España, está avalada por la Agencia Internacional de la Energía y la propia Comisión Europea a través de Eurostat. No obstante, las estadísticas energéticas vigentes penalizan a las energías renovables y priman a la nuclear y a la geotermia.

Básicamente hay dos metodologías aceptadas -y utilizadas en momentos diferentes- para la valoración de las cantidades de energía³²:

- La basada en el llamado **"principio de eficiencia"** (que se utiliza *incorrectamente* desde hace 10 años) en el cual la energía primaria se calcula dividiendo la energía final por el rendimiento del proceso (en el caso de eólica, hidráulica y FV el rendimiento se supone un 100 %) mientras que para la electricidad generada por nuclear o por geotermia se divide por el rendimiento del proceso termodinámico por el que se obtiene la electricidad; es decir, por 0,33 en el caso de la nuclear y por 0,1 en el caso de la geotermia. En otras palabras, se valora de distinta manera la misma fuente energética, la electricidad, dependiendo de cual sea la forma de obtenerse. No parece muy razonable.
- La apoyada en el **"principio de sustitución"**, (*que se utilizaba antes*), en el cual se valora la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables y de otras formas energéticas no combustibles dividiéndola por el rendimiento medio del conjunto de las centrales termoeléctricas convencionales que operen con energías fósiles. En definitiva, este mecanismo de valoración reduciría la contabilidad energética a un mismo criterio de calidad energética por lo que sería más razonable.

La metodología apoyada en el principio de sustitución parece poco razonable desde un punto de vista estrictamente termodinámico, así como desconsiderada con un aspecto fundamental de la energía: su calidad. No es igual una cantidad de energía eléctrica que la misma en forma de calor o de un combustible -ni valen lo mismo, ni cuestan igual-, por esa razón no se deben contabilizar con el mismo criterio. Aún peor es que no se valoran igual formas energéticas que son iguales (bajo la misma forma de energía eléctrica).

Veamos un ejemplo.

Aplicando una *metodología de eficiencia*, la energía primaria procedente de la energía nuclear se obtiene dividiendo la cantidad total de electricidad generada en las centrales nucleares españolas por 0,33 (rendimiento medio aceptado de las centrales termonucleares³). Los valores asignados a los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) se refieren al poder calorífico de cada una de estas formas energéticas normalizados al del petróleo, empleado aquí como cantidad de energía de referencia. Las renovables térmicas se valoran en base a la energía térmica realmente obtenida en cada caso, básicamente, biomasa en usos térmicos y solar térmica. La hidráulica y las renovables eléctricas se valoran por la cantidad de electricidad generada. Por tanto, con este criterio se valora igual una cantidad de energía térmica que la misma cantidad de energía eléctrica –salvo el caso de la nuclear en que se ha multiplicado

³² Existe una tercera vía más rigurosa termodinámicamente, la valoración exergética.

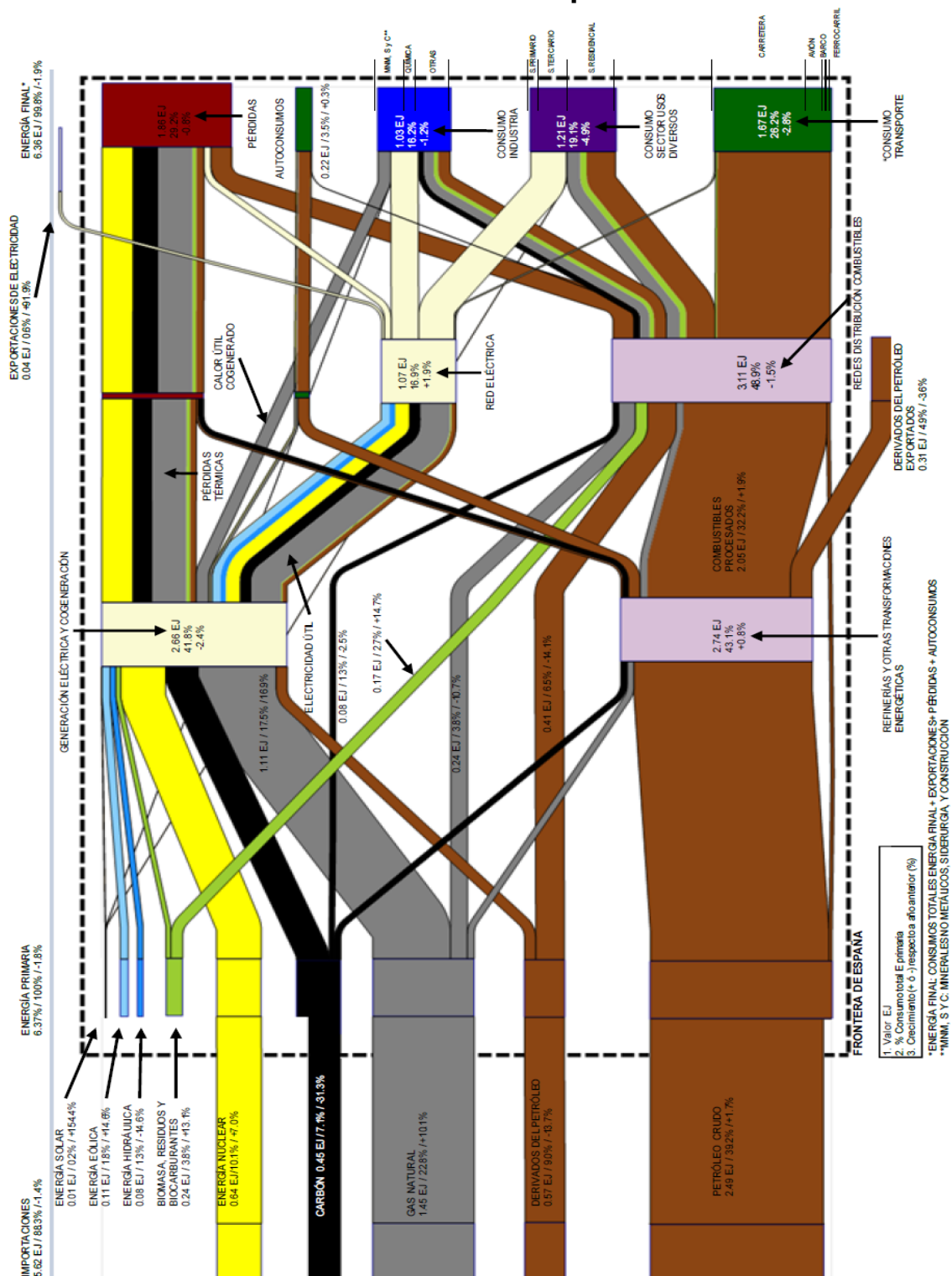
por 3- cuando es bien sabido que, como se reconoce en el caso de la nuclear, la electricidad tiene mayor calidad energética que la energía térmica.

Energía primaria en España (año 2007) en ktep		
Fuente	datos IDAE	Según sustitución
Petróleo	71333	71333
Gas natural	31603	31603
Carbón	20172	20172
Total combustibles Fósiles	123108	123108
Nuclear	14360	14360
Total convencionales	137468	137468
Hidráulica (toda)	3161	9483
Eólica	3119	9357
Biomasa + RSU	1238	3714
Biogás	319	957
Fotovoltaica	67	201
Termosolar	2	6
Total electricidad renovables	7906	23718
Biomasa	3499	3499
Biogás	37	37
Solar térmica Baja Temperatura	93	93
Geotermia	8	8
Total térmica renovables	3637	3637
Biocombustibles	382	382
Total renovables	11925	27737
Total sistema	149393	165205
Nuclear/total	9,7%	9,0%
Renovables/total	7%	14,3%

Con esta metodología el resultado es el de que la electricidad nuclear contribuyó con un 9,7% a la energía primaria de la que nos abastecemos los españoles en el año 2007, mientras que las renovables sólo aportaron con un 7%, según esta metodología. De ahí se extraen conclusiones que son claramente incorrectas en cuanto a la importancia de una fuente energética respecto de otras.

Si empleamos la *metodología de sustitución* se observa que, en realidad, los españoles empleamos una cantidad de energía primaria mayor, que la considerada oficialmente cuando simplemente hemos valorado de forma "igualitaria" a todas las formas energéticas. En esas condiciones, la contribución de la nuclear al balance energético español resulta ser de un 7 % y las renovables de un 14,3%. Lo que es más cierto en términos estrictamente termodinámicos, ya que en realidad lo que hemos hecho ha sido considerar por igual la calidad de todas las formas energéticas que intervienen en el análisis.

Anexo 5: Información adicional del capítulo 1 del informe



A) El grosor total agregado de los diferentes flujos de energía en cada fase (energía primaria, energía transformada lista para ser distribuida, o energía final ya distribuida y lista para ser usada) se mantiene constante a lo largo del diagrama, pues representa el total de energía primaria. Ello permite visualizar de forma sencilla la importancia relativa que tiene cada proceso y cómo la energía evoluciona a través de las distintas transformaciones. B) En las columnas de la derecha de ambas figuras, que representan los consumos finales, se ha llevado a cabo una desagregación gráfica de cada sector en subsectores, para facilitar la visualización de la importancia relativa de los mismos.

Indicador y unidades	1990	2000	2006	2007	2008	Proporción del total en 2008 (uso de último año disponible si cursiva)	Incremento de 2007 a 2008	Fuente
Precio de los recursos energéticos								
- Petróleo Crudo Brent dated [\$/barril]	23.73	28.50	65.14	72.39	97.26		34.36%	BP
- Petróleo Crudo West Texas Intermedi. [\$/barril]	24.50	30.37	66.02	72.20	100.06		38.59%	BP
- Gas natural Unión Europea (cif) [\$/millón BTU]	2.82	3.25	8.69	8.93	12.61		41.21%	BP
- Gas natural EE.UU. Henry Hub [\$/millón BTU]	1.64	4.23	6.76	6.95	8.85		27.34%	BP
- Gas natural licuado Japón (cif) [\$/millón BTU]	3.64	4.72	7.14	7.73	12.55		62.35%	BP
- Carbón Northw est EU marker price [\$/tonelada]	43.48	35.99	63.67	86.60	149.78		72.96%	BP
- Carbón US Centrl. Appalachian spot [\$/tonelada]	31.59	29.90	62.98	51.12	116.14		127.19%	BP
- Uranio U3O8 [\$/kg]	10.22	9.85	49.27	99.33	65.31		-34.25%	BP
(E)								
Precios finales de la energía al consumidor:								
Índices Agencia Internacional de la Energía								
Total energía								
-OCDE total	83.78	84.13	105.79	106.60	116.87		9.64%	IEA
-OCDE europea	82.96	89.88	105.78	105.66	114.77		8.61%	IEA
-España	94.11	95.44	103.61	100.65	111.46		10.74%	IEA
Productos petrolíferos								
-OCDE total, índice real para industria	63.73	78.25	105.98	106.34	124.69		17.26%	IEA
-OCDE total, índice real para sector residencial	79.80	82.13	107.85	111.81	123.53		10.49%	IEA
-OCDE europea, índice real para industria	62.05	86.48	102.61	100.49	112.02		11.47%	IEA
-OCDE europea, índice real para sector residencial	80.60	95.09	104.37	104.04	110.58		6.28%	IEA
-España, índice real para industria	60.06	87.93	101.21	98.93	110.65		11.84%	IEA
-España, índice real para sector residencial	87.96	99.27	103.71	102.21	108.43		6.08%	IEA
Electricidad								
-OCDE total, índice real para industria	106.40	90.02	104.04	106.95	110.23		3.07%	IEA
-OCDE total, índice real para sector residencial	116.81	98.12	105.00	104.63	107.87		3.09%	IEA
-OCDE europea, índice real para industria	106.94	83.10	107.38	115.09	121.67		5.72%	IEA
-OCDE europea, índice real para sector residencial	109.76	95.34	105.45	105.84	111.37		5.23%	IEA
-España, índice real para industria	128.45	77.64	103.36	89.80	110.86		23.45%	IEA
-España, índice real para sector residencial	161.36	120.49	102.61	103.78	108.94		4.97%	IEA
Gas natural								
-OCDE total, índice real para industria	53.85	65.68	100.70	94.44	109.47		15.92%	IEA
-OCDE total, índice real para sector residencial	78.91	81.14	110.39	108.15	114.42		5.80%	IEA
-OCDE europea, índice real para industria	66.56	78.16	117.36	111.24	130.49		17.31%	IEA
-OCDE europea, índice real para sector residencial	90.58	88.18	116.97	122.68	135.65		10.57%	IEA
-España, índice real para industria	70.71	104.84	131.68	124.97	141.30		13.07%	IEA
-España, índice real para sector residencial	116.70	113.35	105.73	108.04	115.07		6.51%	IEA
[Base 100](E)								

Elaborado por Universidad Pontificia de Comillas de Madrid. Fuente: BP Statistical Review 2009, AIE.

Indicador y unidades	1990	2000	2006	2007	2008	Proporción del total en 2008 (uso de último año disponible si cursiva)	Incremento de 2007 a 2008 (de 2006 a 2007 si cursiva)	Fuente
Nivel de dependencia del extranjero								
- Petróleo	98.30	99.70	99.80	99.80	99.80		0.00%	MTYC
- Gas natural	75.40	99.00	99.80	100.00	100.00		0.00%	MTYC
- Carbón	39.30	60.00	66.20	71.00	68.60		-3.38%	MTYC
- Energía nuclear	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00%	MTYC
- Energías renovables	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00%	MTYC
-> Nivel de dependencia del extranjero UE-27	--	--	53.80	53.10	--			ES
-> Nivel de dependencia del extranjero UE-15	--	--	56.90	55.70	--			ES
[%]								
Coste total energía primaria importada								
- Petróleo importado (crudos)	--	12757.00	21761.00	21504.00	27815.00	51%	29.35%	AT
- Petróleo importado (derivados)	--	3718.00	9931.00	11499.00	13233.00	27%	15.08%	AT
- Biocombustible	--	3.00	9.00	10.00	9.00	0%	-10.00%	AT
- Gas Natural Licuado (GNL)	--	1251.00	4874.00	4539.00	7293.00	11%	60.67%	AT
- Gas procedente de gasoducto	--	1431.00	2465.00	2584.00	3443.00	6%	33.24%	AT
- Carbón importado	--	869.64	1412.00	1524.00	4167.00	4%	173.43%	AT
- Uranio para combustible nuclear	--	148.61	222.03	250.19	433.77	1%	73.38%	AT
[Millones de € por año]								
Intensidad energ. primaria de cada fuente								
- Petróleo	4268.95	4295.53	3848.12	3720.47	3546.13		-4.69%	EP
- Gas natural	447.10	1011.25	1647.71	1659.53	1810.97		9.13%	EP
- Carbón	1696.64	1437.20	1004.84	1062.66	724.59		-31.81%	EP
- Energía nuclear	1264.21	1076.89	852.13	754.09	800.13		6.11%	EP
- Energías renovables	197.17	464.34	500.93	537.11	257.93		-51.98%	EP
-> Int. energ. primaria de cada fuente UE-27	--	7845.89	7359.80	7079.22	--			EP
-> Int. energ. primaria de cada fuente UE-15	--	7018.94	6588.66	6343.29	--			EP
[GJ por Millón de € constantes]								
Precio de la electricidad								
- Precio para consumidores domésticos (consumo de 3500 kWh)	--	0.11	0.11	0.12	--		6.80%	ES
- Precio para consumidores industriales (2000 MWh)	--	0.08	0.09	0.10	--		12.29%	ES
-> Precio medio electricidad domésticos UE-15	--	0.13	0.14	0.16	--		9.79%	ES
-> Precio medio electricidad industriales UE-15	--	0.08	0.10	0.11	--		9.92%	ES
[€ corrientes kWh con impuestos]								
Precio del gas natural								
- Precio para uso doméstico (consumo de 83,7GJ)	--	10.62	13.63	14.23	--		4.43%	ES
- Precio para uso industrial (> 418600 GJ)	--	4.70	8.40	8.21	--		-2.32%	ES
-> Precio medio gas natural domésticos UE-15	--	10.01	13.51	15.66	--		15.91%	ES
-> Precio medio gas natural industriales UE-15	--	5.29	10.34	11.29	--		9.19%	ES
[€ corrientes por GJ con impuestos]								
Precio combustibles para tte. carretera								
- Gasolina sin plomo, 95 octanos	--	0.80	1.07	1.02	1.10	110%	-4.14%	ES
- Gasoil	0.45	0.65	0.97	0.94	1.05	107%	-3.22%	ES
-> Precio gasolina 95 octanos para tte. carretera UE-27	--	0.99	1.15	1.13	--		-2.14%	ES
-> Precio gasoil para tte. carretera UE-27	0.48	0.79	1.03	1.01	--		-2.65%	ES
[€ por litro]								
Leyenda de Fuentes:								
AT	Agencia Tributaria							
EP	Elaboración Propia							
ES	Eurostat							
MTYC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio							

Anexo 6: El peso del sector energético sobre el valor añadido, el consumo final y el empleo en España

I.- EL PESO DEL SECTOR ENERGÉTICO SOBRE EL VALOR AÑADIDO

1. Valor añadido del sector energético y del transporte (millones de euros corriente)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)	2008 (A)
Energía	15.802	16.488	17.193	19.088	20.330	22.790	23.219	24.880	26.449
Transporte 1	18.241	20.175	20.875	22.173	23.267	23.215	25.174	n.d.	n.d.
Transporte 2	27.711	30.866	32.548	34.658	36.817	37.216	40.203	n.d.	n.d.
Energía + transporte 1	34.043	36.663	38.068	41.261	43.597	46.005	48.393	n.d.	n.d.
Energía + transporte 2	43.513	47.354	49.741	53.746	57.147	60.006	63.422	n.d.	n.d.

Elaboración a partir de datos de INE.

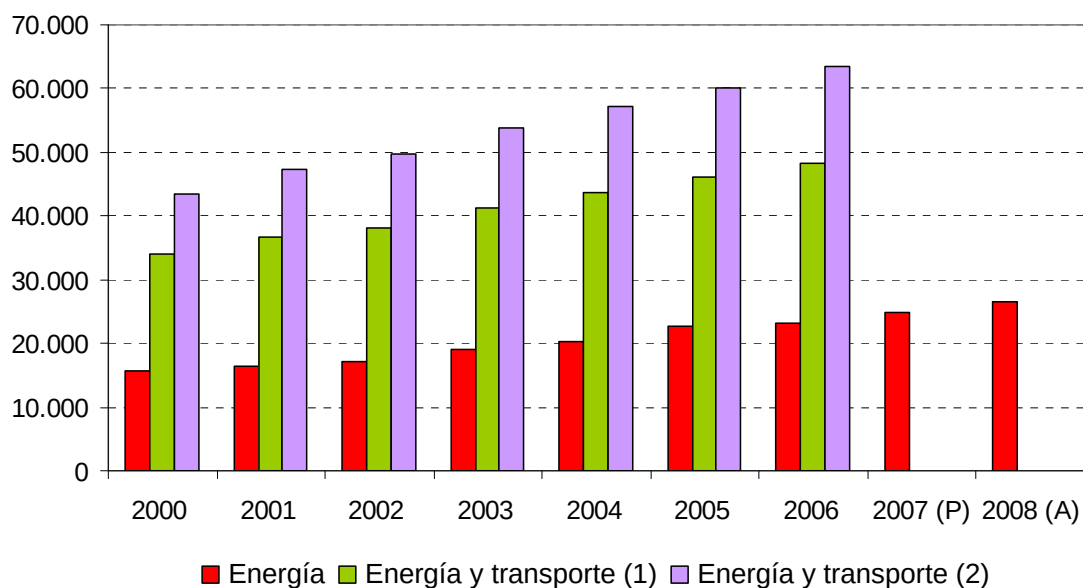
P: provisional

A: avance

n.d.: no disponible

- Energía incluye: Extracción de productos energéticos (antracita, hulla, lignito y turba; y crudos de petróleo, gas natural, uranio y torio); Extracción otros minerales (metálicos y no metálicos); Coquerías, refino y combustibles nucleares; Producción y distribución de energía eléctrica y gas; y Captación, depuración y distribución de agua.
- Transporte 1 incluye: Transporte terrestre, por tubería, marítimo, aéreo y espacial.
- Transporte 2 incluye: Transporte 1 más actividades anexas a los transportes y actividades de agencias de viajes.

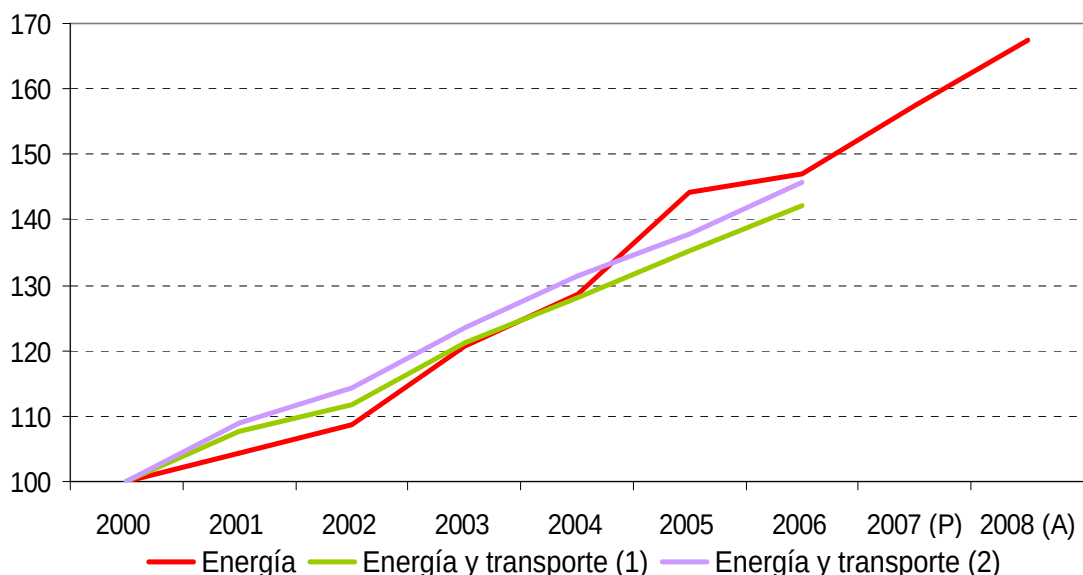
Valor añadido: energía y transporte (millones de euros)



2. Valor añadido del sector energético y del transporte (números índice, base 100 en el año 2000)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)	2008 (A)
Energía	100	104,34	108,80	120,79	128,65	144,22	146,94	157,45	167,38
Transporte 1	100	110,60	114,44	121,56	127,55	127,27	138,01	n.d.	n.d.
Transporte 2	100	111,39	117,46	125,07	132,86	134,30	145,08	n.d.	n.d.
Energía + transporte 1	100	107,70	111,82	121,20	128,06	135,14	142,15	n.d.	n.d.
Energía + transporte 2	100	108,83	114,31	123,52	131,33	137,90	145,75	n.d.	n.d.

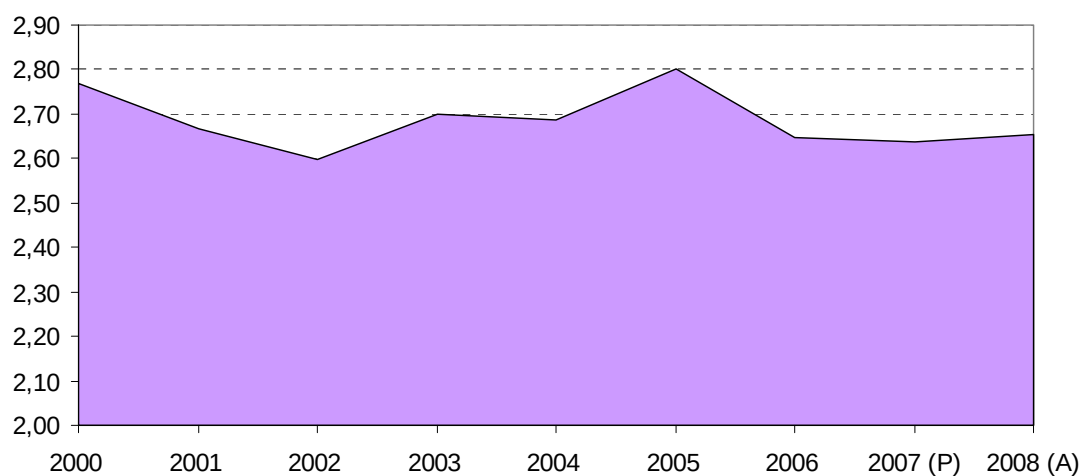
Valor añadido: energía y transporte
(Nº índice, base 100 = año 2000)



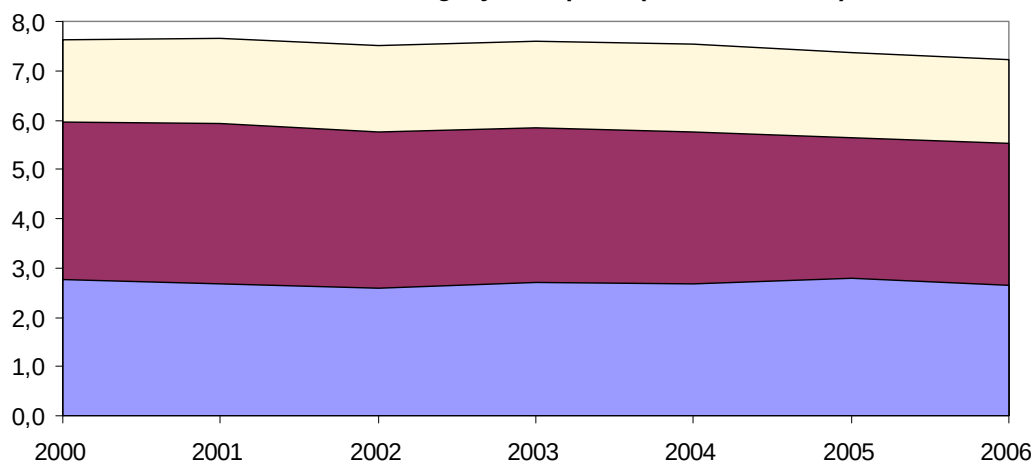
3. Valor añadido del sector energético y del transporte: participación sobre el valor añadido total de la economía (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)	2008 (A)
Energía	2,77	2,67	2,60	2,70	2,69	2,80	2,65	2,64	2,66
Transporte 1	3,20	3,26	3,16	3,14	3,07	2,85	2,87	n.d.	n.d.
Transporte 2	4,86	4,99	4,92	4,90	4,87	4,57	4,59	n.d.	n.d.
Energía + transporte 1	5,97	5,93	5,75	5,84	5,76	5,65	5,52	n.d.	n.d.
Energía + transporte 2	7,63	7,66	7,52	7,60	7,55	7,37	7,23	n.d.	n.d.

Valor añadido energía sobre el total (%)

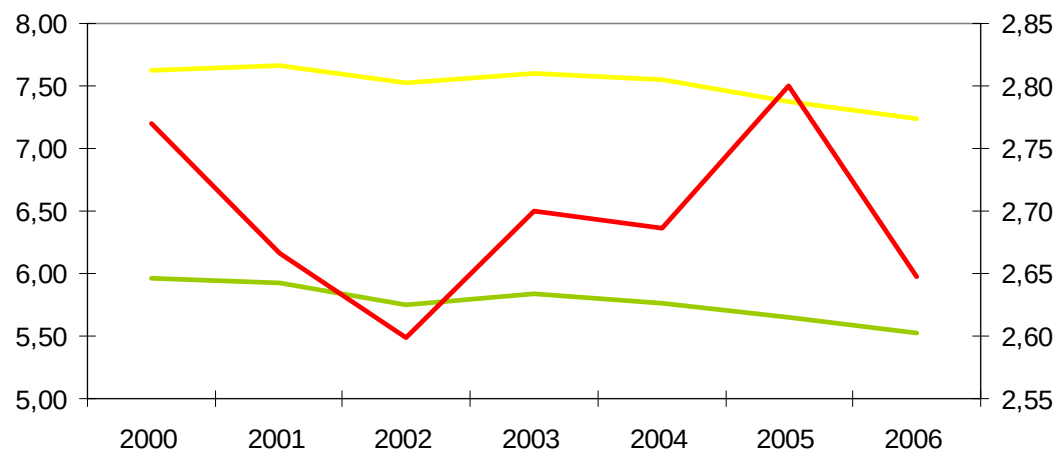


Valor añadido energía y transporte (% sobre el total)



□ Energía y transporte (2) ■ Energía y transporte (1) ■ Energía

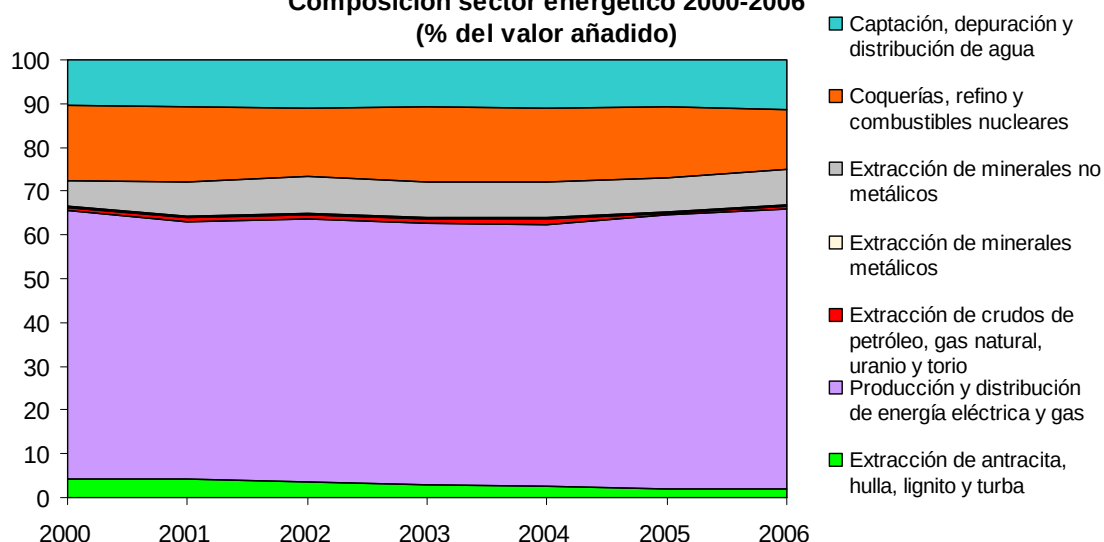
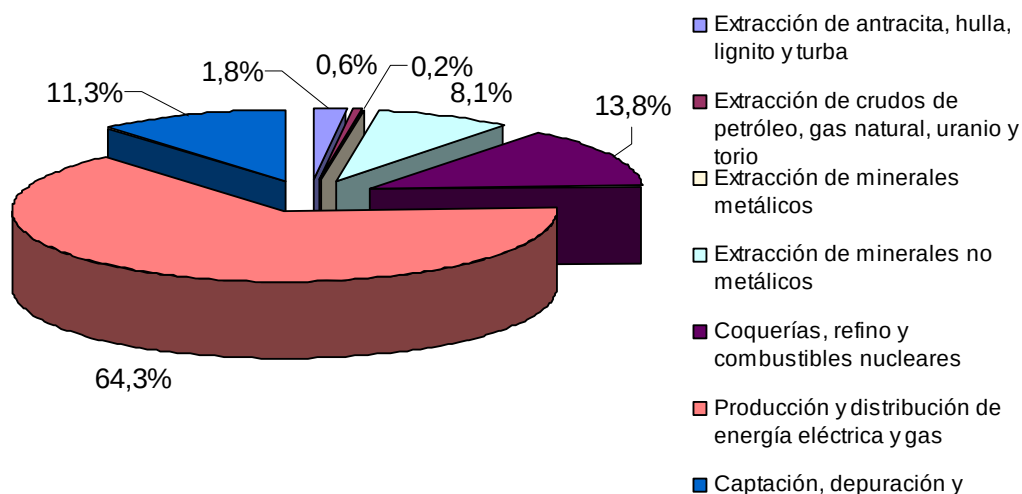
Valor añadido energía y transporte (% sobre el total)



— Energía y transporte (2) — Energía y transporte (1) — Energía (eje derecho)

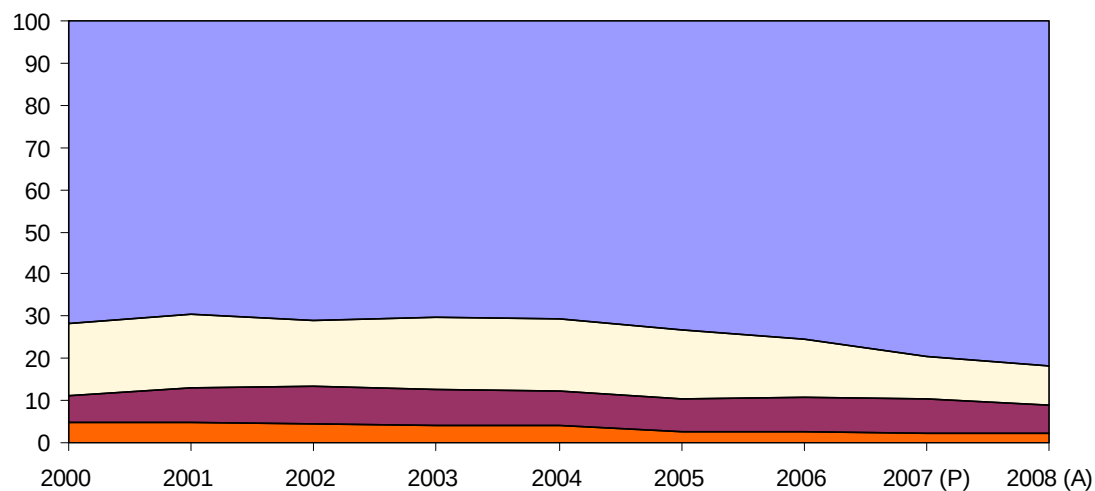
4. Composición del valor añadido del sector energético por ramas (%): 2000-2006

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Extracción de antracita, hulla, lignito y turba	4,30	4,08	3,43	2,93	2,62	2,04	1,82
Extracción de crudos de petróleo, gas natural, uranio y torio	0,53	0,80	0,87	1,15	1,34	0,46	0,60
Extracción de minerales metálicos	0,44	0,35	0,38	0,26	0,21	0,18	0,17
Extracción de minerales no metálicos	5,87	7,73	8,53	8,25	8,13	7,76	8,06
Coquerías, refino y combustibles nucleares	17,19	17,35	15,72	17,21	16,95	16,41	13,83
Producción y distribución de energía eléctrica y gas	61,30	59,06	60,19	59,58	59,78	62,56	64,25
Captación, depuración y distribución de agua	10,37	10,63	10,89	10,62	10,98	10,60	11,26
Total	100	100	100	100	100	100	100

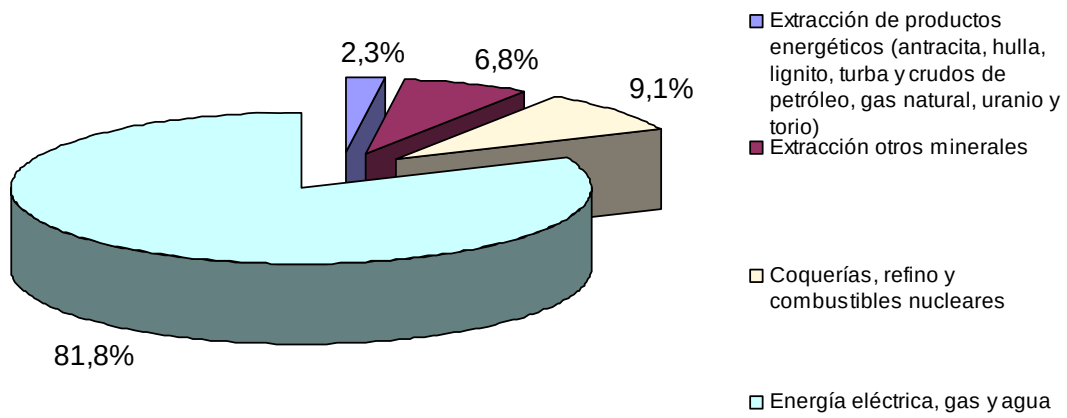
**Composición sector energético 2000-2006
(% del valor añadido)****Composición valor añadido sector energético, 2006 (%)**

5. Composición del valor añadido del sector energético por ramas (%): 2000-2008

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Extracción de productos energéticos (antracita, hulla, lignito, turba y crudos de petróleo, gas natural, uranio y torio)	4,83	4,88	4,30	4,08	3,96	2,50	2,42	2,27	2,28
Extracción otros minerales	6,31	8,08	8,90	8,51	8,33	7,94	8,23	8,16	6,83
Coquerías, refino y combustibles nucleares	17,19	17,35	15,72	17,21	16,95	16,41	13,83	10,04	9,14
Energía eléctrica, gas y agua	71,66	69,69	71,08	70,20	70,76	73,16	75,52	79,53	81,75

Composición del sector energético 2000-2008 (% del valor añadido)

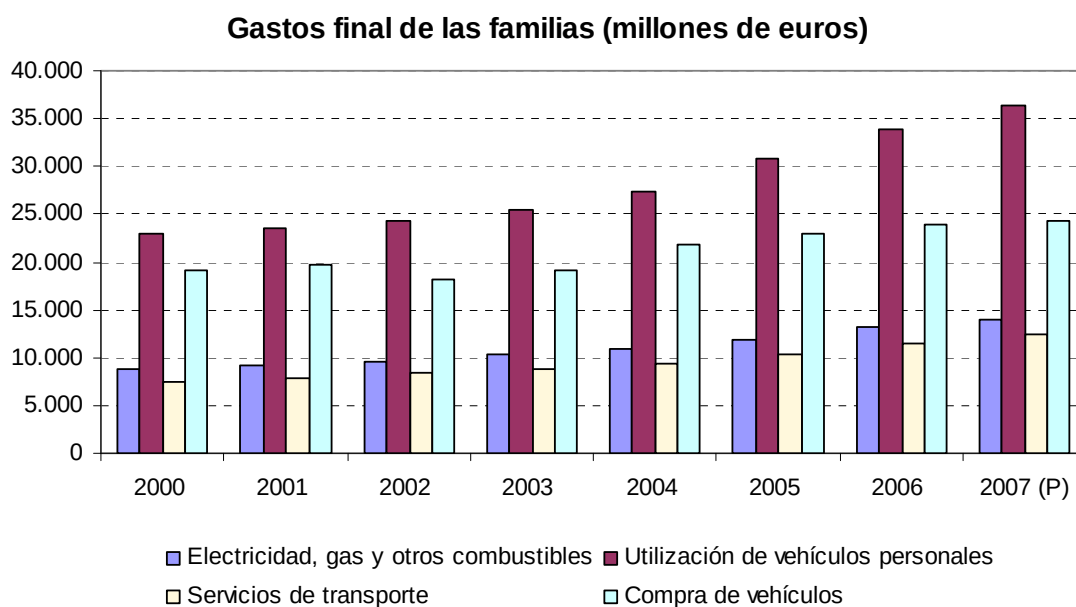
- Energía eléctrica, gas y agua
- Coquerías, refino y combustibles nucleares
- Extracción otros minerales
- Extracción de productos energéticos (antracita, hulla, lignito, turba y crudos de petróleo, gas natural, uranio)

Composición valor añadido sector energético, 2008 (%)

II.- EL PESO DEL SECTOR ENERGÉTICO SOBRE EL CONSUMO FINAL DE LOS HOGARES

6. Consumo final de las familias en partidas energéticas y de transporte (millones de euros corriente)

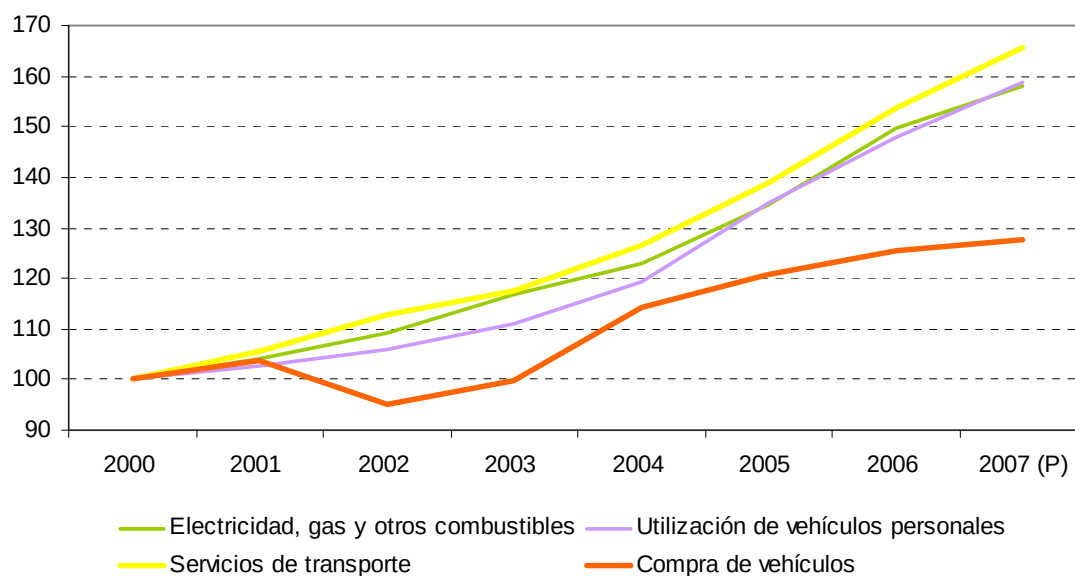
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)
Electricidad, gas y otros combustibles	8.836	9.196	9.662	10.330	10.849	11.892	13.229	13.973
Utilización de vehículos personales	22.913	23.503	24.260	25.420	27.356	30.892	33.931	36.414
Servicios de transporte	7.469	7.898	8.436	8.779	9.458	10.361	11.468	12.362
Subtotal	39.218	40.597	42.358	44.529	47.663	53.145	58.628	62.749
Compra de vehículos	19.089	19.796	18.113	19.060	21.789	23.027	23.930	24.362



7. Consumo final de las familias en partidas energéticas y de transporte (números índice, base 100 0 año 2000)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)
Electricidad, gas y otros combustibles	100	104,07	109,35	116,91	122,78	134,59	149,72	158,14
Utilización de vehículos personales	100	102,57	105,88	110,94	119,39	134,82	148,09	158,92
Servicios de transporte	100	105,74	112,95	117,54	126,63	138,72	153,54	165,51
Compra de vehículos	100	103,70	94,89	99,85	114,14	120,63	125,36	127,62

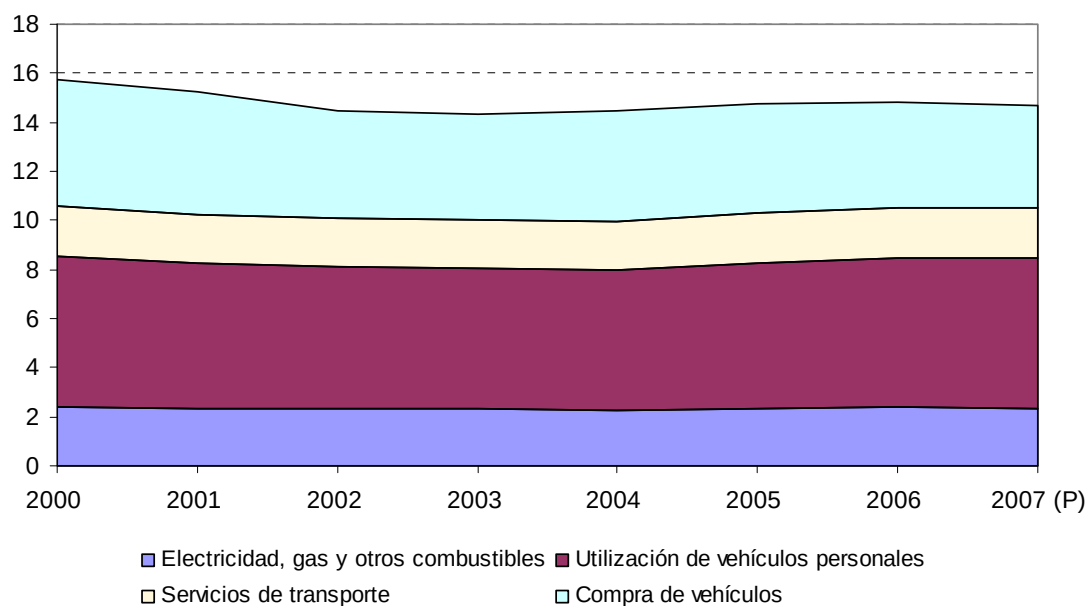
Gasto final de las familias (nº índice, base 100 = año 2000)



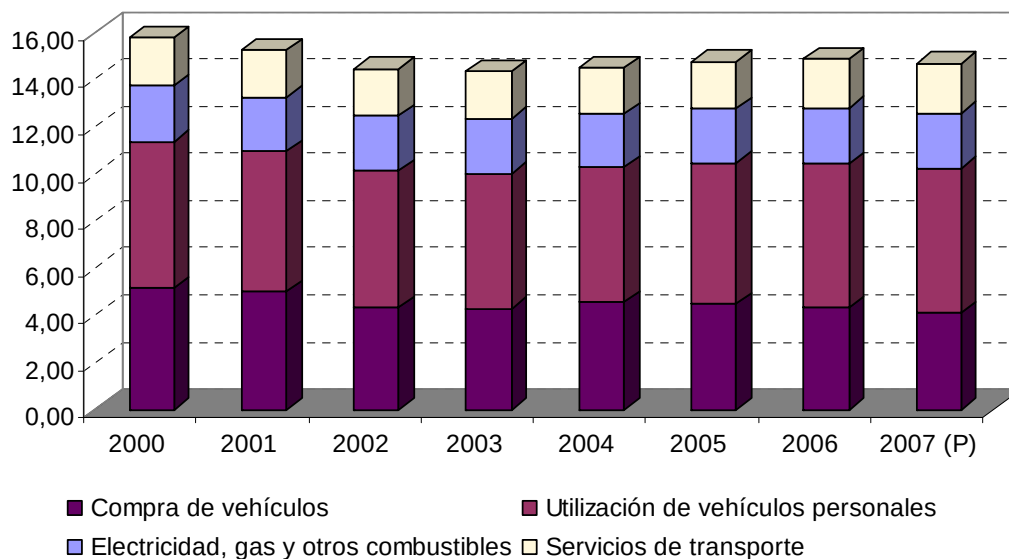
8. Participación del consumo familiar en partidas energéticas y de transporte sobre el consumo total de las familias (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)
Electricidad, gas y otros combustibles	2,38	2,32	2,31	2,32	2,26	2,30	2,38	2,35
Utilización de vehículos personales	6,18	5,93	5,80	5,72	5,70	5,97	6,10	6,12
Servicios de transporte	2,02	1,99	2,02	1,98	1,97	2,00	2,06	2,08
Subtotal	10,58	10,24	10,12	10,02	9,93	10,28	10,54	10,55
Compra de vehículos	5,15	5,00	4,33	4,29	4,54	4,45	4,30	4,10

**Composición consumo final de las familias
(partidas seleccionadas (%))**



**Composición consumo final de las familias
(partidas seleccionadas, %)**



III.- EL PESO DEL SECTOR ENERGÉTICO SOBRE EL EMPLEO

9. Empleo en el sector energético y en ramas seleccionadas de transporte (miles de puestos de trabajo)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)	2008 (A)
Energía	126,7	124,8	124,1	130,8	139,4	142,4	142,9	146,8	143,0
Transporte 1	561,5	583,3	619,2	666,4	682,4	682,0	701,3	n.d.	n.d.
Transporte 2	702,4	746,2	789,6	840,3	874,1	918,4	954,0	n.d.	n.d.
Energía + transporte 1	688,2	708,1	743,3	797,2	821,8	824,4	844,2	n.d.	n.d.
Energía + transporte 2	829,1	871,0	913,7	971,1	1.013,5	1.060,8	1.096,9	n.d.	n.d.

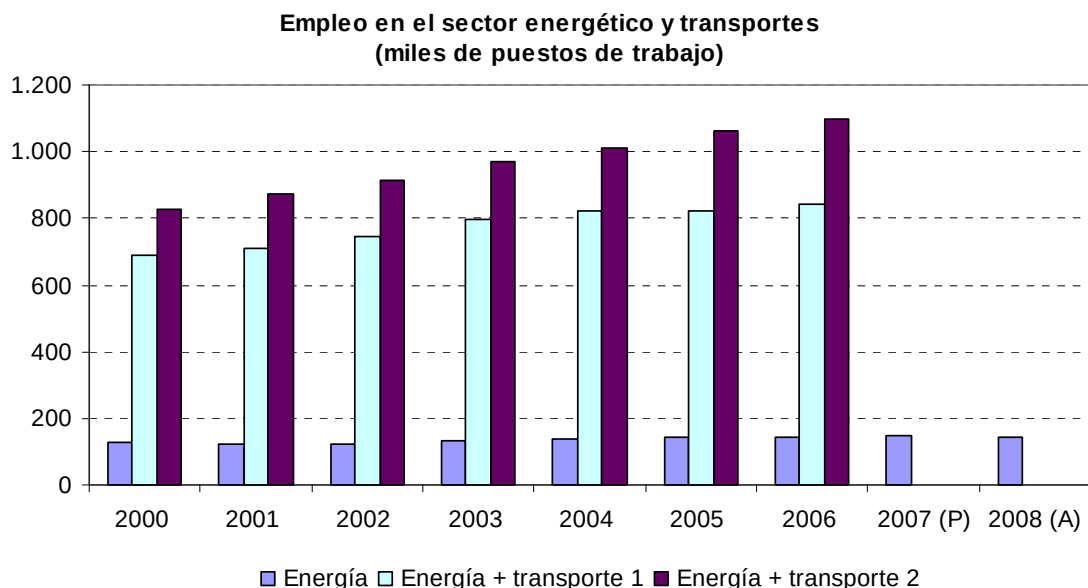
Elaboración a partir de datos de INE.

P: provisional

A: avance

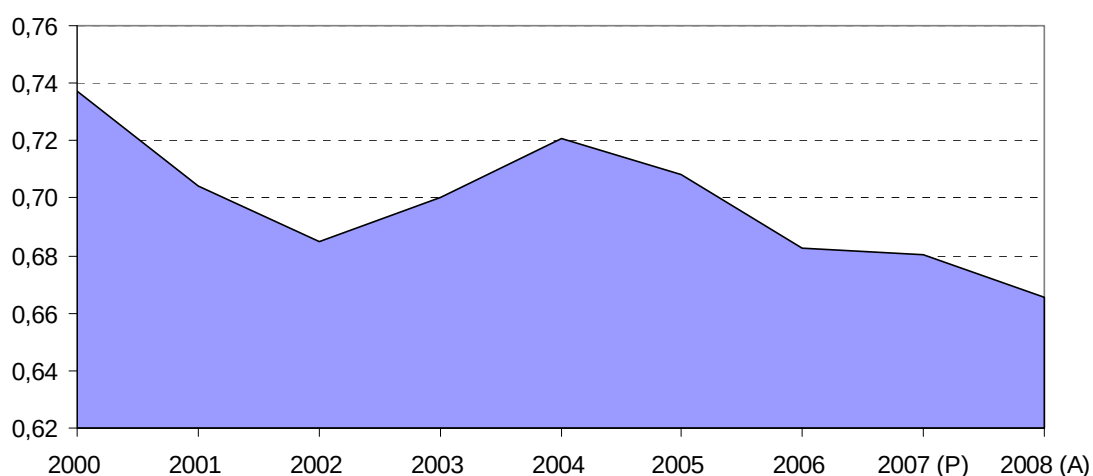
n.d.: no disponible

- Energía incluye: Extracción de productos energéticos (antracita, hulla, lignito y turba; y crudos de petróleo, gas natural, uranio y torio); Extracción otros minerales (metálicos y no metálicos); Coquerías, refino y combustibles nucleares; Producción y distribución de energía eléctrica y gas; y Captación, depuración y distribución de agua.
- Transporte 1 incluye: Transporte terrestre, por tubería, marítimo, aéreo y espacial.
- Transporte 2 incluye: Transporte 1 más actividades anexas a los transportes y actividades de agencias de viajes.



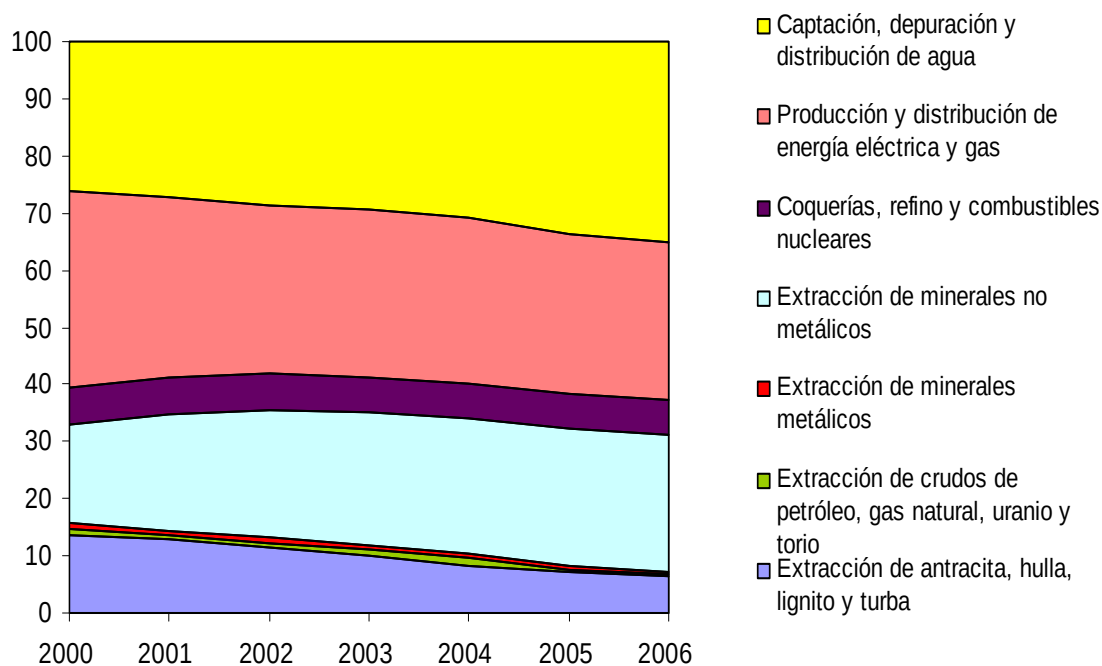
10. Empleo en el sector energético y en ramas seleccionadas de transporte (% sobre el empleo total)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)	2008 (A)
Energía	0,74	0,70	0,68	0,70	0,72	0,71	0,68	0,68	0,67
Transporte 1	3,27	3,29	3,42	3,57	3,53	3,39	3,35	n.d.	n.d.
Transporte 2	4,09	4,21	4,36	4,50	4,52	4,57	4,56	n.d.	n.d.
Energía + transporte 1	4,01	3,99	4,10	4,27	4,25	4,10	4,03	n.d.	n.d.
Energía + transporte 2	4,74	4,70	4,79	4,97	4,97	4,81	4,71	n.d.	n.d.

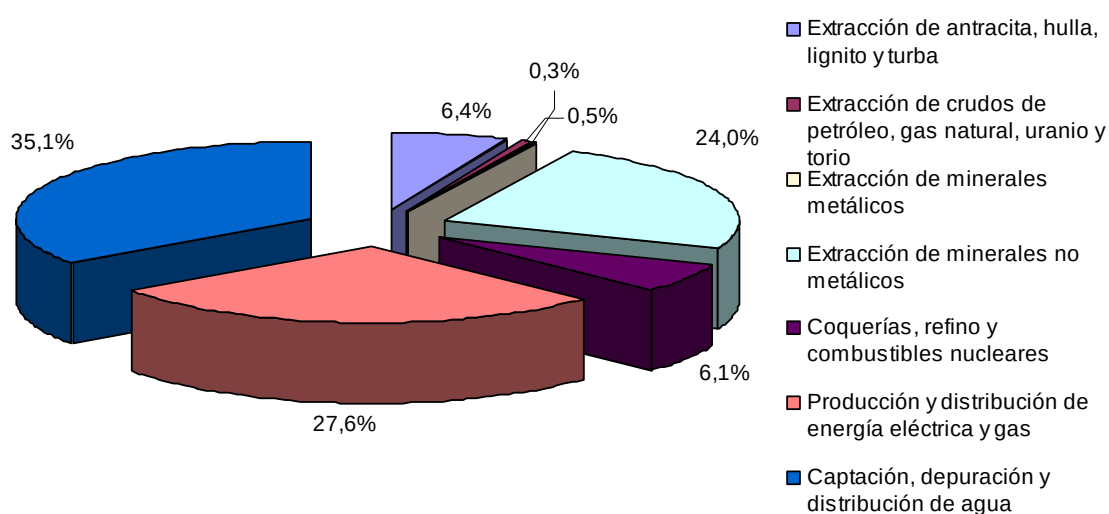
Empleo en el sector energético (% sobre el total)**11. Composición del empleo en el sector energético y en ramas seleccionadas de transporte en 2000-2006 (%)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Extracción de antracita, hulla, lignito y turba	13,65	12,82	11,36	9,86	8,25	7,02	6,37
Extracción de crudos de petróleo, gas natural, uranio y torio	0,87	0,80	0,97	1,30	1,58	0,56	0,49
Extracción de minerales metálicos	1,18	0,88	0,81	0,61	0,50	0,49	0,35
Extracción de minerales no metálicos	17,36	20,11	22,32	23,24	23,89	24,16	24,00
Coquerías, refino y combustibles nucleares	6,47	6,49	6,45	6,12	5,81	5,97	6,09
Producción y distribución de energía eléctrica y gas	34,33	31,65	29,33	29,51	29,12	28,16	27,64
Captación, depuración y distribución de agua	26,12	27,24	28,77	29,36	30,85	33,64	35,06
Total	100	100	100	100	100	100	100

Composición del empleo en sector energético (%): 2000-2006



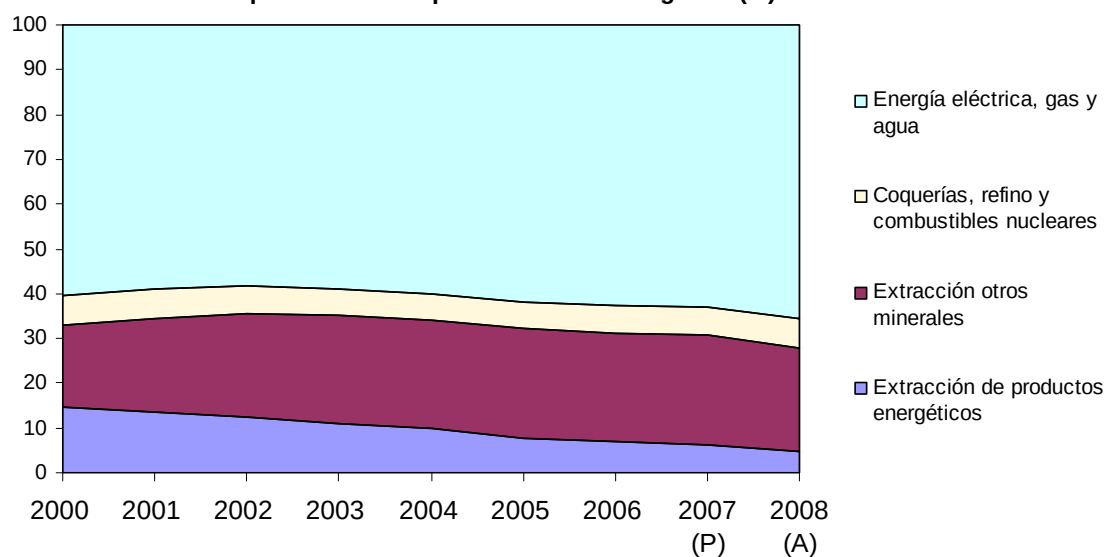
Composición empleo sector energético en 2006 (%)

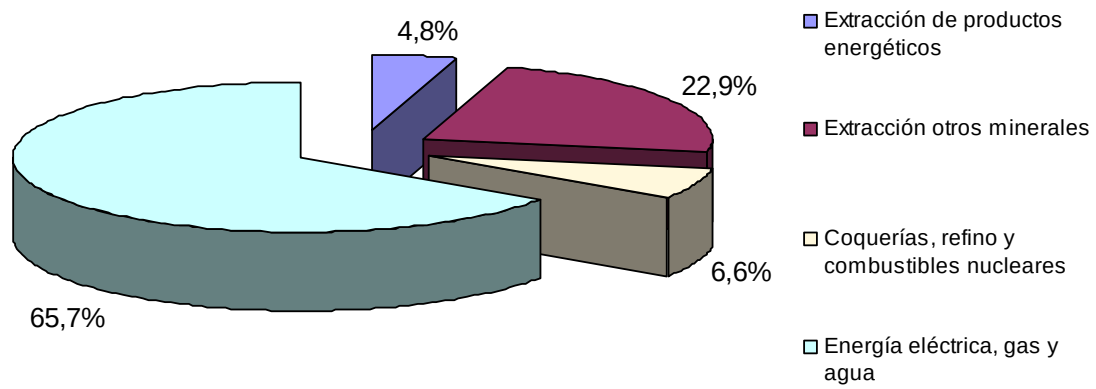


12. Composición del empleo en el sector energético y en ramas seleccionadas de transporte en 2000-2008 (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (P)	2008 (A)
Extracción de productos energéticos	14,52	13,62	12,33	11,16	9,83	7,58	6,86	6,27	4,83
Extracción otros minerales	18,55	20,99	23,13	23,85	24,39	24,65	24,35	24,39	22,94
Coquerías, refino y combustibles nucleares	6,47	6,49	6,45	6,12	5,81	5,97	6,09	6,27	6,57
Energía eléctrica, gas y agua	60,46	58,89	58,10	58,87	59,97	61,80	62,70	63,08	65,66
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Composición del empleo en sector energético (%): 2000-2008



Composición empleo sector energético en 2008 (%)

Anexo 7: Medidas para un Plan de Acción de Transporte Sostenible

Establecimiento de sistemas inteligentes para la gestión de flotas, logística y procesos de transporte. El desarrollo y aplicación de las nuevas tecnologías y de los sistemas inteligentes de transporte (ITS) a los vehículos, así como a la gestión de las flotas, de las infraestructuras y de la demanda (movilidad), se considera uno de los ejes prioritarios de actuación en el sector transporte para avanzar, tanto hacia una reducción de costes, como, simultáneamente, a una mayor eficiencia energética y ambiental.

Medidas dirigidas a racionalizar el funcionamiento del transporte de mercancías.

La no incorporación de la totalidad de los costes externos generados por el transporte de mercancías hace que éste no refleje adecuadamente sus costes sobre la sociedad, dando lugar a dos procesos difícilmente aceptables. En primer lugar, la irracionalidad de los kilómetros de transporte agregados a los productos de consumo en relación a los costes externos soportados y en el caso de España, la pésima situación en el reparto modal del transporte de mercancías, con una participación mínima del ferrocarril y del transporte marítimo, y desproporcionada del transporte por carretera. Por ello, son urgentes y prioritarias la adopción de las siguientes medidas:

- Priorizar las inversiones para mejorar la red ferroviaria de mercancías que presente demandas potenciales significativas, y para el establecimiento de una red de “autovías ferroviarias de mercancías”.
- Priorizar las inversiones en la consolidación y extensión de las “autovías del mar”, promoviendo el transporte marítimo de mercancías de cabotaje e internacional europeo, internalizando los beneficios externos asociados a su funcionamiento.

Modificar las prioridades de inversión en infraestructuras de transporte, dirigiéndolas a favorecer al mayor número de usuarios actuales y a potenciar una mayor racionalización. Priorizar las medidas dirigidas a aumentar la seguridad en el transporte, continuando el avance hacia una política de ‘riesgo cero’.

- Estableciendo una moratoria a la construcción y ampliación de vías de alta capacidad (sobre todo en itinerarios con IMD inferiores a los 10.000 vehículos), trenes de alta velocidad y aeropuertos con niveles de demanda previstos que no justifican la viabilidad económica de la operación.
- Priorizando las inversiones:
 - o hacia el transporte de mercancías en ferrocarril y en transporte marítimo
 - o hacia el transporte público urbano y metropolitano
 - o hacia el transporte interurbano de viajeros por ferrocarril y autobús.

En particular, **se deben priorizar las inversiones en recuperación y mejora del ferrocarril convencional** (con velocidades de hasta 220 km/h) para servicios potencialmente viables económicamente, frente a la realización de nuevas vías a velocidades superiores a 250 km/h, reduciendo las inversiones necesarias.

Y de forma más concreta, deben abordarse medidas que atiendan a distintos aspectos:

1. En relación a la fiscalidad

- Modificar la fiscalidad global por modo y medio de transporte de mercancías (repercusión final por ton*km transportado) incorporando todos los costes externos ligados al ciclo de vida de cada modo y medio de transporte.
- Medidas dirigidas a adecuar el coste de todos los tipos de transporte a los costes reales que tienen para la sociedad, internalizado sus costes externos, lo que exige promover, en el ámbito de la UE-27 y en España, una fiscalidad y nuevas regulaciones en el ámbito del transporte, que favorezcan comportamientos racionales desde el punto de vista de los efectos globales asociados:
- Suprimir las exenciones fiscales en el transporte aéreo, en especial, las de los carburantes (queroseno). Establecer medidas operacionales para el transporte aéreo dirigidas a la reducción de consumos de combustibles y de emisiones. Incrementar las tasas aeroportuarias, equiparándolas con las de la UE, salvo en lo referente a las comunicaciones con **y entre** los archipiélagos, para penalizar el uso del transporte aéreo, sobre todo en distancias reducidas. Establecer regulaciones específicas y una fiscalidad de los productos petrolíferos, de los impuestos de matriculación, circulación y uso de la red de carreteras y de los aeropuertos que favorezcan los medios y modos más eficientes ambiental y energéticamente, y el uso eficiente de los vehículos.
- Establecer tasas de carácter finalista sobre el uso de las vías **de alta capacidad** (autopistas y autovías) destinando los ingresos al mantenimiento de la **infraestructura** y a la mejora del transporte público colectivo en autobús y ferrocarril, urbano, metropolitano e interurbano.
- Internalizar los costes externos del automóvil debe servir para internalizar los beneficios externos relativos del transporte público. Para ello, deben establecerse políticas de cobro del coste de congestión y contaminación por el acceso en vehículo privado al centro de las ciudades, e internalizarse los costes externos de estos vehículos, gravando los carburantes y la adquisición del propio vehículo, atendiendo a su peso y tamaño.
- Aumentar la fiscalidad (vados) sobre los aparcamientos públicos de titularidad privada, de forma diferenciada respecto a los privados de residentes.

2. En relación al modelo territorial

Uno de los principios básicos de toda política dirigida hacia el bienestar de la ciudadanía y hacia la sostenibilidad energética y ambiental en los ámbitos urbanizados está asociado a reducir la movilidad obligada (viajes cotidianos de la residencia al trabajo, al estudio, compras, ocio, etc.) y, de ser posible, a limitar ésta a ámbitos que puedan recorrerse a pie, **en bicicleta** o en medios no motorizados.

- Impidiéndose planes y actuaciones sectoriales (o, en su caso, exigir estudios serios de los efectos externos derivados e internalizar los mismos en esas actuaciones) promoviendo las sinergias entre actuaciones ambientales, urbanísticas, territoriales, sociales, económicas, o en el campo del transporte, en el

marco de una planificación territorial integrada, que coadyuve a la obtención de los objetivos buscados de forma compatible con los objetivos de sostenibilidad ambiental.

- Promoviendo soluciones de urbanización, usos del suelo y localización de actividades que minimicen las necesidades de movilidad obligada, integrando las funciones básicas cotidianas (residencia, trabajo, enseñanza y dotaciones básicas) en áreas accesibles a pie, bicicleta o medios no motorizados (diseñando las correspondientes plataformas) o en áreas bien comunicadas entre si por transporte público.
- Financiando infraestructuras y sistemas de transporte público necesarios para cada expansión del actual modelo urbanístico y territorial a partir de la aportación directa de los beneficiarios de la nueva urbanización. Las nuevas urbanizaciones deben prever y financiar las inversiones en equipamientos y servicios de transporte público necesarias para garantizar la movilidad obligada de los futuros residentes.
- Dirigiendo los recursos públicos disponibles en las áreas urbanas consolidadas de forma creciente y prioritaria hacia el transporte público (dada la gravedad de procesos como el cambio climático, la dependencia energética española, y la contaminación urbana y su incidencia en la salud de los ciudadanos).
- Tanto las inversiones como los gastos asociados a proporcionar un servicio de calidad a los usuarios, a los que las conurbaciones creadas generan la necesidad cotidiana de desplazarse, no pueden ni deben ser cubiertos exclusivamente por el sistema tarifario; ni es admisible que las tarifas del transporte público puedan crecer en mayor medida que el coste de uso del vehículo privado.
- Hay que incorporar las necesidades de transporte como elemento decisorio en la elección de la localización de actividades, internalizado todos los costes generados por el transporte en la misma, a través de las correspondientes tasas o impuestos
- Promover “buenas prácticas”, en el cumplimiento de los objetivos definidos, que puedan servir de guía para aprender por parte de otros planificadores y gestores, asegurando la divulgación adecuada de sus resultados, para incentivar que sea la propia sociedad civil la que, tras su conocimiento, exija la generalización de su aplicación.

3. En relación al urbanismo

- Aprobación urgente de una ley de movilidad sostenible que vincule urbanismo y movilidad.
- Debe canalizarse el tráfico privado por ejes que no afecten a zonas residenciales, evitando la formación de áreas de alta contaminación. Los viajes de “**paso**” no deben atravesar áreas urbanizadas ni se debe permitir que las variantes de poblaciones, o sus circunvalaciones, se utilicen como incentivos para nuevas urbanizaciones que reiteran el problema. Igualmente, los viajes “externos” deben canalizarse hacia el transporte público con adecuados centros vigilados de “park & ride” y primar, en los accesos a las ciudades, al transporte público y a los vehículos privados con alta ocupación (carriles de uso exclusivo, tipo Bus-VAO).
- Deben promoverse, en las áreas urbanas actuales y futuras, el establecimiento de áreas libres de coches aparcados o en circulación en radios superiores a 50 metros de las mismas. Deben establecerse restricciones a la utilización del vehículo privado por las áreas residenciales, y asegurar su cumplimiento, primando

la seguridad viaria y la funcionalidad peatonal (limitaciones a 30 km/h, reducción de la sección del viario, etc.) y adecuar la intensidad del tráfico en toda el área urbanizada en función de la calidad del aire de las distintas zonas, para evitar la superación de los estándares de calidad del aire y los niveles máximos de ruido admisibles, estableciendo en áreas cercanas a colegios y hospitales zonas de baja emisión, con medidas más radicales sobre la circulación de tráfico y emisión de contaminantes.

- Se debe restringir fuertemente el aparcamiento no destinado a residentes **en superficie**, eliminándolo de las zonas centrales y de todas las áreas declaradas de interés histórico-artístico, poniendo fin a la política de creación de aparcamiento para visitantes en los centros históricos de las ciudades, eliminándolos o rescatándolos para convertirlos en aparcamientos de residentes
- Desde la perspectiva de la gestión del transporte en áreas urbanizadas, deben prohibirse las operaciones de aterrizaje y despegue que afecten a áreas urbanizadas en los aeropuertos con niveles de ruido superiores a los 55 db, incluso una vez desarrolladas las adecuadas medidas de aislamiento y adecuación, desde las 23 h a las 7 h.
- Las inversiones públicas no pueden ni deben ser un tema que competa sólo a los partidos políticos y a las discusiones presupuestarias en las cámaras o plenos correspondientes, al menos en la administración local. Decidir dónde y qué prioridades de inversión y distribución del gasto deciden las administraciones debe ser un tema amplio: presupuestos participativos
- Como medida de ordenación, situar los servicios sanitarios y educativos fuera de la huella sonora de vías de alta capacidad interurbanas o urbanas

4. En relación al reparto modal

- Es imprescindible un transporte público de calidad en cuanto a estándares de servicio al usuario, con una regularidad y frecuencia asegurada, una información continua al usuario sobre destino, tiempo de llegada del próximo servicio y tiempo previsible hasta los destinos cubiertos, así como con niveles de ocupación en hora punta compatibles con la comodidad del usuario. La funcionalidad del transporte privado debe condicionarse al buen funcionamiento del transporte público, consiguiendo que el transporte público de superficie (autobús, tranvía,...) presente una velocidad media de circulación superior, o similar, a la del vehículo privado, para lo que debe contar con carriles reservados prioritarios y encontrar siempre el semáforo en verde, como forma más eficiente de optimizar la gestión económica del sistema y la calidad del transporte para el usuario.
- Deben potenciarse los carriles-bici, el alquiler de bicicletas, crear servicios públicos de bicicletas y el establecimiento de aparcamientos vigilados gratuitos para bicicletas, través de convenios con los usuarios de concesiones públicas de transporte, y asegurar la posibilidad de desplazar las bicis en los transportes públicos.

5. En relación al cambio climático y la reducción de la dependencia energética.

- Deben establecerse primas o bonos por medidas que incrementen la sostenibilidad energética y ambiental de la movilidad para las empresas o asociaciones de usuarios. Y las administraciones públicas deben dar ejemplo con la introducción

obligatoria de estas medidas. Debe generalizarse la mejora del funcionamiento, integración y adecuada coordinación de todos los operadores de los consorcios y autoridades de transporte público, integradores de los distintos modos, **medios** y servicios de transporte público, asegurando la implantación del título único y la máxima comodidad y facilidad en los puntos de trasbordo entre medios o de cambio modal.

- Las ayudas a la industria automovilística deben restringirse a la sustitución de vehículos con más de 15 años, o con más de 150,000 km de recorrido, por otros nuevos con emisiones inferiores a 130 gr de CO₂/Km, para el primer semestre de 2010, y que cada año se exija una reducción en 5 gr CO₂/Km hasta llegar a los 90 gr. CO₂/Km, para tener derecho a las ayudas.
- El resto de ayudas existentes en el sector de la automoción deben modificarse, condicionándolas a modelos con fuertes restricciones en el consumo y en las emisiones (en todo caso por debajo de 120 gr. CO₂/km) sacrificando una potencia de los vehículos asociada a velocidades no permitidas en la mayor parte de las carreteras de Europa, y optando por vehículos de tipo híbrido o eléctrico o híbrido enchufable.
- España debería pilotar su consideración y urgente aplicación en la Unión Europea, por los singulares efectos negativos que para nuestras costas, recursos básicos y actividad productiva, puede tener el cambio climático.
- Es necesario hacer obligatoria la información al ciudadano sobre los efectos externos ligados a cada vehículo a la venta, como son el etiquetado energético y de emisiones, y los niveles de seguridad pasiva y el historial, en cuanto a accidentalidad relativa en el conjunto de cada país y de la UE-27, de cada modelo.
- Es preciso establecer la obligación de que los vehículos incorporen limitadores de velocidad y tacómetros, que garanticen el cumplimiento de los límites de velocidad existentes, optimicen consumos y emisiones y faciliten, al mismo tiempo, la adopción de las medidas sancionadoras que garanticen su estricto cumplimiento.

6. En relación con la calidad del aire y el ruido

- Reducción de los efectos externos de los vehículos El conjunto de medidas antes señaladas y el inevitable incremento en el precio del petróleo son un acicate para el establecimiento de mejoras tecnológicas en los vehículos y en los combustibles, para aumentar el rendimiento energético de los transportes de personas y de mercancías, así como para poner a punto vehículos (sobre todo automóviles privados y furgonetas) con fuentes energéticas duales (híbridos) o alternativas (eléctricos, gas, biocombustibles de segunda generación, etc.). Todo ello debe ayudar a disminuir consumos, emisiones y dependencia energética, aunque, previsiblemente, sólo de una manera marginal para el horizonte aquí contemplado (año 2020) salvo que el endurecimiento de la crisis energética obligue a medidas globales radicales en los cambios de líneas de producción y de modelos en marcha en la industria de la automoción en la actualidad. Medidas a corto plazo:
- Hay que potenciar el objetivo de reducir las emisiones de los vehículos de transporte, incrementando los estándares exigidos a la industria y extendiendo las medidas de topes máximos de emisión a todos los tipos de vehículos, incluyendo camiones, que circulen por la Unión Europea, aviones que aterricen o despeguen de sus aeropuertos, o que sobrevuelen su territorio, o barcos que atraquen en sus puertos o atraviesen sus aguas jurisdiccionales.

- Ampliar y mejorar la señalización sobre limitación de velocidad en áreas urbanas
- Aplicar la euroviñeta al tráfico de vehículos pesados de mercancías en zonas metropolitanas
- Modificar los pasillos aéreos en áreas urbanas en función de la huella sonora de afección

7. En relación con la calidad a la salud y la seguridad

- Establecer medidas restrictivas al uso del vehículo privado en áreas urbanas con índices de calidad del aire inferiores a los límites legales
- Establecer limitación de velocidad 80 Km/h en vías de alta capacidad de ámbito urbano y metropolitano con mala calidad del aire
- Ampliar y mejorar la señalización sobre limitación de velocidad en áreas urbanas
- Establecer limitación de velocidad a 80 Km/h en vías de alta capacidad de ámbito urbano y metropolitano
- Mejorar la accesibilidad y estancia de espera en marquesinas del transporte público en superficie para PMR, dotándolas de autonomía energética con energías renovables.

8. En relación con la gestión de la demanda

- Dotando las entradas a las regiones funcionales urbanas, áreas metropolitanas y principales áreas urbanas, de carriles exclusivos para transporte público interurbano, y de paradas previas en los intercambiadores con la red de transporte público urbano y metropolitano (Cercanías, Metro, tranvías, autobuses urbanos,...).
- Incidiendo activamente en la distribución modal de pasajeros interurbanos, dando prioridad al ferrocarril y al transporte marítimo, en su caso, frente al transporte por carretera o aéreo, cuando la demanda haga económicamente viables dichos medios de transporte.

Anexo 8: El Real Decreto 134/2010 para la resolución de restricciones por garantía de suministro

Su funcionamiento. El Real Decreto crea el almacén normativo para que nueve centrales de carbón nacional, próximas a centros mineros y pertenecientes a Endesa, Iberdrola, Gas Natural, Fenosa, HC Energía y E.ON, puedan funcionar. Lo harán, de forma prioritaria, cobrando un precio tasado por cada megavatio hora (MWh) de luz producido, independientemente de que en el mercado mayorista (pool) existan otros precios más bajos, con otras tecnologías. Además, hay que tener en cuenta la otra cara del plan, las compensaciones. Meter a esas centrales de carbón en el sistema puede suponer la expulsión de otras térmicas (otras de carbón, de fuel o de gas natural), por lo que se les garantizará el margen económico a modo de lucro cesante por los MWh que dejen de producir por haber dado prioridad al carbón nacional a precio de pool.

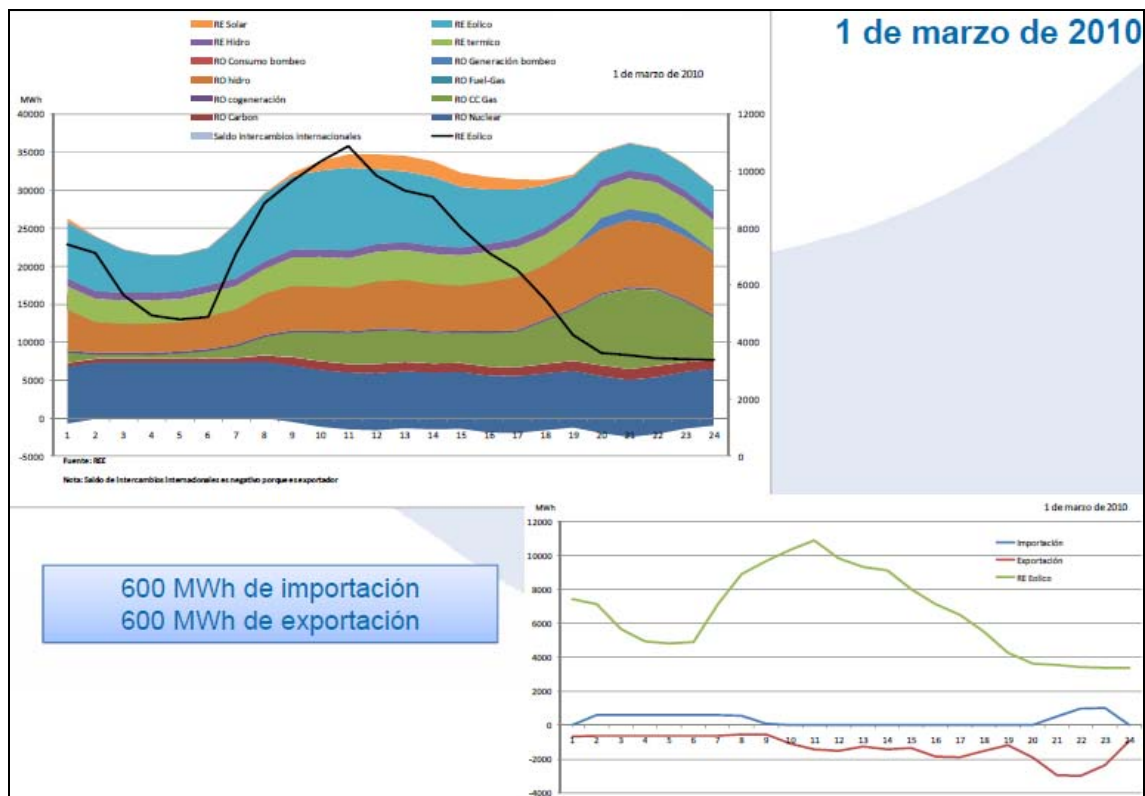
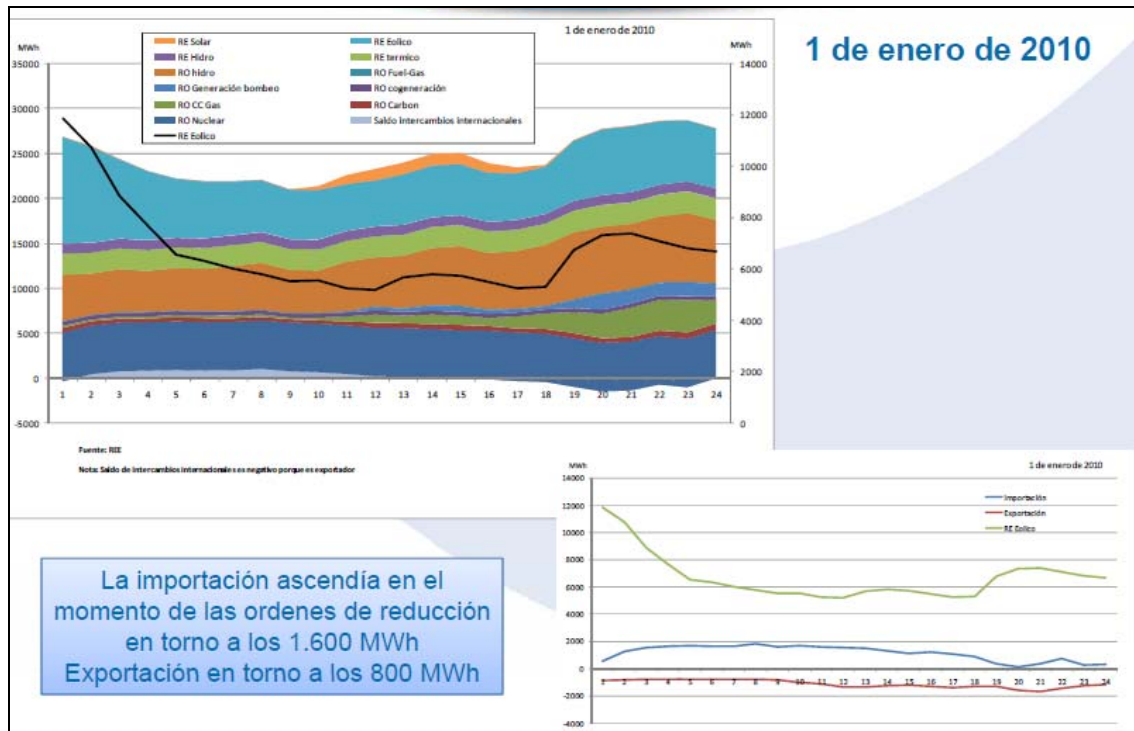
Las pegadas. El objetivo principal de esta medida, según su exposición de motivos, es asegurar la *“garantía de suministro a los consumidores eléctricos”*, pudiendo considerarse éste como una meta de carácter estructural del sistema nacional de generación de energía con un horizonte temporal de largo plazo. Pero como sostiene la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), no parece que a corto plazo esta garantía de suministro esté en peligro, ni tampoco las centrales de carbón listadas en el Anexo II -las que utilizarían carbón autóctono- son las únicas capaces de proporcionar una producción de tales características.

Este Real Decreto, como sostiene el Consejo Nacional de la Competencia, supone una distorsión significativa de los procesos de funcionamiento de los mercados energéticos en España y de los mecanismos de formación de precio, una contradicción con el principio rector de la Ley del Sector Eléctrico, que recoge en su Exposición de Motivos que su fin básico es *“...establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente...”* y donde se *“...reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia”*.

Además, las compensaciones por el nuevo mecanismo de restricciones por garantía de suministro constituirán un sobrecoste directo importante para la electricidad producida. Es previsible que se produzca un encarecimiento del precio de la electricidad en los mercados mayoristas como resultado de la alteración del orden de mérito económico y del incremento de los costes de operación. La Comisión Nacional de la Energía estima que podría provocar un sobrecoste de 800 millones de euros en caso de que se genere el máximo de energía previsto en la norma.

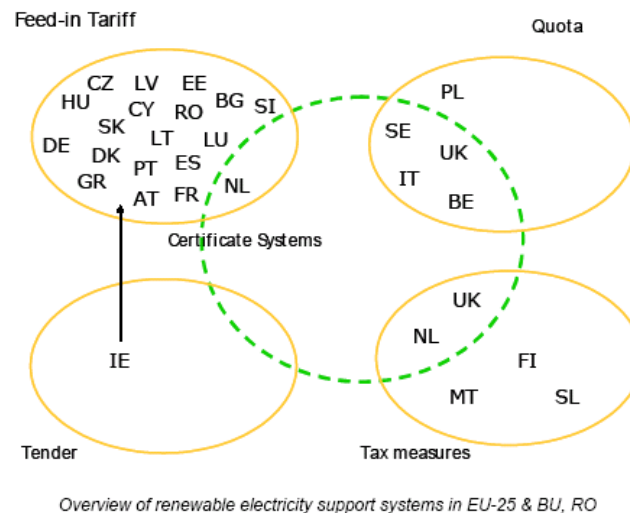
Por último no puede descartarse que la instauración del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro no constituya una ayuda de Estado en el sentido del art. 87.1 TCE, por lo que se considera que procede la notificación de dicha medida a la Comisión Europea, sea cual sea la naturaleza que se considere tienen estas ayudas. Cada central tendrá un cupo máximo de producción que, en total, suman en torno a 27 millones de MWh. Es un 10% de toda la demanda eléctrica en España. El sistema se extenderá durante tres ejercicios, hasta 2012.

Anexo 9: Importaciones de energía en momentos de reducción de la energía eólica



Anexo 10: Comparación de los diferentes sistemas de apoyo a las EE RR

Sistemas de apoyo a las renovables utilizados en diferentes países:



Puede observarse que la mayoría de los países han elegido el sistema de Incentivos económicos o Feed-in Tariff, o de tarifa regulada, en el que el regulador fija la tarifa para la retribución de la energía eléctrica procedente de las fuentes renovables (que pagan los consumidores) y el mercado determina la cantidad de energía eléctrica generada con estas fuentes. Un segundo sistema es el denominado de Certificados Verdes Comercializables o de Quota, en el que el regulador establece una cantidad o cuota obligatoria de energía renovable para un determinado agente, y un mercado secundario (de certificados) determina el sobreprecio de la energía generada con estas fuentes, por encima del precio del mercado convencional de electricidad. Además, en la UE se emplean los sistemas Fiscales o de Tax measures, que penalizan mediante un impuesto a las energías convencionales para que internalicen sus costes ambientales y eximen a las renovables, y de Subastas de capacidad o de Tender, en el que se establece una subasta de capacidad renovable cuyo ganador percibe la retribución contenida en la oferta durante un periodo de tiempo determinado.

	Ventajas	Inconvenientes
Sistemas de primas y tarifas	Eficacia y eficiencia reconocidas por la experiencia.	Dificultades para ajustar energías renovables instaladas al objetivo.
Certificados Verdes Negociables (CVN)	Sistema eficiente desde el punto de vista teórico.	Reducida eficacia y eficiencia desde el punto de vista empírico.
Subastas	Aporta la estabilidad de las primas.	Comportamiento estratégico de los agentes puede reducir las ventajas de eficiencia y eficacia.
Mercado de emisiones	Favorece la competitividad de las tecnologías bajas en carbono frente a las convencionales.	Elevada volatilidad y precios insuficientes para ser un instrumento de apoyo único.
Fiscalidad	Estabilidad en la retribución.	Riesgo de sometimiento a la negociación política.

Los sistemas de primas se han demostrado su efectividad y eficiencia, sobretodo en eólica

De acuerdo con la comunicación de la Comisión de la UE al Consejo y al Parlamento Europeo (COM(2005)627), de 7 de diciembre de 2005, sobre los sistemas para la promoción de energías renovables, el sistema de Feed-in Tariff, o de tarifa regulada, es el que se muestra globalmente como más efectivo y más eficiente, dados los elevados precios alcanzados en los sistemas de certificados y la escasa implantación de nuevas instalaciones en el resto de sistemas. Y, en particular, la Comisión de la UE muestra cómo en el caso de la energía eólica el sistema regulatorio español, con los precios y las potencias instaladas hasta el año 2004, resulta de los más efectivos y, al mismo tiempo, de los más eficientes.

A esta misma conclusión llega el mismo informe actualizado a precios de 2006, que fue presentado por la Comisión de la UE, de 23 de enero de 2008 (COM(2008) 19 final), con ocasión de la presentación del paquete verde de la UE. Según el Consejo de la UE de Primavera de 2007, y el Climate Package presentado por la Comisión Europea el 23 de enero de 2008, el nuevo objetivo para el conjunto de la Unión Europea es alcanzar con renovables el 20 por 100 de la demanda de energía final en 2020.

La Comisión de la UE presenta la evaluación de los mecanismos de apoyo conforme a los dos criterios siguientes: un criterio que mide la efectividad (definido como la capacidad de incrementar la penetración de las renovables en el consumo de electricidad), y otro criterio que mide la eficiencia (definido como la comparación entre el nivel económico del apoyo recibido y el coste de generación de la tecnología). Adicionalmente correlaciona la efectividad de un sistema con su eficiencia, mediada como el beneficio anual esperado de las inversiones a partir de dicho sistema. De acuerdo con la evaluación de la Comisión Europea mediante el sistema de "feed-in tariffs se alcanza una gran penetración de las energías renovables, con el menor coste para los consumidores".

El indicador de efectividad muestra el incremento de electricidad generada comparado con el potencial realizable a medio plazo (hasta 2020) para cada tecnología específica

El gráfico siguiente muestra el indicador de efectividad para la tecnología eólica en tierra durante el periodo 1998-2006, incluyendo la tendencia en 2006.

Las políticas más efectivas que han promovido la energía eólica, el biogás y la tecnología fotovoltaica han sido en los países que han utilizado feed-in tariffs como su principal mecanismo de apoyo. Sin embargo, no todos los esquemas feed-in tariffs implementados en los Estados Miembros han sido igual de exitosos. Para la energía eólica terrestre, Dinamarca, Alemania y

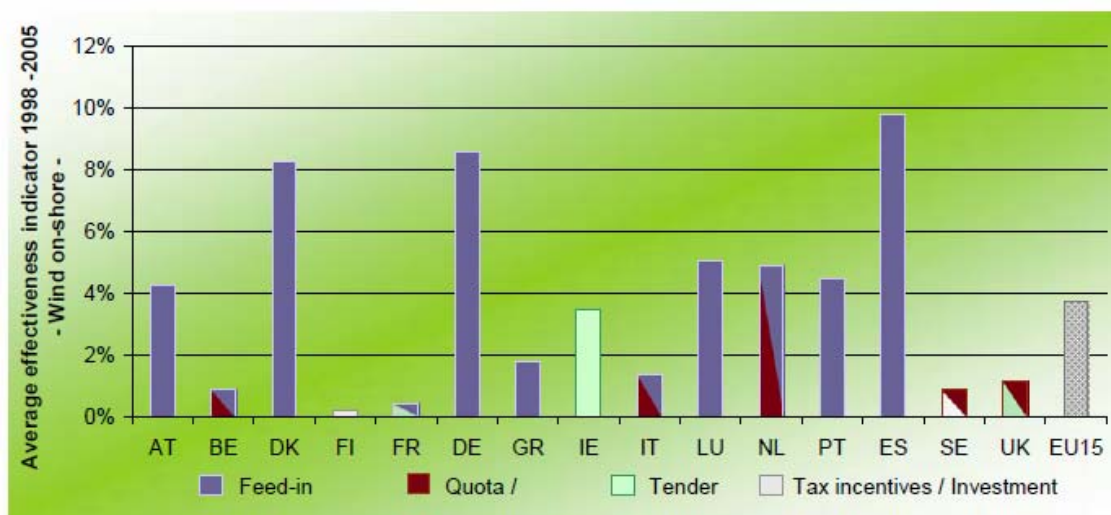


Figure 3. Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2005 in the EU-15 showing the relevant policy schemes during this period

Los sistemas de apoyo y los objetivos deben adaptarse al estado de desarrollo y las características de cada tecnología renovable.



Anexo 11: Paridad de red y autoconsumo

Por “paridad de red” se denomina al momento en el que el precio de la tarifa eléctrica doméstica (Tarifa de Último Recurso) se iguala al coste de la energía fotovoltaica.

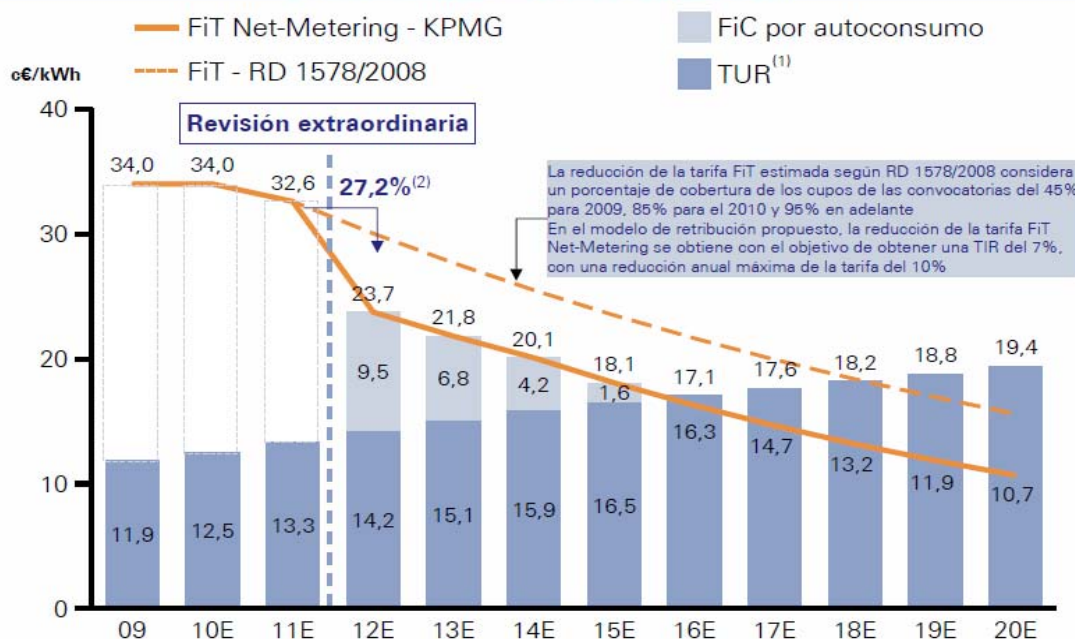
Esta situación que hace unos años parecía que ocurriría en un futuro lejano, ya se está dando o está apunto de producirse en varios lugares del mundo. En España según un estudio de la consultora KPMG realizado para ASIF, la paridad de red se alcanzará en el 2016, bajo ciertas condiciones. Según el estudio esto sería posible sin que suponga ningún coste extra para el Estado ni para la red eléctrica.

La propuesta potencia el autoconsumo, pues al pequeño consumidor le será rentable tener unas pocas placas en su propio tejado y producir parte de la energía que consume. En Alemania, por ejemplo, es algo cada vez más extendido.

Es importante tener en cuenta que para alcanzar la paridad de red, el precio del KWh fotovoltaico debe igualarse a la Tarifa de Último Recurso, y no a lo que pagan los consumidores actualmente (más alta) pues a esta última se debe descontar los impuestos y los costes de mantenimiento de la red.

Para alcanzar la paridad de red, el propio sector fotovoltaico propone una rebaja de la prima que recibe actualmente del 27,2%, pasando el precio del KWh de 34 c€ a 23,7 c€. La Tarifa de Último Recurso es de 15,5 c€/KWh, por lo que al consumidor-productor de electricidad se le pagará una prima de compensación (FiC) por la diferencia (es decir, el primer año 9,5 c€/KWh) y el Estado se ahorraría 14,2 c€ por cada KWh (respecto a lo que paga según RD 1578/2008) y este dinero se debería emplear en aumentar el cupo de potencia que se puede instalar.

Evolución del precio de la electricidad y de la retribución al segmento residencial (hasta 20 kW) en el escenario base (2009-2020) (c€/kWh)



En los años siguientes la prima irá descendiendo de forma gradual, mientras que la tarifa eléctrica seguirá aumentando. El momento en el que los dos valores coincidan, y se alcance la paridad de red, se podrá eliminar la prima de compensación. Como se

observa en la gráfica, a partir de este momento al productor-consumidor le saldrá mas barata la energía que produzca que el precio de venta de las compañías eléctricas.

La propuesta incluye dos formas de retribución para el segmento de la edificación:

a) “Tarifa FiT Net-Metering” consistente en una tarifa regulada fija durante 25 años por la energía excedentaria inyectada en la red (actualizada con la inflación a lo largo del periodo de 25 años). En este sentido, se propone llevar a cabo en 2012 una reducción extraordinaria de tarifas de acuerdo con lo previsto en la Disposición Adicional 5ª del Real Decreto 1578/2008 más allá de la que resultaría por la aplicación del sistema ordinario de cobertura de cupos. Cabe mencionar que la FiT en instalaciones sobre edificación limita las problemáticas detectadas en los sistemas tradicionales de medición neta de:

- Dimensionamiento de la instalación sólo para el consumo (excepto en el supuesto de que se insertase un límite máximo de potencia de las instalaciones sometidas a autoconsumo).
- Falta de predicción de ingresos.
- Marginalidad de los beneficios asociados.
- Pérdida de los créditos de consumo de energía en el supuesto de energía excedentaria para supuestos de consumos bajos permanentes o desincentivo a la eficiencia energética.

b) “Compensación por autoconsumo FiC” consistente en un importe por la energía autoconsumida, que desaparecería para las nuevas instalaciones una vez alcanzada la paridad de red. Cabe considerar que la compensación por autoconsumo FiC apoya un desarrollo sostenible del sistema de autoconsumo previo a la paridad de red, a la vez que proporciona un ahorro para la tarifa eléctrica por cada kWh consumido.

El sistema retributivo propuesto promueve un uso eficiente de la electricidad, ya que el productor que autoconsume recibe una mayor retribución en efectivo por reducir su consumo eléctrico al poder inyectar más kWh en la red (mayor excedente de electricidad).

Por otro lado, para que el consumidor final pueda instalar placas fotovoltaicas con facilidad, hay que implementar otras medidas:

- Simplificación en la tramitación administrativa
- Acceso al crédito en el subsegmento residencial