

13. IMPACTOS SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO

Juan Manuel López Zafra, Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Vicente Meneu Ferrer

Contribuyentes

E. Ardines Tomás, R. Gimeno Nogués, R. Mateos de Cabo, A. Pardo Tornero,
S. de Paz Cobo, E. Valor Micó

Revisores

F. Ayala Carcedo, M. Fernández, X. Labandeira, G. Maganto, J. A. Moreno Delgado,
I. Pérez Arriaga, F. Sánchez Sudón, A. L. Vivar

E. Alonso Pelegrín, T. Trouve

RESUMEN

Del sector energético dependen prácticamente todos los sectores económicos del país, por lo que debe ser considerado como un sector estratégico.

España tiene una enorme dependencia energética internacional de petróleo y sus derivados y de gas natural, no tanto en hidroelectricidad y otras energías renovables; por otro lado, nuestro país ha tenido históricamente uno de los niveles más reducidos de intensidad energética primaria con relación a Europa, y tiene también un menor consumo energético per cápita.

En los últimos años, los mayores incrementos de demanda de energía eléctrica se han producido en las zonas Sur, Levante y Centro, y se prevé que esta tendencia continúe en los próximos años.

El sector energético es uno de los responsables del cambio climático, pero a su vez también éste incide en él. Se detecta fundamentalmente una relación de dependencia de los consumos de gas natural (en invierno) y de electricidad (todo el año) respecto de la temperatura del aire; así, inviernos más cálidos provocarían menores consumos de ambos mientras que veranos más calurosos provocarían incrementos en la demanda de electricidad; se observa una pauta creciente en la demanda media de energía eléctrica ante variaciones positivas (negativas) de un grado centígrado en la temperatura en verano (invierno).

La previsible disminución de precipitaciones afectará a la estructura de la oferta de hidroelectricidad, así como a determinadas centrales térmicas y nucleares refrigeradas en circuito abierto.

La cogeneración, la energía eólica y los ciclos combinados que utilizan gas natural (que es una fuente energética menos contaminante) representan una cierta alternativa. El resto de las renovables se encuentran aún en fases iniciales de aprovechamiento.

En los últimos años se están presentados múltiples propuestas administrativas para el fomento tanto de las energías renovables como para el incremento de la eficiencia energética, como el Plan de Fomento de las Energía Renovables, y la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética, asimismo, se detectan actuaciones de los mercados financieros para paliar los efectos que las oscilaciones climáticas pueden provocar en los distintos sectores económicos.

Se presentan distintos indicadores para la detección del cambio climático en su relación con el sector energético; cabe destacar, entre ellos, el consumo de energía final y la intensidad energética final, así como los referidos específicamente a electricidad, sobre todo los consumos doméstico e industrial tanto en refrigeración como en calefacción; son necesarias, sin embargo, ciertas modificaciones en la información suministrada por las compañías, así como un análisis en profundidad de los factores que intervienen en la evolución de los indicadores y las repercusiones particulares del cambio climático en cada sector de actividad económica.

13.1. INTRODUCCIÓN

El sector energético, entendido como el sector de transformación y comercialización de la energía, es posiblemente una de las piezas clave dentro del engranaje económico, al depender de él prácticamente todos los demás. Asimismo, es el causante de un tercio de las emisiones de gases de efecto invernadero. De hecho, según el *Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990-2001*, de la Agencia Europea del Medio Ambiente, en 2001 el sector de transformación de la energía fue responsable del 33% de las emisiones de CO₂, mientras que el transporte lo fue del 25% y la utilización de los combustibles fósiles como energía primaria en la industria originó el 17% de las emisiones. Por otra parte presenta cierta flexibilidad técnica para abatir de forma importante estas emisiones cambiando el *mix* de generación. En el presente capítulo no se abordan las causas de las emisiones de este sector, sino el posible efecto que el cambio climático pueda tener en él, tanto en las fuentes de energía primarias que utiliza como en el proceso de transformación de éstas en energía final (la que la sociedad demanda, en forma de electricidad, de productos petrolíferos, de gas natural o de carbón).

El consumo energético crece a nivel mundial y seguirá creciendo en un futuro cercano. En España también, incluso con tasas muy superiores a las de los países de nuestro entorno. Además, nuestras tasas de crecimiento energético están por encima de las tasas de crecimiento de nuestro Producto Interior Bruto, lo que denota, en una primera aproximación, que la eficiencia, en la utilización energética para generar una unidad de riqueza, está disminuyendo. Y esto, aunque cierto, debe ser matizado.

Por una parte, nuestro país ha tenido históricamente uno de los niveles más reducidos de intensidad energética primaria (relación entre el consumo de energía primaria y el Producto Interior Bruto) con relación a Europa, aunque en los últimos años se ha situado en la media europea, si se referencia a igualdad de poder de compra. También tiene un menor consumo energético per cápita.

Por otra parte, si bien en los últimos años se ha producido una disminución de la intensidad energética en la industria, como consecuencia de las mejoras técnicas adoptadas y los desplazamientos hacia actividades menos intensivas, en los sectores residencial, comercial y de transporte, se ha experimentado un crecimiento con tasas muy importantes. La buena marcha de la economía ha propiciado un incremento del empleo y de la renta, lo que ha posibilitado un mayor equipamiento y una aproximación a las pautas de consumo europeas, tanto a nivel de los hogares como en el sector terciario. No obstante, el sector del transporte ha tenido un crecimiento espectacular como el de los demás países, pero en el caso español ha sido más acentuado, lo que ha llevado a alcanzar una de las mayores intensidades energéticas del transporte, fruto de la mayor utilización relativa del transporte por carretera frente al ferrocarril, y de hacerlo con mayores recorridos. Este comportamiento también se observa en la energía eléctrica, debido a sus buenas características de versatilidad, disponibilidad y de precio. En los últimos años, los mayores incrementos de demanda de energía eléctrica se han producido en las zonas Sur, Levante y Centro, y se prevé que esta tendencia continúe en los próximos años.

El petróleo es la principal fuente de energía primaria en España, pues cubre aproximadamente el 53% de las necesidades energéticas de nuestro país. El carbón y el gas natural son las otras dos fuentes más empleadas, representando el 17% y 14% respectivamente de la demanda energética total, con tendencias de evolución contrarias. No obstante, debe matizarse que 2002 fue un año especialmente seco lo que afectó negativamente a la hidraulicidad. A los inconvenientes que se derivan de depender mayoritariamente de una única fuente energética (petróleo), se une la problemática de que España es un país importador de la misma, dado que la producción nacional tan sólo cubre el 0,4% de las necesidades de crudo del país. Este

elevado grado de dependencia externa hace necesaria la implementación de una política energética que tenga como uno de sus pilares básicos el velar por la seguridad de suministro.

En la figura 13.1 podemos observar la importancia relativa tanto a nivel mundial como a nivel nacional del consumo de energía, según su fuente.

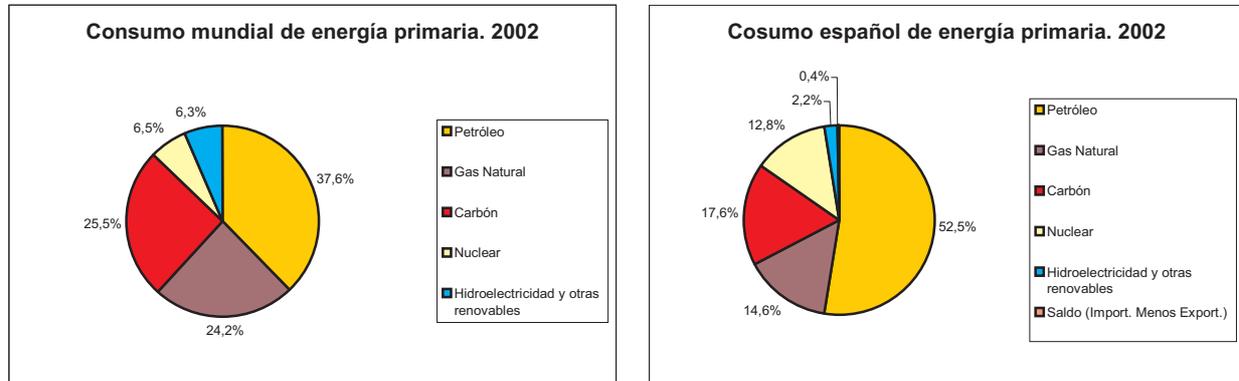


Fig. 13.1. Fuentes: *British Petroleum (2004); DGPEM (2003).*

Además de la importancia relativa de cada fuente de energía respecto del consumo global en una fecha determinada, es conveniente tener una perspectiva de cuál ha sido la evolución del consumo de cada una de ellas respecto de la cantidad consumida en una fecha concreta. Esto permite conocer, en función de las perspectivas de abastecimiento, la posición en la que se encuentra nuestro país respecto de futuros problemas en el suministro de alguna de ellas, al ligar tal evolución tanto con las reservas mundiales de cada fuente y a su localización geoestratégica como con el coeficiente de autoabastecimiento. En la figura 13.2 se observa, sin lugar a error, cómo España ha incrementado su dependencia del petróleo desde el año 1973 (fecha escogida como base para todas las fuentes, por haber supuesto el origen de la primera crisis energética mundial); sin embargo, es destacable también el incremento que otras fuentes han tenido en el mismo período, particularmente el carbón, el gas natural y la energía nuclear.

Cinco son las fuentes principales de energía de las que nos ocuparemos en el presente informe: la electricidad (energía final), el petróleo, el gas natural, el carbón y las renovables de uso no eléctrico (fuentes de energía primarias).

Señalar, por último, que el sector energético es un sector estratégico en el que la garantía en el suministro es la pieza clave del sistema. Por ello, es un sector en el que ciertas actividades están reguladas por la Administración del Estado y en el que existe la figura del supervisor (Comisión Nacional de la Energía).

13.2. SENSIBILIDAD AL CLIMA ACTUAL

El cambio climático se manifiesta en general por un incremento de la temperatura media, que va acompañado de una evolución a la baja de las precipitaciones y de la humedad relativa del aire; de hecho, es bastante más complejo, pues Meteo France, por ejemplo, has mostrado que las variaciones climáticas son distintas en el norte que en el sur de Francia. Por otra parte, se pueden producir con mayor asiduidad e intensidad episodios atmosféricos extremos. Tal y como señala Ayala-Carcedo (2004) (ver también Capítulo 1), en España se detecta una tendencia a la baja estadísticamente significativa en la precipitación invernal en la serie 1947-

2000 a nivel peninsular, así como una tendencia al aumento de la frecuencia y severidad de episodios térmicos extremos.

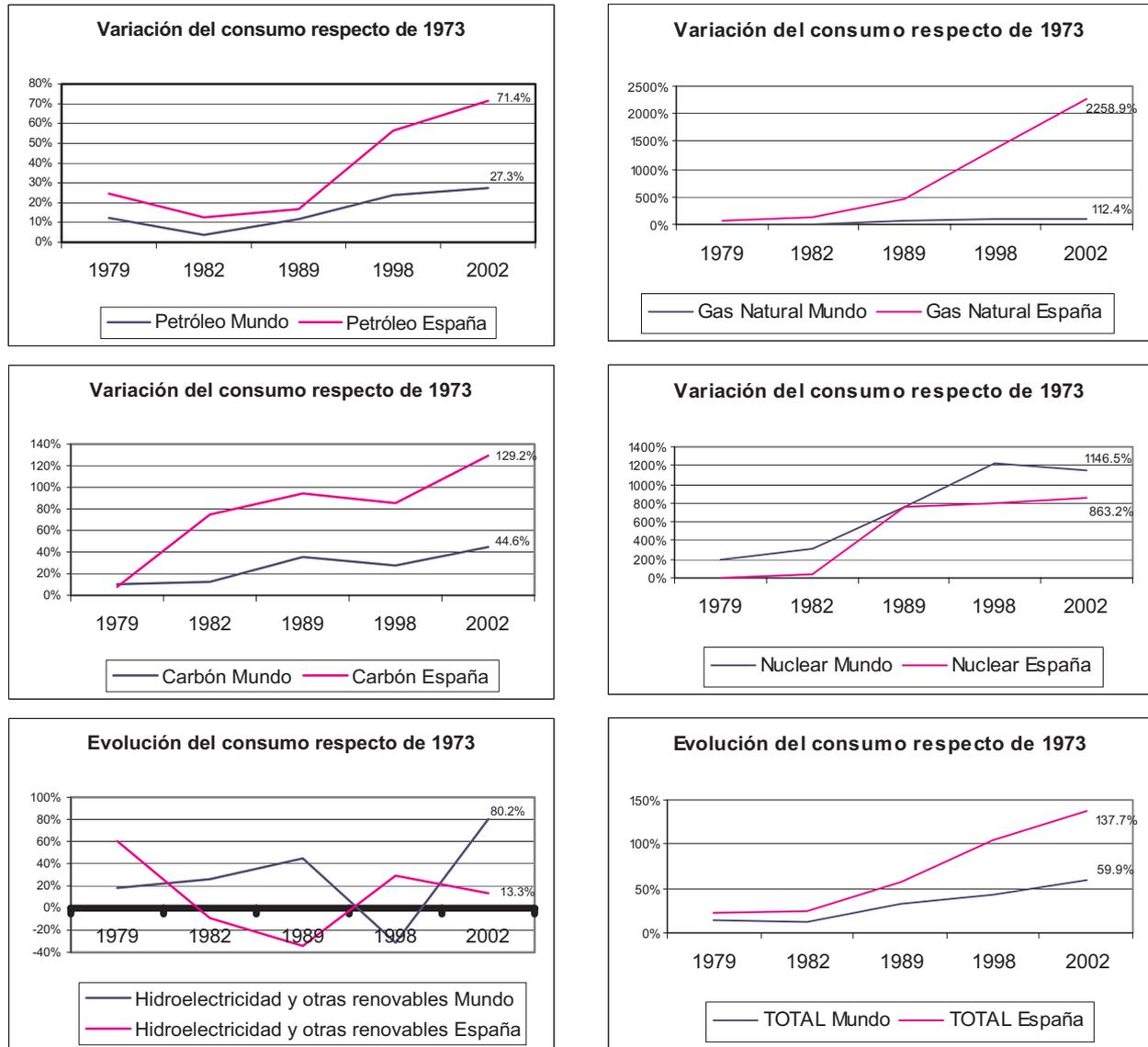


Fig. 13.2. Fuente: elaboración propia a partir de British Petroleum (2004) y DGPEM (2003).

Una primera pregunta que debe ser contestada a la hora de analizar la sensibilidad del sector energético al clima actual es la de establecer cuáles son las variables climáticas que tienen una mayor influencia en el sector energético, entendido como el sector de la transformación y comercialización de la energía. De acuerdo con Lloyd's (1999), un incremento de tres grados en la temperatura provoca una variación de la demanda de energía del 10%. No debe olvidarse que al hablar de variables climáticas pueden tomarse en consideración una amplia variedad de magnitudes: temperatura (del aire o del suelo), horas de insolación, precipitaciones, velocidad del viento, humedad relativa, presión atmosférica, etc. Una vez detectadas las variables más influyentes, se tratará de analizar posibles cambios en su evolución capaces de afectar en el futuro al sector energético.

13.2.1. La electricidad

13.2.1.1. Demanda de electricidad

Como primera aproximación a la relación entre variables energéticas y climáticas se toma la electricidad como variable energética representativa. La electricidad es, según se ha comentado, una fuente secundaria de energía. A los efectos de realizar estudios, esta variable energética presenta la gran ventaja de la disponibilidad de amplias bases de datos sobre consumo de frecuencia temporal muy elevada (datos diarios, por lo general, y a partir de la creación del mercado OMEL, datos horarios de energía eléctrica negociada). La figura 13.3 recoge los gráficos de dispersión (*scatter*) que relacionan el consumo de electricidad (solo días laborables) con 6 variables climáticas relevantes expresadas en forma de índice: temperatura del aire ITE, velocidad del viento IVV, humedad relativa IHR, presión atmosférica IP, precipitación IPR e insolación IHS. Los índices se obtienen mediante metodología explicada en Valor et al (2001a y 2001b). Se distingue con los colores rojo y azul los días correspondientes al verano y al invierno pues marcan comportamientos del consumo diferenciados.

La pauta más clara de influencia de la climatología en el consumo aparece en el caso de la temperatura. Obsérvese en la primera figura de la fig. 13.3 una relación convexa de modo que los datos de invierno y de verano quedan claramente separados en dos subconjuntos: el asociado a temperaturas más altas corresponde al verano (puntos rojos) y el asociado a temperaturas inferiores al invierno (puntos azules). Aparece un valor mínimo que separa ambos conjuntos en, aproximadamente, 18°C que corresponde a la temperatura que suele ser conocida como temperatura de confort (o intervalo de confort, si se consideran un entorno de temperaturas respecto al valor mínimo). La interpretación de este resultado es que en 18°C el consumo de energía eléctrica es mínimo, incrementándose para temperaturas mayores y menores por la activación de aparatos de acondicionamiento de aire (en verano) y de calefacción (en invierno).

Las otras variables climáticas tienen una influencia menor o prácticamente nula en el consumo de electricidad, según se constata en los otros gráficos de dispersión, por lo que no van a ser tenidas en cuenta a lo largo de este apartado del estudio. En todo caso, la combinación entre algunas de ellas sí que puede tener alguna relevancia, por ejemplo, la temperatura y la velocidad del viento –*windchill*–, o la temperatura y la humedad relativa –*discomfort index*–. Obsérvese que, en todo caso, la temperatura forma parte de las dos combinaciones, reforzándose en este sentido su carácter de variable climática de máxima influencia en el consumo de electricidad.

Para reafirmar aún más la relación entre la demanda de electricidad y la temperatura, señalar que en el verano de 2003, la ola de calor provocó incrementos muy importantes en la demanda de electricidad en España. Así, de acuerdo con la página web de Red Eléctrica de España, el consumo de energía eléctrica en los primeros doce días de junio superó en un 10,5 por ciento el registrado en el mismo periodo del año anterior. El Avance del Informe Anual 2003 de Red Eléctrica de España, relativo al mes de agosto, recoge asimismo un incremento de la demanda eléctrica del 12,6% respecto del mismo mes del año anterior; en el Informe Mensual de Agosto de la misma entidad se señala que la temperatura media de ese mes fue 4 grados Celsius superior a la de agosto de 2002, y que tanto las máximas como las mínimas fueron notablemente superiores a las del mismo mes del año anterior. Igualmente, disminuciones de la temperatura provocan un incremento de la demanda energética; el día 2 de marzo de 2004 se produjo la punta de demanda de potencia en España, con un valor de 38.040 MW a las 19:47, y un máximo de potencia media horaria de 37.724 MW entre las 20 y las 21 horas. Este mismo día, la demanda de energía agregada fue de 759 GWh.

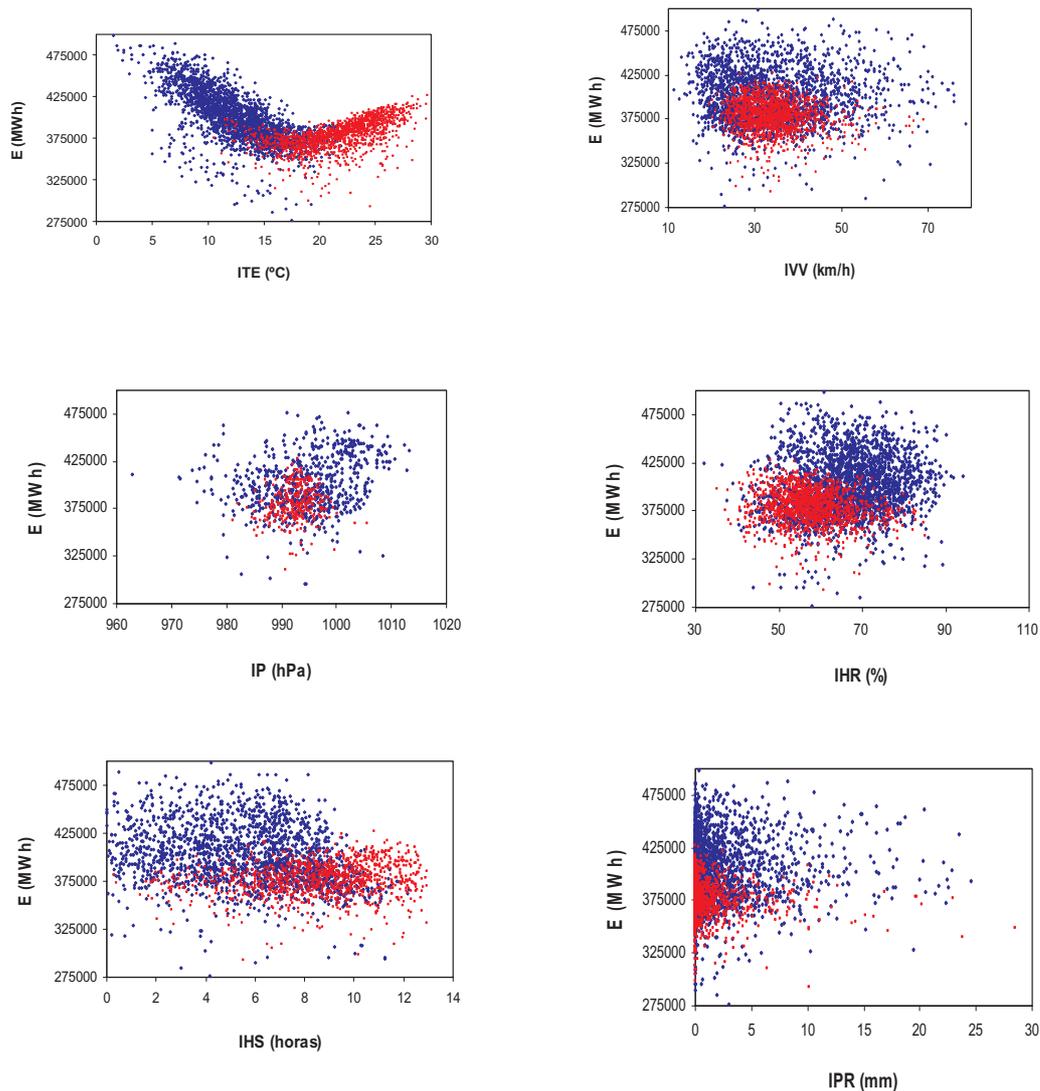


Fig. 13.3. Gráficos de dispersión de la demanda eléctrica y las variables climáticas (temperatura ITE, velocidad del viento IVV, presión atmosférica IP, humedad relativa IHR, horas de insolación IHS, precipitaciones IPR). Datos diarios de días laborables del año 1983 al 1999; se ha eliminado la tendencia económica general en los datos de demanda eléctrica. Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE, INM e INE.

El anterior máximo se obtuvo el 18 de febrero de 2003 entre las 19 y 20 horas, con un valor de 37.212 MW, siendo la demanda agregada de energía del día siguiente también la mayor de la historia hasta entonces, con 753 GWh (Red Eléctrica de España 2004); tales registros coinciden con unas temperaturas especialmente bajas del mes de febrero, inferiores en 1.5 grados Celsius al promedio del mismo mes del año 2002; en concreto, el día 18 de febrero de 2003 la temperatura mínima media fue inferior a los cero grados, de acuerdo con los datos de Red Eléctrica de España (2004). Por otra parte, el día 2 de marzo de 2004, coincidiendo también con temperaturas bajas, se alcanzó la máxima demanda histórica de gas natural con 1.246 GWh.

Conviene incidir más en esta relación teniendo en cuenta el doble efecto que las temperaturas tienen en el consumo eléctrico. A tal fin, se procede a calcular las variables derivadas del ITE denominadas grados días de calefacción (HDD, *heating degree days*) y grados día de

refrigeración (CDD, *cooling degree days*). Siguiendo la metodología descrita en la literatura, los grados día se obtienen a partir de:

$$\text{HDD}_t = (\text{ITE}_{\text{REF}} - \text{ITE}_t)^+$$

$$\text{CDD}_t = (\text{ITE}_t - \text{ITE}_{\text{REF}})^+$$

siendo ITE_{REF} el valor del índice que se toma como referencia e ITE_t el valor del índice en t ($t=1,2,3,\dots$). En el caso español, el valor de referencia del índice que se va a utilizar es 18°C , que es la temperatura de confort anteriormente analizada. La interpretación de los grados día de calefacción sería el número de grados para los que sería necesario utilizar recursos energéticos en los días de invierno para aproximar la temperatura ambiente a la de confort. Los grados día de refrigeración medirían los grados que haría falta enfriar con recursos energéticos para hacer descender en verano la temperatura hasta el nivel de confort. Es decir, son una medida de la duración e intensidad del frío en invierno y del calor en verano.

La figura 13.5 presenta la evolución de los grados día de refrigeración y los grados día de calefacción desde 1970 hasta 2003. Cada variable representa la suma anual de los grados día obtenidos aplicando, día a día, las relaciones anteriores. La simple observación del gráfico informa de la clara tendencia decreciente de los grados día de calefacción anuales y la asimismo clara tendencia creciente de los grados día de refrigeración, ambas consecuencia de una elevación de la temperatura media de los últimos treinta y tres años.

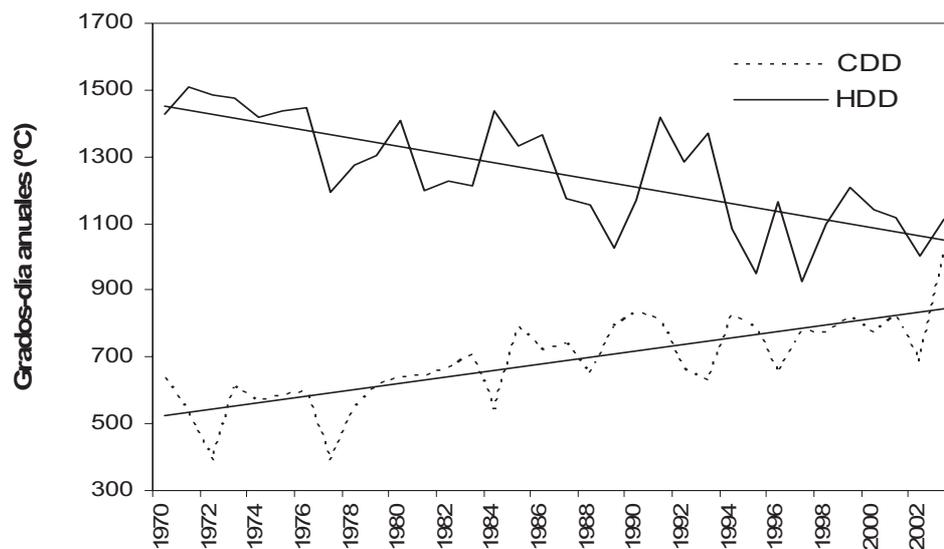


Fig. 13.5. Evolución de la suma anual de los grados día de refrigeración y de calefacción desde 1970 a 2003. Fuente: elaboración propia a partir de datos del INM.

Una vez obtenidos los grados día de refrigeración y los grados día de calefacción es posible determinar de forma aproximada la respuesta de la demanda eléctrica media diaria en verano y en invierno ante una variación de un grado en la temperatura. El resultado de esta aproximación se presenta en la tabla 13.1 en el que se detalla esa respuesta en los años 1983, 1993 y 2003. Destaca la pauta creciente del verano.

Tabla 13.1. Variación porcentual de la demanda eléctrica media diaria producido por una variación de la temperatura en $\pm 1^\circ \text{C}$. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE e INM.

Año	Invierno	Verano
1983	1,85 %	0,47 %
1993	2,06 %	1,07 %
2003	1,80 %	1,61 %

13.2.1.2. Oferta de electricidad

Pero no sólo es la demanda eléctrica quien se ve afectada por las variaciones térmicas. La generación de electricidad es asimismo sensible, en mayor o menor medida, a las oscilaciones climatológicas. Así, la hidraulicidad, directamente relacionada con la pluviometría y con la capacidad de los embalses, influye en el precio de la electricidad. De este modo, por ejemplo, el mes de agosto de 2003 fue especialmente seco, con un producible hidráulico inferior en 7 GWh a un agosto tipo. Este hecho, combinado con la ola de calor, provocó que el precio medio de la electricidad durante el mes fuese de casi 4,0 céntimos de euro por KWh, un 25,3% superior al de un año antes, y el máximo en los trece meses anteriores, de acuerdo con la Operadora del Mercado Eléctrico, OMEL (información de Reuters del 29 de agosto de 2003). El máximo precio anterior se había alcanzado en julio de 2002, situándose entonces en 4,72 céntimos de euro por KWh, en un año especialmente seco.

La energía producible hidráulica recoge la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un período de tiempo dado y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica; el índice de producible, por su parte, recoge el cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas al mismo período temporal y a un mismo equipo hidroeléctrico. Este índice recoge por tanto correctamente el ciclo hidrológico temporal, indicando un valor unitario del mismo un período normal en cuanto a aportes hidráulicos se refiere; valores menores de la unidad reflejan, sin embargo, períodos secos, mientras que valores superiores a la unidad reflejan períodos húmedos (ver en la figura 13.6 su evolución entre junio 2002 y junio 2003). Precisamente el año 2002 presenta un índice de producible de 0,73, de acuerdo con los datos de Red Eléctrica de España (2004), frente a uno de 1,16 de 2003, lo que puede explicar el precio medio de la electricidad en julio de aquel año. Y del mismo modo ocurre con el precio de la misma en agosto de 2003, con un índice de producible de 0,56. La combinación de calor y escasa hidraulicidad tiene, como vemos, efectos importantes en el precio.

Por otro lado, es conocido también el efecto que la temperatura tiene en la diferencia de rendimiento en las centrales térmicas y nucleares, así como en las de cogeneración, solar térmica de alta temperatura y en la biomasa. El ciclo Rankine reduce su rendimiento termodinámico cuando el foco frío lo es en menor medida. Además, se incrementa el impacto térmico, como por ejemplo ocurrió en Francia, país con una enorme presencia de producción eléctrica de origen nuclear, cuando las centrales nucleares de Bugey (Ain, este), Golfech (Tarn-et-Garonne, sur) y Tricastin (Drome, sureste) recibieron autorización en agosto de 2003 para verter a los ríos las aguas utilizadas para enfriar los reactores con temperaturas más elevadas de lo permitido por las normas en vigor.

La energía eólica se ve perjudicada con situaciones de estabilidad térmica (anticiclones en invierno o en verano) y con episodios de extrema inestabilidad (vientos muy fuertes). En el caso de la fotovoltaica y de la solar térmica, los vientos fuertes producen arrastre de polvo (ensuciamiento de paneles y helióstatos), llegando a tener que dejar de operar. El problema más importante que afrontan actualmente estas instalaciones es la disipación de calor. El rendimiento de la célula disminuye con la temperatura. En el caso de las de silicio monocristalino esta disminución es de 4,41% cada 10° C, por encima de los 25° C. Por otra parte estas células tienen unas temperaturas máximas de funcionamiento en el rango de los 70° C, que no pueden sobrepasarse. Sin embargo, es muy positivo en estas tecnologías el efecto de las horas de insolación.

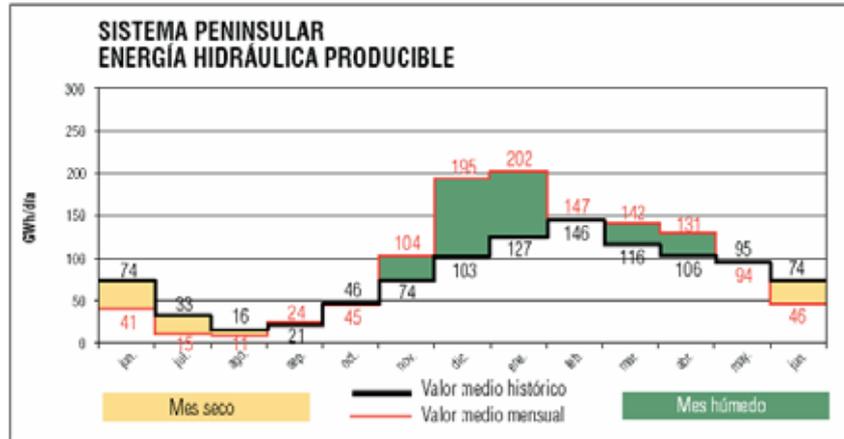


Fig. 13.6. Índice producible durante el último año móvil (junio 2002 – junio 2003). Fuente: REE.

Por otra parte, el incremento de la temperatura conduce a inviernos mucho más suaves y a veranos mucho más calurosos (Fig. 13.5). El incremento de demanda unido a este efecto temperatura, provoca un aumento de la demanda estival de potencia. Este efecto se viene manifestando año a año en el acercamiento de la demanda de potencia punta en verano a los valores que se demandan en invierno.

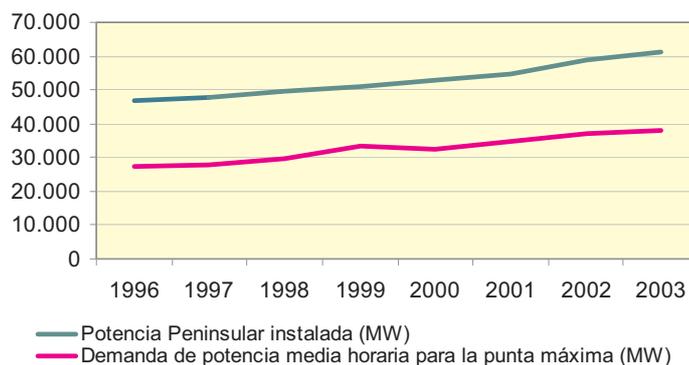


Fig. 13.7. Relación entre la potencia instalada y la potencia demandada. Fuente: REE y elaboración propia.

El transporte y la distribución de energía eléctrica son también sensibles a la climatología. La temperatura del aire influye en la capacidad de transporte de las líneas de alta tensión (ver en

tabla 13.2 la diferente capacidad de las conexiones internacionales de España en verano y en invierno); el viento, la lluvia torrencial y la nieve tienen también un claro efecto sobre la potencial destrucción de las estructuras de transporte. Por último, el efecto de temperatura del aire (aislada, o en combinación con la humedad relativa, el *discomfort index*, o la velocidad del viento, *windchill index*) es asimismo importante en la comercialización de la electricidad.

Tabla 13.2. Capacidad nominal por línea eléctrica de interconexión a 31 de diciembre de 2002. Fuente: REE.

Capacidad nominal máxima de las interconexiones internacionales (MW)			
	tension (kV)	En verano	En invierno
Con Francia			
Irún – Errondenia	132	111	133
Arkale – Argia	220	410	460
Hernani – Argia	400	1430	1620
Biescas - Pragnères	220	270	330
Benos - Lac Dóo	150	100	140
Vic – Baixas	400	1510	1750
Con Andorra			
Adrall – Escalades 1 y 2*	110	60	85
Con Portugal			
Cartelle - Lindoso	400	1040	1330
Conchas – Lindoso 132	132	105	140
Aldeadávila - Bemposta	220	270	340
Aldeadávila - Pocinho	220	270	340
Saucelle - Pocinho	220	270	340
Cedillo - Falagueira	400	790	1410
Santa Marina - Elvas 1 y 2*	66	40	70
Con Marruecos			
Pinar - Melloussa	400	730	730

* Valores por circuito

13.2.2. El gas natural, el petróleo y el carbón

13.2.2.1. La demanda

¿Puede afirmarse que la influencia de las variables climáticas en el consumo de otras fuentes de energía, fundamentalmente las primarias, es similar? La figura 13.8 presenta los gráficos de dispersión entre consumo de gas, de carbón y de hidrocarburos y el índice de temperatura, ITE (datos mensuales de consumo y valor medio mensual del ITE). Se llega a la conclusión de que el consumo de gas está relacionado con las variaciones del ITE, y que el consumo de carbón y de hidrocarburos presenta también una relación positiva pero mucho más difusa. En todo caso, obsérvese la diferente pauta de la relación obtenida comparada con la de la electricidad. En el caso del gas y los hidrocarburos no se presenta la rama ascendente correspondiente a las temperaturas altas (verano) por no activarse acondicionadores de aire con estas fuentes de energía. No se detecta relación alguna ni de verano ni de invierno en el carbón. Puede asimismo pensarse que la influencia indirecta de estas altas temperaturas en el consumo de gas, carbón e hidrocarburos a través de la generación de electricidad no parece relevante por el momento.

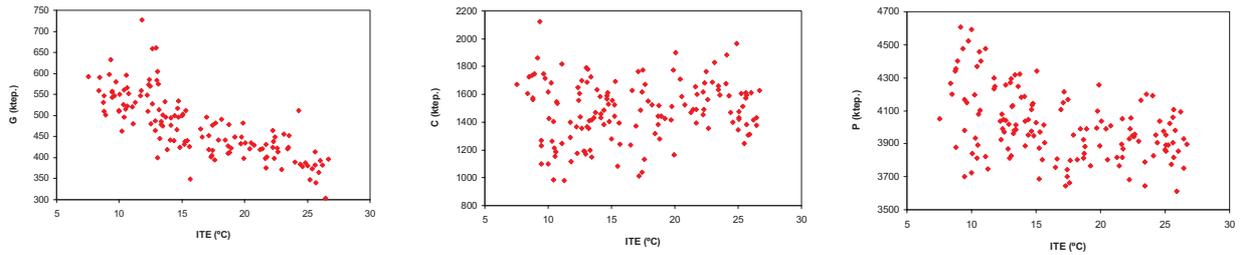


Fig. 13.8. Gráficos de dispersión de la demanda primaria mensual de gas (G), del carbón (C) y de los hidrocarburos (P) y la temperatura entre los años 1987 y 1998; se ha eliminado la tendencia económica general en las series de energía. Fuente: elaboración propia a partir de datos de MINER, INM e INE.

13.2.2.2. La oferta

Las incidencias en el aprovisionamiento de gas natural por vía marítima, mediante metaneros, dependen claramente del estado de la mar. La regasificación (proceso por el cual se gasifica nuevamente el gas, transportado habitualmente en estado líquido) se puede favorecer con el aumento de la temperatura ambiente, como asimismo se favorece el transporte y la distribución mediante gasoductos descubiertos. Sin embargo, y de forma simétrica, la licuefacción en origen se vería perjudicada por el incremento de temperatura, y aunque este tipo de instalaciones no existen en España, este efecto por encima de un determinado umbral podría influir negativamente en la oferta internacional de gas.

Sensible a las variaciones climatológicas lo es asimismo la industria del petróleo. La calidad de los productos del refino, por ejemplo, ha de variar necesariamente con la temperatura del aire. La distribución y comercialización dependen también de las condiciones climatológicas, fundamentalmente cuando se efectúa en petroleros y en camiones.

El carbón, por su parte, tiene dependencia de la climatología en los estadios de extracción y preparación, de almacenamiento y de comercialización según el uso. La primera de las fases se ve influenciada claramente por las precipitaciones, que caso de ser excesivamente abundantes pueden provocar dificultades, tanto en las minas a cielo abierto como en las subterráneas. En la fase de almacenamiento, la temperatura del aire puede provocar el efecto de la combustión espontánea del carbón, con los riesgos que conlleva. La velocidad del viento da lugar a emisiones fugitivas, reduciendo la cantidad final de mineral disponible. Asimismo, es posible que las escorrentías provoquen una merma importante del mineral almacenado. Por último, la comercialización del carbón se verá afectada por la hidraulicidad (años secos provocarán un mayor uso de las centrales térmicas) y por la temperatura del aire, que obviamente provocará una demanda mayor para uso térmico o menor en el uso doméstico del carbón para calefacción.

13.2.3. Las energías renovables de uso no eléctrico

En cuanto a las energías renovables de uso no eléctrico, también muestran una sensibilidad clara a la climatología. La energía solar térmica de baja temperatura depende, lógicamente, de la insolación recibida, y la biomasa muestra características zonales y ciclos estacionales en función tanto del tipo de suelo como de la disponibilidad de agua. En efecto, el clima es una variable que determina el tipo de cultivo posible en un área determinada. Refiriéndonos a los biocarburantes, los cultivos tropicales de caña de azúcar permiten una producción media por Ha de 6.000 litros de bioetanol en Brasil, mientras que en Europa al emplearse cereales se limita este rendimiento a menos de la mitad. Asimismo, en Europa se produce gran cantidad de biodiesel procedente de aceite de colza, principalmente en Alemania y Francia.

Se señala a continuación cómo influye la alteración de las variables meteorológicas sobre los cultivos, fundamentalmente y respecto del caso español en lo relativo al biotanol procedente del cereal, actualmente el biocarburante más importante en nuestro país.

Incremento de Precipitaciones: En general muy positivas, aunque deben tener lugar en sus periodos naturales

Incremento de Horas de insolación: Positiva

Incremento de Humedad relativa: Positiva

Incremento de Temperatura: Las muy bajas o muy altas perjudiciales. Ligeramente altas favorables.

13.3. IMPACTOS PREVISIBLES DEL CAMBIO CLIMÁTICO

En el presente epígrafe se recogen los impactos que el cambio climático puede tener en el sector energético. Evidentemente, no se trata aquí de cuantificar tales efectos, sino de tratar de plantear una valoración cualitativa de los mismos. Hemos pretendido distinguir tres niveles: positivos, negativos y neutros. Cuando ha sido necesario, se han distinguido los efectos según el tipo de energía. La tabla 13.3 resume los principales resultados.

Tabla 13.3. Principales impactos del cambio climático. Fuente: elaboración propia.

		Precipitaciones		Temperatura		Viento		Otros
		Incremento	Disminución	Incremento	Disminución	Incremento	Disminución	
Electricidad	Generación	Positivo (hidráulica)	Negativo	Negativo*	Positivo*	Positivo en eólica	Negativo en eólica	Solar: insolación positiva
	Transporte y Distribución	Negativo	Positivo	Negativo	Positivo	Negativo si es muy elevado	Neutro	
	Comercialización/demanda	Neutro	Neutro	Negativo**	Negativo**	Neutro	Neutro	Combinación Temperatura/Humedad y Temperatura/Viento: incremento conjunto provoca efecto negativo
Gas natural	Aprovisionamiento	Negativo	Positivo	Neutro	Neutro	Negativo (barco)	Neutro	
	Regasificación	Neutro	Neutro	Positivo	Negativo	Neutro	Neutro	
	Transporte y distribución	Negativo	Positivo	Positivo (gasoductos descubiertos)	Negativo (gasoductos descubiertos)	Neutro	Neutro	
	Almacenamiento	Neutro	Neutro	Negativo (almacenes descubiertos)	Neutro	Neutro	Neutro	
	Comercialización/Demanda	Neutro	Neutro	Negativo**	Negativo**	Neutro	Neutro	Combinación Temperatura/Humedad y Temperatura/Viento: incremento conjunto provoca efecto negativo
Petróleo	Refino	Neutro	Neutro	Negativo	Positivo	Neutro	Neutro	
	Transporte y distribución	Negativo	Positivo	Negativo	Negativo	Neutro	Neutro	
	Demanda	Neutro	Neutro	Negativo**	Negativo**	Neutro	Neutro	
Carbón	Extracción	Negativo	Positivo	Negativo	Positivo	Neutro	Neutro	
	Almacenamiento	Negativo	Positivo	Negativo	Positivo	Negativo	Neutro	
	Demanda	Negativo	Positivo	Negativo**	Negativo**	Neutro	Neutro	
Renovables uso no eléctrico	Producción	Positivo en biomasa	Negativo en biomasa	Negativo en biomasa	Negativo en biomasa	Neutro	Neutro	Solar de baja intensidad: insolación positiva

* Afecta a rendimiento de las centrales termoeléctricas, nucleares, cogeneración, biomasa, solar térmica, etc. Asimismo, la solar fotovoltaica disipa el calor con mayor dificultad. ** Se considera negativo al suponer una mayor demanda del recurso

Nota: incrementos o disminuciones en el parámetro climático considerado deben ser considerados como significativos.

13.4. ZONAS MÁS VULNERABLES

Se presentan a continuación una serie de mapas en los que se observa la distribución física de las instalaciones de transformación de la energía (centrales de generación de electricidad, instalaciones de regasificación de gas natural licuado y refinerías) así como sus redes fijas de transporte, tanto eléctricas como petroleras y gasistas.

13.4.1. Electricidad

13.4.1.1. Generación de electricidad

El parque generador está constituido por unos 64.000 MW, de los que aproximadamente 51.000 MW corresponden al régimen ordinario, perteneciendo el resto al régimen especial (ver distribución en figura 13.9). El régimen ordinario es aquél en el que el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado o bien funcionan en régimen de contratación libre. Pertenecen a este régimen las instalaciones de generación convencionales. Por el contrario, el régimen especial es un régimen de producción que da un trato diferenciado respecto del régimen ordinario a las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.



Fig. 13.9. Potencia eléctrica instalada. Fuente: CNE.

En los últimos meses se han producido incrementos de potencia instalada en la producción de régimen ordinario, derivados de la instalación de grupos de ciclo combinado con turbina de gas, dándose también bajas de potencia. En cuanto a la potencia instalada en régimen especial, se ha incrementado el último año en tasas anuales cercanas al 16%, destacando, aparte del crecimiento en energía eólica, los incrementos relativos en energía fotovoltaica y en la producción obtenida a partir de biomasa primaria y biogás. La demanda peninsular fue cubierta en 2003 en un 18% por la producción en régimen especial.

En la distribución de la producción peninsular bruta en régimen ordinario, la energía que representa un porcentaje más reducido es la procedente de instalaciones de fuel-gas, con una participación cercana al 10%, dependiendo ésta a su vez de la mayor o menor hidraulicidad. En función de la hidraulicidad anual, entre el 55% y el 65% de la cobertura se repartiría entre la energía nuclear y la procedente de instalaciones de carbón. Las tecnologías de producción que no emiten CO₂ (hidráulicas, renovables y nuclear) alcanzaron en 2003 el 50% de la generación.

En esta distribución de tecnologías, es importante destacar que algunas de ellas estarían más afectadas que otras por un calentamiento atmosférico y una reducción de las lluvias. El cambio climático afectaría especialmente a las centrales hidroeléctricas, por las menores aportaciones hídricas, y a las centrales nucleares y térmicas, tanto de carbón, de fuel, de gas, como de ciclo combinado, ya que todas ellas reducen su eficiencia al elevarse las temperaturas. Es interesante en este sentido la proyección que Ayala-Carcedo (2003) presenta sobre la evolución de los caudales de las cuencas nacionales para el año 2060 (ver también capítulo 7), y las repercusiones que ello tendría sobre las centrales nucleares. Así, el autor estima para ese año una reducción del 57% en la cuenca del Guadiana I, del 34% en la del Guadalquivir y de más del 28% en las del Segura, Júcar y Duero, por ejemplo.

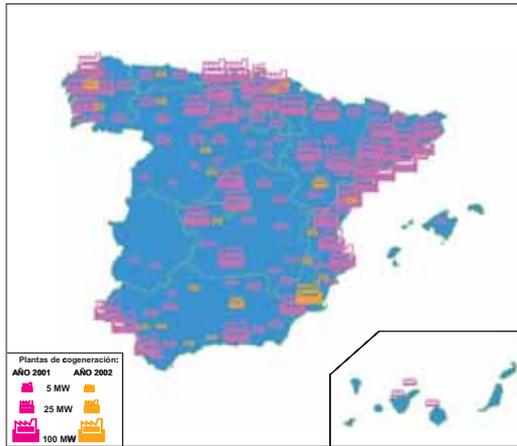
La potencia instalada en territorio nacional en el año 2003 distribuida por Comunidades Autónomas, refleja que sigue siendo Cataluña, con más de 10.000 MW, la Comunidad que cuenta con mayor potencia instalada, debido principalmente a las instalaciones nucleares e hidráulicas. Le siguen en importancia Castilla y León (con más de 8.500 MW instalados) y Galicia (con más 7.000 MW), gracias a la potencia hidráulica y térmica convencional.

Las Comunidades de Madrid, La Rioja, Melilla y Ceuta son las que cuentan con menor potencia instalada, siendo ésta inferior a los 500 MW.

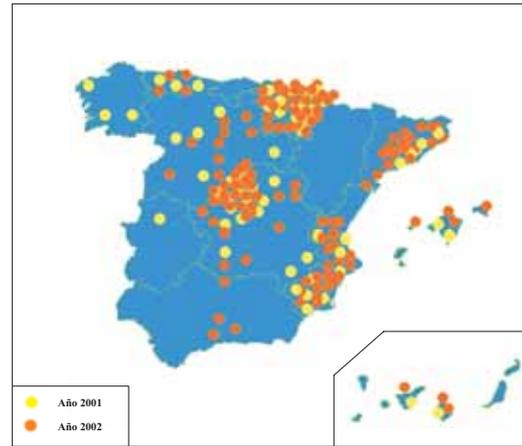
La nueva generación estaría ubicada, con carácter general, en las zonas más deficitarias y con un crecimiento de la demanda mayor, como son las zonas Centro, Levante y Sur. Sin embargo, frente a esta tendencia de corrección de los desequilibrios existentes entre generación y demanda, también se observan tendencias en el sentido opuesto. Así, cabe destacar que existen zonas tradicionalmente excedentarias en producción con importantes previsiones de nueva generación, como son las zonas de Galicia y Aragón. Las figuras 13.10 y 13.11 muestran la distribución en España de las diferentes centrales generadoras de electricidad.



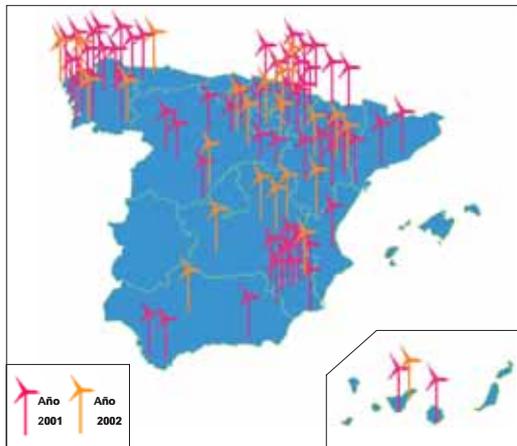
Fig. 13.10. Centrales termoeléctricas y nucleares. Fuente. REE.



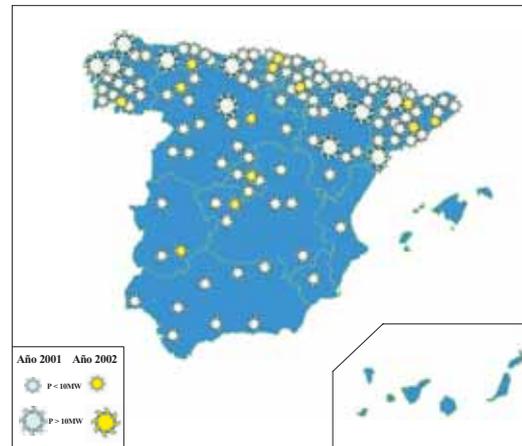
1. Cogeneración



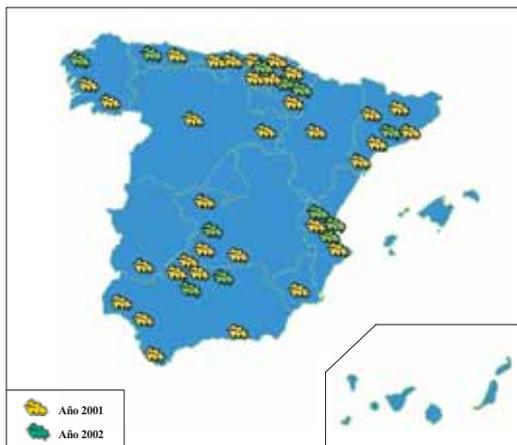
2. Fotovoltaica



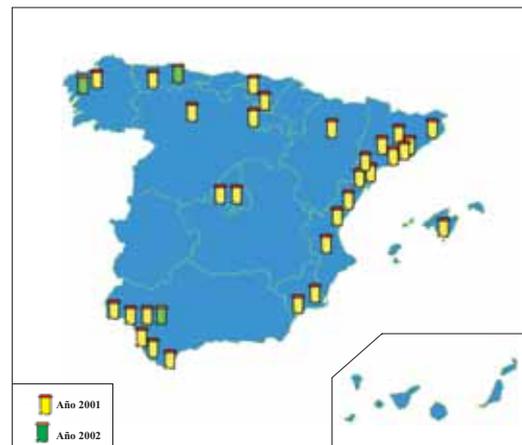
3. Eólica



4. Minihidráulica



5. Biomasa



6. Residuos

Fig. 13.11. Instalaciones de producción en régimen especial. Fuente: CNE.

13.4.1.2. El transporte de electricidad

La red de transporte de energía eléctrica debe ser diseñada y planificada de modo que, en la operación del sistema eléctrico, se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida (ver tabla 13.4 y figura 13.12).

En cuanto a la necesidad de desarrollo de la red de transporte, ya se ha mencionado que los mayores incrementos de demanda se han producido en las zonas Sur, Levante y Centro, estimándose que esta tendencia continuará a lo largo de los próximos años.

Tabla 13.4. Evolución del sistema de transporte, en km. Fuente: REE, Avance del Informe 2003.

Año	400 kV	220 kV
1999	14.538	15.900
2000	14.918	16.003
2001	15.180	16.178
2002	16.031	16.205
2003	16.560	16.242



Fig. 13.12. Red de transporte de energía eléctrica. Fuente: REE.

13.4.2. El gas natural

13.4.2.1. El aprovisionamiento de gas natural

El aprovisionamiento de gas natural en España se realiza fundamentalmente a través de las plantas de regasificación y las conexiones por gasoducto con Marruecos, Francia, y Portugal. Asimismo, existe una pequeña producción propia (Tablas 13.5 y 13.6).

Tabla 13.5. Capacidad de producción de los yacimientos españoles de gas. Fuente: ENAGAS.

Yacimiento	Capacidad de producción	
	m ³ (n)/h	TWh/año
Marismas (valle del Guadalquivir)	4.600	0,47
Aznalcazar (valle del Guadalquivir)	1.141	0,12
Poseidón (Golfo de Cádiz)	53.000	0,54
TOTAL	58.741	3,65

Tabla 13.6. Capacidad actual de las plantas de regasificación españolas. Fuente: ENAGAS.

Planta de regasificación	Capacidad de almacenamiento m ³ GNL	Capacidad de vaporización m ³ (n)/h	Días de autonomía máximos (*)	Capacidad de atraque m ³ GNL	Capacidad carga cisternas camiones/día
Barcelona	2 x 40.000	600.000 (a 72 bar)	4,5	1 x 80.000 1x140.000	50
	2 x 80.000	600.000 (a 45 bar)			
	TOTAL 240.000	TOTAL 1.200.000			
Huelva	100.000	400.000 (a 72 bar)	8	140.000	50
	60.000	50.000 (a 16 bar)			
	TOTAL 160.000	TOTAL 450.000			
Cartagena	55.000	450.000	8	140.000	50
	105.000				
	TOTAL 160.000				
Bilbao	2 x 150.000	400.000	16,8	140.000	15
	TOTAL 300.000				
TOTAL	860.000	2.500.000	7,7		165

(*) Los días de autonomía se calculan como los días que, regasificando al máximo de capacidad, se tarda en consumir el gas de los tanques llenos descontando el mínimo de llenado (10%)

13.4.2.2. Red de gasoductos (figura 13.13)

La gasificación en España se encuentra en fase de expansión. La situación de la red de transporte en Noviembre de 2003 era la que refleja la tabla 13.7.

Tabla 13.7. Red de gaseoductos españoles. Fuente: CNE.

Empresa	Km de gasoducto
ENAGAS	5.904
AL-ÁNDALUS (ENAGAS +TRANSGAS)	277
GASODUCTO DE EXTREMADURA (ENAGAS +TRANSGAS)	250
GAS NATURAL SDG	209
GAS EUSKADI TRANSPORTE SAU	152
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS	41
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA	13
TOTAL	6.846

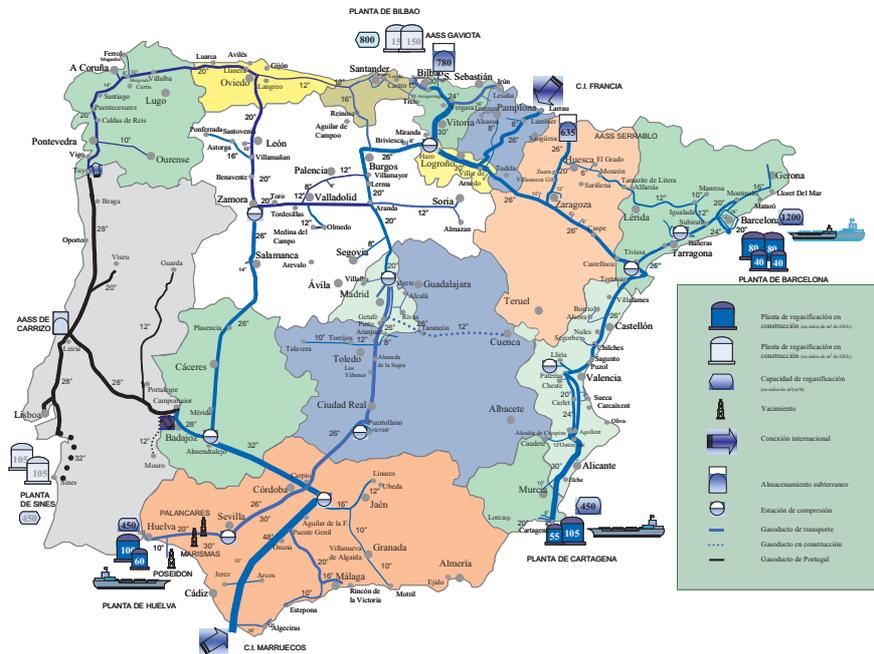


Fig. 13.13. Mapa de infraestructuras gasistas. Fuente: CNE.

13.4.3. El petróleo y derivados

13.4.3.1. Red de poliductos, refinerías y depósitos (figura 13.14)

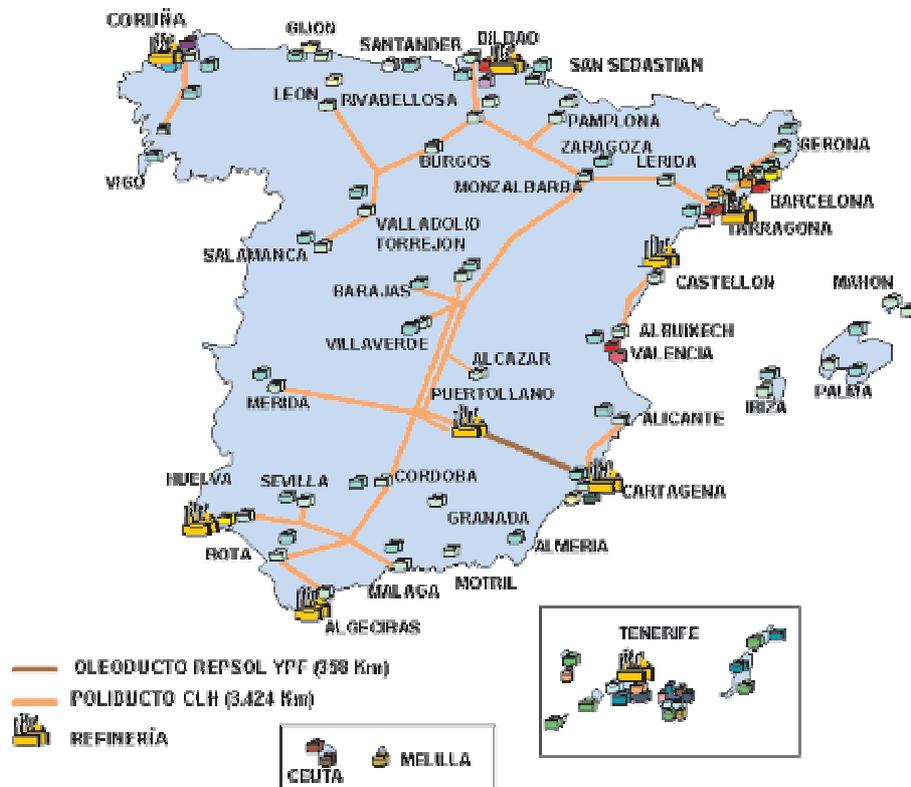


Fig. 13.14. Red de poliductos, refinerías y depósitos de productos petrolíferos. Fuente: CLH.

13.5. PRINCIPALES OPCIONES ADAPTATIVAS

Según se planteen escenarios de un tipo u otro, caben ciertas posibilidades de adaptación. En la política energética española existen ya o están en proceso de adoptarse una serie de medidas para tratar de evitar o al menos de mitigar los efectos del cambio climático.

Dichas medidas aparecen reflejadas en los distintos documentos elaborados bien con el objeto de fomentar o mejorar determinados instrumentos favorecedores de la protección ambiental - como son, entre otros, las energías renovables o la eficiencia energética - o bien elaborados con objetivos energéticos pero que incorporan también mejoras ambientales. A continuación, se señalan las actuaciones más relevantes, con una breve descripción de las mismas.

Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999. Estableció los objetivos de crecimiento necesarios en cada una de las tecnologías consideradas como renovables para conseguir que la producción con las mismas represente el 12% del consumo español de energía primaria en el año 2010.

Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4). Su elaboración se inició en octubre de 2002, siendo aprobada por el Consejo de Ministros el 28 de noviembre de 2003. Tiene por objeto promover el ahorro y la eficiencia energética e, indirectamente, garantizar el suministro de energía, por la reducción de las importaciones, incrementar la competitividad de los sectores productivos y contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales, lo que

es compatible y acorde con los principales vectores de la política energética española. Este documento ha analizado las posibilidades de ahorro y eficiencia energética en diversos sectores, como son el de edificación, transporte, servicios públicos, industria, terciario y residencial, sector transformador de la energía (refino, producción eléctrica y cogeneración) y el sector agrícola.

Estrategia Española de Lucha contra el Cambio Climático (EECC): es la más antigua, ya que se comenzó a elaborar en 2001, con la creación de la Oficina Española de Lucha contra el Cambio Climático y la redefinición del Consejo Nacional del Clima. Ha sido aprobada el 5 de febrero de 2004 por el Pleno del Consejo Nacional del Clima, estando pendiente su aprobación en Consejo de Ministros. Su objetivo general es contribuir al cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto, concretamente el relativo a la limitación del crecimiento de las emisiones netas de gases de efecto invernadero al 15%. La Estrategia enumera más de 400 medidas a aplicar en distintos sectores, como son el de producción y transformación de la energía, industrial, el sector de transportes, los sectores residencial, comercial e institucional, la agricultura y ganadería y residuos. Además, propone una serie de medidas para el fomento de los sumideros. Por último, la estrategia contempla a la Directiva 2003/87/CE sobre comercio de derechos de emisión, que afecta casi a la mitad de las emisiones de gases de efecto invernadero en nuestro país.

Estrategia Española de Desarrollo Sostenible (EEDS), cuya elaboración comienza en noviembre de 2001, puede considerarse como la más importante de todas, pues debe englobar a las demás, ya que tiene que analizar conjuntamente los vectores económico, social y ambiental de la sociedad. Existe un Documento de Consulta que parece que realiza un buen diagnóstico de la situación (innovación tecnológica, envejecimiento de la población, desequilibrios territoriales, gestión sostenible del agua, pobreza y exclusión social). Asimismo, en el documento se contemplan medidas e instrumentos así como índices de seguimiento y de evaluación. Sin embargo, actualmente sigue en fase de borrador y no existe fecha prevista de aprobación definitiva, por lo que no puede considerarse más que un marco de intenciones.

Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y del Gas Natural. Desarrollo de las redes de transporte 2002 – 2011, aprobado por el Gobierno el 13 de septiembre de 2002. Incluye, entre otras, previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental. Estas previsiones forman parte de la planificación indicativa, concretada en la Ley del Sector Eléctrico, que tiene como excepción las instalaciones de transporte en las que la planificación es de carácter vinculante. En lo relativo a la protección ambiental, este documento, por una parte, integra los objetivos de producción eléctrica del PFER y los amplía y, por otra, asume la necesidad de la reducción del consumo final de energía, dejando las medidas a aplicar a la elaboración de un documento con tal objetivo concreto, que finalmente se desarrolló en la E4 anterior.

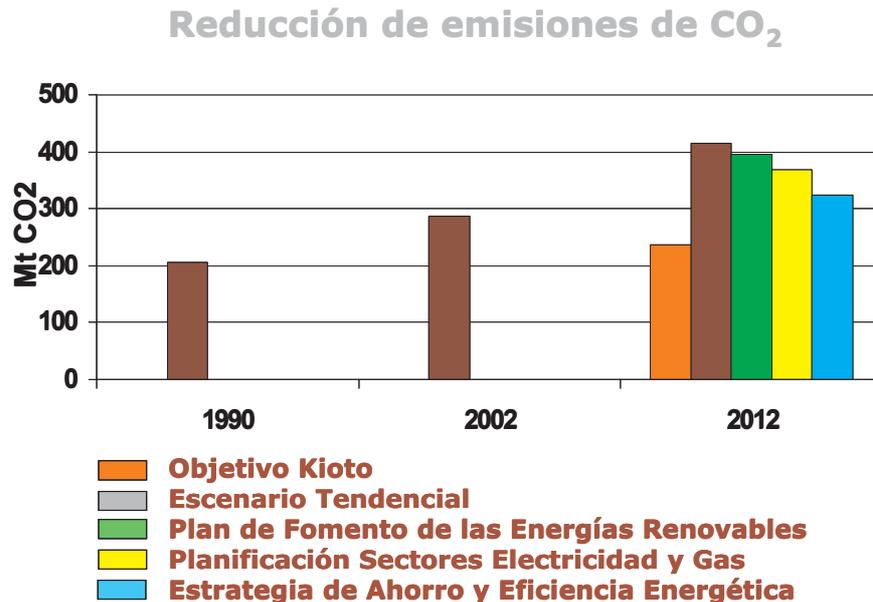


Fig. 13.15. Previsión de reducción de emisiones de CO₂. Fuente: Memoria económica de la E4. Ministerio de Economía.

Más allá de las opciones regulatorias descritas, cabe plantear otra, no menos importante, desarrollada a nivel mundial desde hace unos años por los gestores de riesgo de las empresas expuestas al riesgo climático. Se trata de la introducción en los mercados financieros de los productos derivados con subyacente en algún parámetro climático, como pueda ser el viento, la temperatura, las precipitaciones, etc., o cualquier combinación de ellos. Así, de Paz Cobo (2003) señala que en el período 1996-2001 se habrían cerrado más de 4.700 contratos por un importe acumulado de más de 7.500 millones de dólares USA. Su principal característica es la cobertura de riesgos asociados al clima, como por ejemplo la disminución de consumo eléctrico ante un invierno excesivamente cálido. Obviamente, las compañías productoras de electricidad son las principales interesadas en la existencia de este tipo de operaciones, que si bien son muy novedosas en nuestro país no por ello deben desecharse como instrumento de cobertura.

Asimismo, deben incrementarse las actuaciones urbanísticas de tipo bioclimático, en el sentido de conseguir tanto edificaciones como ciudades completas en las que se mejore sustancialmente la eficiencia energética.

13.6. REPERCUSIONES SOBRE OTROS SECTORES O ÁREAS

No es fácil encontrar información estadística actualizada que describa de forma sectorial el consumo final de energía en España, a pesar de que Red Eléctrica Española publicó en 1998 el "Atlas de la demanda eléctrica español (Proyecto INDEL)" en el que se presentan datos sectoriales agrupados de demanda (residencial, comercial y turística) hasta 1997. Esta situación dificulta notablemente el estudio de las repercusiones de los efectos del cambio climático en el consumo de energía de los diferentes sectores de la Economía. En el libro "La energía en España 2002" (Ministerio de Economía 2003a) se presenta información muy agregada y parcial sobre el destino de la energía consumida, con la notable ausencia de la electricidad (ver, no obstante, Valor *et al.* 2002). La tabla 13.7 resume la distribución sectorial

del consumo de energía final en España (total, carbón y productos petrolíferos), destacando la fuerte incidencia de la industria y del transporte.

Tabla 13.7. Sectorización del consumo de energía final en España. Fuente: Ministerio de Economía (2003a).

Consumo final	2001		2002		2002/01
	ktep.	%	ktep.	%	%
Industria	34.898	37,2	35.634	37,3	2,1
Transporte	33.785	36,0	34.377	35,9	1,8
Usos diversos	25.187	26,8	25.619	26,8	1,7
Total	93.870	100,0	95.630	100,0	1,9
Consumo final de carbón*					
Siderurgia	1.712	67,3	1.702	68,5	-0,6
Cemento	184	7,2	151	6,1	-18,0
Resto industria	584	23,0	579	23,2	-0,8
Usos domésticos	65	2,5	55	2,2	-16,0
Total	2.544	100,0	2.486	100,0	-2,3
Consumo final de productos petrolíferos*					
Gases licuados del petróleo	2.633	4,6	2.646	4,6	0,5
Gasolinas	9.084	15,9	8.791	15,3	-3,2
Kerosenos	4.734	8,3	4.460	7,7	-5,8
Gas-oil A+B	23.658	41,3	24.904	43,2	5,3
Gas-oil C	4.224	7,4	3.849	6,7	-8,9
Otros	12.922	22,5	12.984	22,5	0,5
Total	57.255	100,0	57.635	100,0	0,7

(*) Excluidos los usos para generar electricidad.

Un buen procedimiento para determinar el impacto sectorial del consumo de energía es a través de las conocidas Tablas Input-Output de la economía española que recogen de manera pormenorizada las relaciones (bidireccionales) entre la demanda de todos los sectores implicados en la misma. En concreto, interesaría analizar a través de dichas tablas cuales son las relaciones que se presentan entre el sector energético y los otros sectores económicos (Labandeira y Labeaga 2002). Alcántara y Padilla (2003) han publicado un interesante estudio que, siguiendo esta metodología, clasifica a los sectores económicos por su relación con el sector energético. La información se refiere al año 1995. La tabla 13.8 presenta la clasificación de los sectores económicos según cual sea su relevancia en el consumo de energía.

El comportamiento de los sectores económicos ante el consumo de energía se resume en los cuatro cuadrantes de la tabla. En concreto, y de modo muy esquemático:

- Los sectores recogidos en el cuadrante B son los que utilizan intensivamente energía y provocan, a su vez, que los demás sectores también la consuman.
- El cuadrante C presenta el extremo contrario, es decir, engloba a los sectores poco o nada relevantes en el consumo energético, tanto por su propia actividad como por su influencia en el consumo de energía de los demás sectores económicos.
- El cuadrante A incluye a los sectores cuyo consumo energético es sensible a los aumentos de la demanda de la economía pero, a su vez, no influye en el consumo energético de los otros sectores.
- Por último, el cuadrante D presenta a sectores cuya actividad influye notablemente en el consumo final de energía del país pero no responden consumiendo más energía cuando se incrementa la actividad económica general.

Tabla 13.8. Relevancia de los sectores económicos en cuanto al consumo de energía (datos de 1995)
Fuente: Alcántara y Padilla (2003) y elaboración propia.

<p>A) Sectores con consumo energético sensible a los aumentos en la demanda final de la economía</p>	<p>B) Sectores muy relevantes (ante aumentos de demanda final de la economía consumen más energía; ante aumentos de demanda propios, hacen consumir más energía a los otros sectores)</p>
<p>Productos no metálicos Energía Agricultura</p>	<p>Transporte interior Químico Construcción Siderurgia y metalurgia no férrea Otros transportes</p>
<p>C) Sectores no relevantes (influyen poco en el consumo final de energía y, a su vez, son poco sensibles a los cambios en la demanda final de la economía)</p>	<p>D) Sectores cuya actividad influye de forma apreciable en el consumo final de energía de la economía</p>
<p>Papel e impresión Textil y calzado Comercio Productos metálicos Otras manufacturas Otros servicios para la venta</p>	<p>Alimentación(*) Equipo de transporte Otros servicios no venta Restauración y hostelería</p>

(*) El sector Alimentación se sitúa en la frontera entre los cuadrantes B y D.

13.7. PRINCIPALES INCERTIDUMBRES Y DESCONOCIMIENTOS

En este epígrafe se pretende señalar cuáles son los elementos que actualmente permanecen desconocidos para los investigadores. Se ha elaborado un cuadro sinóptico (tabla 13.9) que pretende resumir el grado de conocimiento del impacto que un cambio en algún parámetro climático puede tener sobre las distintas fuentes energéticas. Cabe destacar aquí un aspecto interesante, cual es el de la relación existente entre el grado de conocimiento del impacto y la importancia de la fuente energética (y su uso) considerada. Así, por ejemplo, todo lo relacionado con la generación de electricidad, por vías hidráulica y eólica, tiene un alto grado de conocimiento, mientras que el efecto del viento en la comercialización del gas natural es absolutamente desconocido, más allá de las especulaciones que puedan efectuarse al respecto.

Tabla 13.9. Principales incertidumbres y desconocimientos de la influencia del cambio climático en el sector de la energía.

		Precipitaciones		Temperatura		Viento		Otros
		Incremento	Disminución	Incremento	Disminución	Incremento	Disminución	
Electricidad	Generación	3	3	1	1	3 (eólica)	3 (eólica)	3 Insolación (solar)
	Transporte y Distribución	2	2	3	3	3	0	
	Comercialización/ demanda	1	1	3	3	0	0	2 (Combinación Temperatura/ Humedad y Temperatura/Viento)
Gas natural	Aprovisionamiento	1	1	0	0	0	0	
	Regasificación	0	0	1	1	0	0	
	Transporte y distribución	1	1	1 (oleoductos descubiertos)	1 (oleoductos descubiertos)	0	0	
	Almacenamiento y Comercialización	1	1	2	2	0	0	2 (Combinación Temperatura/ Humedad y Temperatura / Viento)
Petróleo	Refino	1	1	1	1	0	0	
	Transporte y distribución	2	2	2	2	0	0	
	Comercialización	1	1	2	2	2	0	
Carbón	Extracción	1	1	1	1	0	0	
	Almacenamiento	2	2	2	2	2	2	
	Comercialización	2	2	2	2	0	0	
Renovables no eléctricas	Producción	2(biomasa)	2 (biomasa)	1	1	0	0	2 (Solar de baja intensidad)

Grado de conocimiento del impacto: 1 bajo, 2 medio, 3 alto, 0 desconocido

Notas: el grado de conocimiento se ha medido en función de la investigación llevada a cabo sobre los impactos en el sector o subsector analizado; muchos efectos calificados en Tabla 13.2 como neutros son obvios, por lo que no existe contrastación empírica sobre ellos (de ahí el 0)

13.8. DETECCIÓN DEL CAMBIO

13.8.1. Electricidad

El aumento de la temperatura lleva a inviernos mucho más suaves y a veranos mucho más calurosos. El incremento (disminución) de demanda unido a este efecto temperatura, provoca un incremento (disminución) de la potencia necesaria en verano (invierno). Este efecto se viene manifestando año tras año en el acercamiento de la demanda de potencia punta en verano a los valores de invierno (figura 13.16).

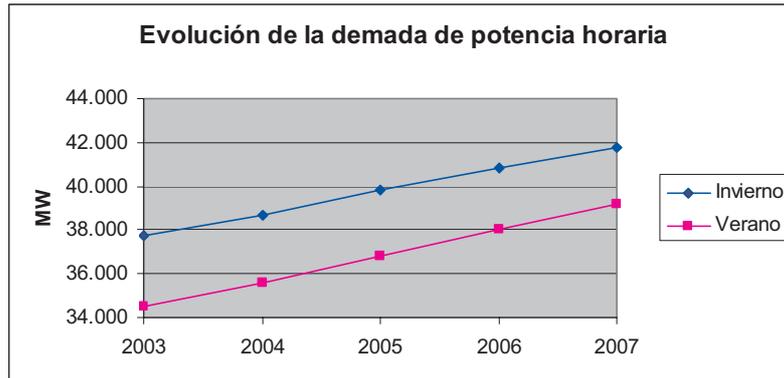


Fig. 13.16. Evolución de la previsión de demanda de potencia horaria. Fuente: CNE.

Asimismo, el decremento de las precipitaciones implica una disminución del producible hidroeléctrico y en consecuencia a un aumento de los precios en el mercado de electricidad.

Por otra parte, el incremento de los episodios de tormentas extremas puede dar lugar a indisponibilidades en el transporte y distribución de energía, lo que se detecta mediante los indicadores de calidad clásicos: Tiepi (tiempo de interrupción anual del suministro eléctrico) y Niepi (número de interrupciones anuales del suministro eléctrico). No obstante, las inversiones en la calidad del servicio impulsan la mejora de estos indicadores.

En cuanto al consumo de electricidad, cabe tener en cuenta posibles cambios en los hábitos de consumo doméstico, como así se detecta en los últimos 20 años. A continuación se reflejan los gráficos de dispersión, ajustando además una función polinómica en cada caso, de la relación entre la demanda eléctrica diaria en días laborables y el ITE en 1983, 1993 y 2003. El resultado se presenta en la figura 13.17. Resulta evidente que se ha producido una modificación clara en dicha estructura de consumo provocada por el desplazamiento hacia la derecha y arriba de los puntos correspondientes al verano efecto que debe ser atribuido a la utilización cada vez más generalizada de los aparatos de aire acondicionado, que responde también al aumento del nivel de vida. De hecho, según la Asociación de Fabricantes Españoles de Climatizadores (AFEC) el número anual de estos aparatos vendidos crece todos los años desde las 514.000 unidades de 1999 hasta las 942.207 de 2003.

Por lo tanto, los indicadores eléctricos que se proponen para la posible detección del cambio climático son los siguientes, sin perjuicio de que puedan existir otros componentes que les puedan afectar.

- Puntas de demanda en verano. Relación entre la punta de demanda en invierno/verano
- Grado de utilización de la hidráulica en generación
- Precio de la electricidad (contado y a plazo)
- Tiepi, tiempo de interrupción anual del suministro eléctrico
- Niepi, número de interrupciones anuales del suministro eléctrico
- Consumo doméstico de electricidad:
 - En refrigeración
 - En calefacción
- Consumo industrial de electricidad
 - Empleo en refrigeración
 - Empleo en calefacción
 - Empleo para aportes energéticos en los procesos

Es necesario señalar aquí, sin embargo, que tales detectores deben ser matizados. Así, por ejemplo respecto del Tiepi, su utilidad sólo será efectiva si se desglosan las causas en él englobadas. La simple saturación de las líneas por nuevos usos o mejores estándares de vida que induzcan a un mayor consumo pueden dar lugar a un mayor valor de tal indicador, sin estar esto directamente asociado al aumento de temperaturas. Por tanto, el Tiepi globalmente considerado no serviría sin un desglose en sus distintos componentes.

Asimismo, también es preciso señalar que una mejora de la renta puede dar lugar a una modificación de los hábitos de la sociedad en la medida que pueda permitirse más confort. Por tanto, sería necesario analizar los efectos combinados de *Temperatura*equipamiento*poder de uso (económico)* para obtener alguna conclusión realmente definitiva. A este respecto, hay que destacar que un mayor uso del aire acondicionado en los grandes núcleos urbanos provoca un mayor crecimiento de la demanda de aire acondicionado, en la medida que estos equipos generan calor y lo expulsan al exterior, contribuyendo al aumento de la temperatura exterior. Esta misma consideración es válida para los vehículos.

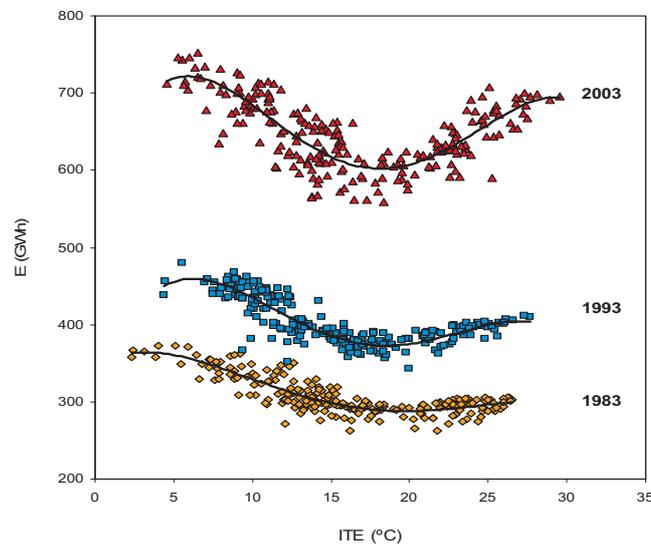


Fig. 13.17. Gráficos de dispersión del consumo de electricidad y del ITE en 1983, 1993 y 2003 y ajuste polinomial. Cada gráfico de dispersión representado es similar al de la figura superior izquierda del gráfico 3. Fuente: elaboración propia a partir de datos del INM, INE y REE.

13.8.2. Demanda global de energía

La intensidad energética primaria de la Unión Europea se ha reducido, en términos acumulados, desde 1990 hasta el año 2000, con un ritmo más acusado durante la segunda mitad de la década. En España, sin embargo, este indicador sigue la tendencia opuesta. En el año 2000, la intensidad primaria española superó ligeramente a la media de los Estados miembros de la Unión Europea, a igualdad de poder adquisitivo. En el caso de la intensidad energética final (consumo de energía final por unidad de PIB), representada en la figura 13.18, las tendencias registradas son cualitativamente similares (creciente en el caso español y decreciente en la Unión Europea). Desde el año 1990, la tasa anual media de crecimiento en nuestro país de la intensidad final ha sido del 0,8%. Parte de este crecimiento se debe al mayor consumo de electricidad como consecuencia de un mayor equipamiento en acondicionamiento de aire.

Por lo tanto, unos posibles indicadores energéticos generales para la detección del cambio climático podrían ser:

- Consumo de energía final
- Intensidad energética final
- Número de equipos de climatización vendidos anualmente.

A este respecto, es necesario comentar que el incremento de las ventas anuales de equipos de climatización responde no sólo al incremento de la temperatura, sino a una bajada progresiva de los precios de tales equipos y a un mayor nivel de vida de los españoles, que se traduce en un incremento del deseo de confort.

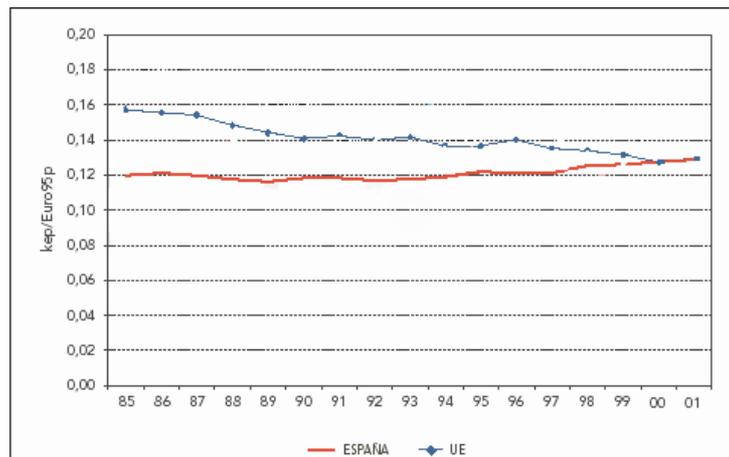


Fig. 13.18. Evolución de la intensidad final en España y la UE 1985-2001. Paridad de poder de compra (El PIB se ha referenciado a precios constantes de 1995). Fuente: Ministerio de Economía (2003).

13.9. IMPLICACIONES PARA LAS POLÍTICAS

La Comisión Europea se ha mostrado hasta el momento como la administración más efectiva en el terreno de la definición de objetivos medioambientales, y recientemente también, en el energético. A este respecto conviene recordar que el tratado constitutivo de la Comunidad Europea, en su artículo 2, dispone que “La Comunidad tendrá por misión promover, (...) un alto nivel de protección y de mejora de la calidad del medio ambiente, (...)”; y el artículo 174.2, por su parte, señala que “La política de la Comunidad en el ámbito del medio ambiente tendrá como objetivo alcanzar un nivel de protección elevado, teniendo presente la diversidad de situaciones existentes en las distintas regiones de la Comunidad. Se basará en los principios de cautela y de acción preventiva, (...)”. Asimismo el artículo II-37 de la futura Constitución europea dispone que “Las políticas de la Unión integrarán y garantizarán con arreglo al principio de desarrollo sostenible un alto nivel de protección del medio ambiente y al mejora de su calidad”.

En este sentido, la Comisión Europea, preocupada por la eficiencia energética y las cuestiones medioambientales, impulsa la liberalización energética sin demorar la adopción de Directivas de carácter medioambiental para que el desarrollo energético en su ámbito sea sostenible. Se han aprobado recientemente Directivas muy importantes, como:

- *Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes*

procedentes de grandes instalaciones de combustión. Esta Directiva revisa la 88/609/CEE, imponiendo límites de emisión de SO₂, NOx y partículas más exigentes, que afectarán tanto a instalaciones nuevas como existentes, en este último caso a partir del año 2008. Su objetivo es la reducción en la UE de las emisiones de SO₂ en un 63% y de NOx en un 21%. En dicha Directiva se establecen límites también para las turbinas de gas y para la biomasa.

- *Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos,* cuyo fin es luchar contra la acidificación, ozono troposférico y eutrofización en cada país, teniendo en cuenta el concepto de carga crítica. Establece, para cada país, unas emisiones máximas de SO₂ y NOx a partir de 2010.
- *Directiva 2001/77/CE, de 27 de septiembre, del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad,* cuyo objetivo es alcanzar el 12% del consumo nacional bruto de energía en 2010, logrando, en particular, un 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes renovables en el consumo total de electricidad de la Comunidad en ese mismo año.
- *Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios,* que afecta tanto a edificios nuevos como existentes y que tiene como objetivo el fomento del rendimiento energético en los edificios de la UE, tratando de alcanzar un alto nivel de eficacia en el coste. Para ello establece una metodología de cálculo de la eficiencia, unos requisitos mínimos, la certificación energética y la inspección de determinados elementos integrantes de los sistemas de climatización de los edificios.
- *Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte,* que pretende sustituir por biocarburantes un porcentaje mínimo, que será del 2% para 2005 y del 5,75% para 2010, del diesel y la gasolina comercializados con fines de transporte.
- *Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad,* que define un sistema fiscal general para los productos energéticos, al objeto de mejorar el funcionamiento del mercado interior, favorecer las actitudes propicias a la protección del medio ambiente y alentar una mayor utilización de la mano de obra.
- *Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.* Esta norma introduce un mecanismo de mercado para facilitar el cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kyoto a nivel de la Comunidad, que se iniciaría en 2005 y estaría totalmente operativo en 2008.
- *Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía,* en la que, se fomenta esta tecnología y se establece la necesidad de garantizar el origen de la electricidad procedente de la cogeneración.

Al mismo tiempo, la Comisión Europea está preocupada por las cuestiones de seguridad y sostenibilidad del abastecimiento energético, por lo que abrió a finales de 2000 un debate al

respecto con su Libro Verde. La Comisión Europea analiza separadamente las dos caras del abastecimiento energético: el suministro y el consumo, aspectos ambos que han de formar parte de la política energética común, encaminada al abastecimiento y consumo energético sostenible.

Sin embargo, es en la faceta del consumo -el control de la demanda de energía- donde el Libro Verde juzga que existe un mayor potencial para establecer una estrategia eficaz de actuación. Para ello recomienda varias actuaciones, entre las que destacan la profundización en los procesos de liberalización –para hacer llegar al consumidor la señal de precio-, el establecimiento de mecanismos que aseguren que estos precios reflejan los costes reales, y la promoción del ahorro energético. Por último, sugiere la intensificación de esfuerzos en dos sectores de creciente desarrollo e intensivos en energía, pero con un gran potencial de mejora: los sectores del transporte y de la edificación. El Libro Verde sugiere cambios en los modos de transporte y la adopción de medidas adicionales para incrementar el ahorro energético en los edificios. Por tanto, parece que la política energética de la UE es la correcta para tratar de conseguir un desarrollo energético sostenible.

Por lo que respecta a nuestro país, señalar que se han adoptado hasta el momento una serie de medidas positivas para tratar de conseguir que nuestro desarrollo energético sea más sostenible. La política energética española, de acuerdo con las Leyes sectoriales eléctrica y de hidrocarburos, coincide con la de la UE en los tres objetivos de:

1. Seguridad de abastecimiento
2. Liberalización y mercados competitivos
3. La protección del medio ambiente

Esta política energética ha conducido hasta el momento a la regulación siguiente:

- *Liberalización total del suministro eléctrico y gasista en 2003.* Se han creado mercados mayoristas (organizados y libres) y minoristas (basados en contratos con comercializadores). Se ha dotado de capacidad de elección de suministrador a todos los consumidores. Todo ello, pretende una mejora de la eficiencia económica, y en el caso del sector eléctrico, dada nuestra actual estructura de generación, también a la mejora de la eficiencia energética y medioambiental.
- *El Plan de Fomento de las Energías Renovables* cuyo objetivo es aportar con esta fuente, el 12% de la energía primaria que se consuma en 2010.
- *El Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y del Gas Natural 2002-2011*, que analiza la cobertura del suministro a diez años, con el cumplimiento de los objetivos ambientales (respecto a las energías renovables y a la cogeneración).
- *La regulación eléctrica de apoyo a las energías renovables y a la cogeneración*, que se ha mostrado eficaz en general, teniendo en cuenta el enorme desarrollo conseguido por la energía eólica, la energía minihidráulica y la cogeneración. El sistema de promoción se basa en otorgar a estas tecnologías una prima relevante por encima de los precios del mercado de electricidad. El importe de la prima equivalente puede evaluarse en 2003 en casi 1.000 M€ (<>160.000 MPTA), lo que supone un sobrecoste medio para el consumidor de electricidad del 7%, lo que constituye una fuerte apuesta por las tecnologías de generación limpias y eficientes. Sin embargo, esta regulación ha sido insuficiente hasta el momento para desarrollar la biomasa y la solar térmica. El reciente RD 436/2004, de 12 de marzo, pretende mejorar esta situación.

- *Liberalización de la actividad de generación.* Como consecuencia de ello, del desarrollo tecnológico y de las nuevas Directivas de contenido medioambiental, se están incorporando nuevas centrales de ciclo combinado que emplean gas natural, con lo que está mejorando el rendimiento energético global de la generación de electricidad, reduciéndose las emisiones específicas.
- *Tarifas integrales y complementos tarifarios con incidencia cuantitativa en modificación de las pautas de consumo* (la tarifa horaria de potencia y los complementos por discriminación horaria e interrumpibilidad). La experiencia del operador del sistema en la aplicación de estos elementos regulatorios en los episodios de demanda extrema y de cortes parciales de suministro del día 17 de Diciembre de 2001 fue muy positiva. Sin embargo, la estructura tarifaria actual contiene ciertas ineficiencias que pueden ser objeto de mejora.
- *En los Reales Decretos de tarifas en los años 1995, 1997 y 1998 se fijaron unas dotaciones aproximadas de unos 32 millones de euros (5.300 millones de pta) cada año destinadas a los programas de gestión de la demanda.* La experiencia fue positiva en general, ya que con la mayoría de las actuaciones, consistentes en incentivar económicamente la penetración de nuevas tecnologías de consumo eficiente (como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A, los sistemas de regulación de motores o las bombas de calor) se consiguieron unos ahorros energéticos que amortizaron estos incentivos en pocos años. Sin embargo, estos programas se interrumpieron, y no es hasta el año 2004 cuando el Real Decreto de tarifas contempla de nuevo una dotación por este concepto de 10 millones de euros, una tercera parte de las establecidas anteriormente.

No obstante lo anterior, aún es necesario completar la regulación actual para poder desarrollar las políticas vigentes. Entre otros aspectos, se debería:

- Desarrollar las normas específicas de conexión y operación de las instalaciones de producción en régimen especial.
- Incorporar la Directiva de cogeneración.
- Establecer mecanismos concretos para implementar las actuaciones previstas en la E4.

En definitiva, parece que estamos en el buen camino respecto a las políticas energéticas, tanto en la UE como en nuestro país, pero sin embargo, nuestro desarrollo energético dista de ser sostenible. Por ello, se ha de profundizar aún más en estas políticas para adoptar medidas adicionales y concretas que implementen las estrategias, con el fin de que nuestro desarrollo energético pueda llegar a ser sostenible; en el caso español, sería conveniente estudiar la posibilidad que la opción nuclear puede brindar en la ayuda a alcanzar el objetivo, complementada con otras estrategias libres de CO₂.

13.10. PRINCIPALES NECESIDADES DE INVESTIGACIÓN

Mientras que los efectos del consumo energético sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y sobre el calentamiento global si han sido objeto de múltiples análisis, tal y como señala IPCC (2001) muy pocos estudios han profundizado sobre los efectos del cambio climático en la demanda de energía. Las relaciones entre las variables climatológicas y el empleo de energía han sido estudiadas por diversos autores (Quayle y Diaz (1979); Le Comte y Warren (1981); Warren y LeDuc (1981); Badri (1992); Yan (1998); Lam (1998); o Pardo et al. (2002), entre otros), pero, tal y como señalan Ruth y Amato (2002), hasta la fecha existen pocos análisis sobre las implicaciones a largo plazo del cambio climático en los patrones de comportamiento del empleo de la energía y las consecuencias sobre las decisiones de inversión asociadas.

De la revisión bibliográfica efectuada se observan múltiples efectos previsibles, pero asimismo una gran variabilidad en las consecuencias; así, por ejemplo, Segar et al. (1992) estiman que la demanda de energía en puntas de verano crecería en Israel un 10% ante incrementos de la temperatura de 4° C, mientras que Cartalis et al. (2001), para el caso griego, plantean que un incremento en 1° C supondría una disminución de la demanda para calefacción del 10% frente a un incremento del 28.4% en la demanda para refrigeración. Sailor (2001), citado en Ruth y Amato (2002), afirma que un incremento de 2° C en la temperatura provocaría un incremento en el consumo de electricidad per cápita del 11.6% en Florida frente a una disminución del 7.2% en Washington; Warren y LeDuc (1981) efectúan una estimación del consumo y de los precios del gas natural en nueve zonas de EEUU, hallando diferencias significativas entre ellos.

Este conjunto de citas nos lleva a una consecuencia fundamental, quizá la más importante de este epígrafe: es necesario conocer con más profundidad el efecto que el cambio climático puede tener sobre la demanda de energía a nivel regional y por sectores económicos. Y todo ello por distintas razones:

1. Los escenarios generalistas de cambio climático pueden llevar a pérdidas muy importantes de información; así, y en el caso español, deberíamos conocer si el previsible incremento de la temperatura media será homogéneo, o si bien afectará más a ciertas regiones y menos a otras;
2. No sólo es importante el conocimiento del efecto en la temperatura media, sino el efecto de las máximas y mínimas;
3. Las infraestructuras locales son distintas a nivel regional; un incremento de las máximas en el litoral cantábrico provocaría un impacto distinto que en el levantino, debido a la diferencia en los equipamientos. En este sentido, es interesante el informe de EIA (1999), donde se señala que sólo el 8% de las residencias familiares en Nueva Inglaterra posee instalaciones de aire acondicionado, frente a la media norteamericana del 47%;
4. Respecto del elenco de indicadores propuesto para la detección del cambio climático en relación con el sector energético, se precisa la elaboración de modelos que desagreguen los distintos elementos que influyen en la evolución de aquellos.
5. En concreto, es necesario discernir entre el efecto renta/riqueza y el efecto temperatura en periodo estival por regiones, con el fin de identificar correctamente el efecto del posible cambio climático.

Por todo ello es imprescindible por un lado la generación de escenarios de cambio climático a mediana o pequeña escala para simular efectos en la demanda energética, por un lado. Y por otro, de esos escenarios surgirán estimaciones de la oferta y de su estructura, básicamente en lo relativo a hidráulicidad, viento y precipitaciones. De las dos primeras surgirán componentes directos sobre la estructura de la oferta, mientras que de la tercera (obviando sus efectos sobre la hidráulicidad) surgirán estimaciones sobre la forma de distribución de energía.

Es asimismo muy importante, considerando que uno de los efectos del incremento de la temperatura media del planeta es el de la subida del nivel del mar, investigar sobre los efectos que en la demanda energética pueda tener la construcción de centrales mitigadoras de estos efectos. En un país como el nuestro, rodeado de mar en tres cuartas partes, tales efectos pueden ser muy importantes.

Es necesario profundizar en los efectos que las variables climatológicas pueden tener en la demanda de energía a nivel nacional; así, hasta la fecha sólo los artículos de Pardo *et al.* (2002), Torró *et al.* (2001), Valor *et al.* (2001a, 2001b) y Climent *et al.* (2003) han incidido en la cuestión. Y siempre desde una perspectiva media y global, esto es, mediante el empleo como indicador de la temperatura su valor medio, y a nivel nacional, mediante el empleo de cuatro estaciones meteorológicas locales (Madrid, Valencia, Bilbao y Sevilla); la razón fundamental esgrimida por los autores (por ejemplo en Climent *et al.* 2003) es la no desagregación de la

demanda de energía a nivel regional y sectorial. Precisamente es ésta una de las principales demandas de los investigadores españoles, pues la desagregación existente en la actualidad por regiones y sectores de actividad es cuanto menos insuficiente.

13.11. BIBLIOGRAFÍA

- Alcántara V. y Padilla E. 2003. Key sectors in final energy consumption: an input-output application to the Spanish case. *Energy Policy* 31.
- Ayala-Carcedo F.J. 2003. Impactos del Cambio Climático sobre los recursos hídricos en España y viabilidad física y ecológica del Plan Hidrológico Nacional 2001. En: Arrojo y Del Moral (eds.). *La Directiva Marco del Agua: Realidades y Futuros*. Fundación Nueva Cultura del Agua, Zaragoza. Pgs. 253-271.
- Ayala-Carcedo F.J. 2004. La realidad del Cambio Climático en España y sus principales impactos ecológicos y socioeconómicos. *Industria y Minería* (en prensa).
- Badri M. A. 1992. Analysis of Demand for Electricity in the United States. *Energy* 177.
- British Petroleum. 2004. *Statistical Review of World Energy*.
- Cartalis C., Synodinou A., Proedrou M., Tsangrassoulis A. y Santamouris M. 2001. Modifications in energy demand in urban areas as a result of climate changes: an assessment for the southeast Mediterranean region. *Journal of Energy Conversion and Management* 42.
- Climent F., Valor E., Torró H. y Caselles V. 2003. Incidencia de la temperatura en el consumo de gas y electricidad en España. *Información Comercial Española. Revista de Economía* 808
- De Paz Cobo S. 2003. La transferencia alternativa de riesgos: aportaciones desde el mercado de reaseguros. Tesis doctoral. Madrid.
- DGPEM. 2003. Boletín Trimestral de Coyuntura Energética. Tercer Trimestre. Dirección General de Política Energética y Minas, Ministerio de Economía.
- EEA. 2003. Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2001 and inventory report 2003. European Environment Agency, Technical Report nº 95.
- EIA. 1999. A Look at Residential Energy Consumption in 1997. Washington, D.C., Energy Information Administration.
- IPCC. 2001. *Climate Change 2001. Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Ginebra. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Labandeira X. y Labeaga J.M. 2002. Estimation and control of Spanish energy-related CO₂ emissions: an input-output approach. *Energy Policy* 30 (7).
- Lam J. C. 1998. Climatic and Economic Influences on Residential Electricity Consumption. *Energy Conversion and Management* 397.
- Le Comte D. y Warren H. 1981. Modeling the Impact of Summer Temperatures on National Electricity Consumption. *Journal of Applied Meteorology* 20.
- Lloyd's. 1999. Hedging your bets to beat weather. Lloyd's list insurance.
- Ministerio de Economía. 2003a. *La energía en España 2002*.
- Ministerio de Economía. 2003b: *Memoria Económica del Proyecto de Real Decreto de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España E4*.
- Quayle R. y Díaz H. 1979. Heating Degree Day Data Applied to Residential Heating Energy Consumption. *Journal of Applied Meteorology* 19.
- Pardo A., Meneu V. y Valor E. 2002. Temperature and Seasonality Influences on the Spanish Electricity Load. *Energy Economics* 241.
- Red Eléctrica de España. 1998. *Atlas de la demanda eléctrica española (Proyecto INDEL)*.
- Red Eléctrica de España. 2004. *Avance del informe anual 2003*.
- Ruth M. y Amato A. 2002. Regional Energy Demand Responses to Climate Change: Methodology and Application to the Commonwealth of Massachusetts, North American Meeting, Regional Science Association International, San Juan, Puerto Rico, 14-18 Noviembre.

- Sailor D. 2001. Relating residential and commercial sector electricity loads to climate - evaluating state level sensitivities and vulnerabilities. *Energy* 26.
- Segal M., Shafir H., Alpert P., Mandel M. y Balmor Y. 1992. Climatic-related Evaluations of the Summer Peak-Hours' Electric Load in Israel. *Journal of Applied Meteorology* 31(12).
- Torró H., Meneu V. y Valor E. 2003. Single factor stochastic models with seasonality applied to underlying weather derivatives variables. *Journal of Risk Finance*, Summer.
- Valor E., Meneu, V. y Caselles V. 2001a. Daily air temperature and electricity load in Spain, *Journal of Applied Meteorology* 40(8).
- Valor E., Pardo A., Meneu V. y Caselles V. 2001b. Consumo eléctrico y meteorología. *Revista Española de Física* 154.
- Valor E., Climent F.J., Meneu V. y Caselles V. 2002. El modelo español de consumo sectorial de electricidad. *Revista Española de Física* 16(3).
- Warren H. y LeDuc S. 1981. Impact of Climate on Energy Sector in Economic Analysis. *Journal of Applied Meteorology* 20.
- Yan Y. 1998. Climate and Residential Electricity Consumption in Hong Kong. *Energy* 23 (1).