

9. Consideraciones medioambientales

La energía es una materia de fundamental importancia para el desarrollo económico de los países. Nuestro modelo social está basado en la utilización y aprovechamiento de la energía en sus distintas modalidades y aplicaciones. La energía es parte de la actividad económica y de la vida social. El consumo energético crece y seguirá creciendo en un futuro cercano.

Sin embargo, la utilización y la transformación de la energía afectan también, de forma negativa, al conjunto de la sociedad y, en especial, al medio ambiente.

Los impactos ambientales que se producen son de toda índole, pueden ser de alcance local o global, o tener efectos de corto o de largo plazo. Así, por ejemplo, las emisiones de partículas procedentes de las centrales de generación tienen un alcance local, mientras que sus emisiones de CO₂ lo tienen global. Los impactos de los vertidos de las refinerías suelen tener un alcance de corto plazo, mientras que el problema de los residuos radiactivos es de largo plazo.

Los impactos ambientales más importantes de las actividades energéticas son los siguientes:

- Las centrales térmicas son responsables del 90% de las emisiones de contaminantes atmosféricos (SO₂ y NO_x) procedentes de las grandes instalaciones de combustión¹, que son los principales causantes de las lluvias ácidas. El 10% restante es responsabilidad del sector del refino.
- Las centrales nucleares son las responsables del 95% de los residuos radiactivos de media y alta actividad.
- Los productos petrolíferos utilizados en el transporte y en la industria, son responsables del 60% de las emisiones de CO₂ de nuestro país, gas considerado como el principal causante del denominado efecto invernadero.

Por otra parte, en los últimos años se ha iniciado un proceso liberalizador de los diferentes sectores energéticos, que tradicionalmente han desarrollado su actividad en estructuras verticalmente integradas y en régimen de monopolio.

Existe el convencimiento general de que es en el mercado donde se alcanzan las mayores eficiencias como consecuencia de unas mejores asignaciones de recursos. En este sentido, las nuevas regulaciones promueven mercados tanto organizados (como es el mercado de producción de electricidad o los mercados de futuros de crudo o de productos petrolíferos) como libres (como son los mercados de comercialización de electricidad o de gasolinas).

No obstante lo anterior, los precios de la electricidad, del gas natural o de los productos petrolíferos no recogen actualmente la totalidad de los costes de los impactos ambientales que llevan asociados. Los precios, por tanto, no informan del verdadero coste social de las actividades energéticas, por lo que pueden darse asignaciones ineficientes de recursos ya que el coste medioambiental no se repercute sobre los agentes que contaminan, sino sobre la sociedad en su conjunto.

Para conseguir esta asignación eficiente, una posibilidad es internalizar los costes ambientales en el precio de la energía. De esta forma, los mercados energéticos podrían asignar más eficientemente los recursos y el desarrollo podría ser sostenible. Desafortunadamente, esta tarea tropieza con dos serias dificultades, la existencia de incertidumbres en la cuantificación de los costes medioambientales y la escasa experiencia en la aplicación de mecanismos regulatorios de internalización. Por ello, el objetivo de internalización debe tomarse conceptualmente como referencia pero ha de acometerse con gradualidad y prudencia.

En cualquier caso, se considera necesaria una armonización a nivel internacional del tratamiento de los costes medioambientales, con el objeto de no perjudicar la competitividad de unos países respecto a otros.

¹ Instalaciones de potencia térmica igual o superior a 50 MW.

Por otro lado, en los entornos liberalizados, donde determinadas actividades energéticas se desarrollan en los mercados, aparece la regulación económica en su doble faceta de garantía para agentes y consumidores. La regulación económica tiene por objeto asegurar que las actividades liberalizadas se desarrollen en mercados lo más perfectos posibles, mientras que las actividades reguladas se desarrollan con regulaciones que promuevan su funcionamiento de la forma más eficiente posible.

La regulación económica trata de paliar en lo posible los llamados fallos de mercado, entre otros, la no consideración de los costes ambientales. En este sentido, la regulación tiende a internalizar los costes ambientales mediante mecanismos de tipo indirecto, para evitar en lo posible distorsiones al mercado.

En el nuevo marco regulatorio, en el que prevalecen los principios de libertad de instalación y de contratación, el Estado no puede imponer directamente a los agentes más condiciones de protección del medio ambiente que las que normalmente se establecen en las declaraciones de impacto ambiental que acompañan a las autorizaciones de las instalaciones². En ellas, previo a un trámite de audiencia pública, la Administración ambiental analiza la viabilidad de la instalación desde el punto de vista ambiental, formula las actuaciones correctoras que considera necesarias, e impone los límites de emisión e inmisión que se han establecido con carácter general³. Estos son los mecanismos de "*command and control*", según la terminología anglosajona.

No obstante, si con posterioridad la presión de la conciencia ambiental de la sociedad se incrementa, se precisa imponer nuevas restricciones a los agentes. Ya se ha señalado que en los entornos liberalizados se suelen introducir mecanismos de tipo "indirecto", con el fin de evitar en lo posible restricciones directas en el mercado. Por medio de estos mecanismos, se procura la internalización de los costes ambientales hasta el nivel que la sociedad demanda, sin interferir directamente en el funcionamiento de los mercados energéticos. En otras

ocasiones, la sociedad no admite determinados impactos, y el poder político prohíbe "directamente" el desarrollo de la actividad o la fabricación del producto, imponiendo determinadas calidades mínimas a los combustibles, como ocurre por ejemplo en el caso de la tradicional gasolina super (con plomo), cuya comercialización quedará prohibida en los países de la UE a partir del año 2002.

Los instrumentos más importantes de internalización de los costes ambientales que se emplean cada vez con mayor asiduidad en los sectores energéticos liberalizados son los siguientes:

- *Instrumentos de tipo fiscal*, como los tributos, impuestos y tasas ambientales, asociados a la actividad de transformación potencialmente contaminante, a las emisiones de contaminantes o al uso o consumo de energía. Estos instrumentos se complementan con deducciones, desgravaciones y subvenciones a las actividades menos contaminantes. En nuestro país, aparte del impuesto sobre el valor añadido, los productos petrolíferos y la electricidad soportan unos impuestos especiales, que incrementan de forma apreciable su precio aunque no puedan ser considerados imposiciones ambientales propiamente dichas. Además, en el ámbito de la UE existen propuestas de imposición energética que pueden ver la luz a medio plazo⁴.
- *Instrumentos de tipo económico*, como los incentivos económicos que pretenden fomentar la transformación tecnológica favoreciendo las

² El Real Decreto Legislativo 1.302/1986, de 28 de junio, el Real Decreto 1.131/1988, de 30 de septiembre y la Ley 6/2001, de 8 de mayo, que trasponen las Directivas del Consejo 85/337/CE y 97/11/CE.

³ El RD 646/91, de 22 de abril, sobre limitación de agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, que trasponen la Directiva 88/609/CEE. Los RR.DD. 1613/1985; 1321/1922; y 717/1987; establecen normas de calidad del aire en lo referente a la contaminación por SO₂, NO_x, partículas y Pb.

⁴ Propuesta de Directiva de imposición de productos energéticos, de marzo de 1997 (COM 97 30 final)

actividades con menor impacto medioambiental relativo, como pueden ser las primas a las energías renovables⁵, a la cogeneración o a los programas de gestión de la demanda. Estos incentivos se han mostrado tremendamente eficaces en nuestro país, fundamentalmente en el desarrollo de las instalaciones eólicas y de cogeneración.

- *Instrumentos de mercado*, como son el comercio de derechos de emisión (SO₂ ó CO₂) o las subastas de capacidad de energía renovables o los certificados verdes.
- *Otros instrumentos son*: el fomento de la información al consumidor (por ejemplo, información sobre el mix de generación de electricidad y las emisiones asociadas), la formalización de acuerdos voluntarios entre empresa, y Administraciones, o el marketing verde (green pricing).

Por otra parte, existen Directivas, y propuestas de Directiva⁶, de carácter ambiental que en el futuro tendrán una influencia notable en el desarrollo de las actividades energéticas de nuestro país. Estas normas son las siguientes:

- *Directiva del Consejo 96/61/CE de 24 de septiembre, relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación*, cuyo objeto es reducir y controlar la contaminación a la atmósfera, el agua y el suelo de una serie de actividades, entre las que se encuentran todas las energéticas. La Directiva exige a cada actividad la obtención de un permiso medioambiental basado en la utilización de la mejor tecnología disponible, bien en el comienzo de su desarrollo, o si esta actividad ya existe, al cabo de un determinado periodo transitorio. La trasposición de esta Directiva en nuestro país modificará en profundidad los requerimientos medioambientales de las grandes instalaciones de combustión existentes hacia el final de la presente década.

- *Propuesta de Directiva sobre limitación de emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de grandes instalaciones de combustión*. En dicha propuesta se revisa la Directiva 88/607/CEE, y se imponen límites de emisión de SO₂, NO_x y partículas más exigentes, que afectarán tanto a instalaciones nuevas como existentes, en este último caso en el año 2008. Su objetivo es la reducción en la UE de las emisiones de SO₂ en un 63% y de NO_x en un 21%. Dicha propuesta establece límites también para la biomasa.
- *Propuesta de Directiva sobre techos de emisión nacionales para el año 2010*, cuyo fin es luchar contra la acidificación, ozono troposférico y eutrofización en cada país, teniendo en cuenta el concepto de carga crítica. Dicha propuesta establece unos techos coherentes con lo dispuesto en las dos Directivas anteriores.

En este sentido, el escrito en el que el Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía solicita a la Comisión Nacional de Energía la elaboración de un Informe Marco sobre la cobertura de la demanda de gas y electricidad, recoge la preocupación medioambiental en dos líneas principales. Desde el punto de vista de la demanda de energía, se solicita la consideración de las "*crecientes solicitudes sociales en orden a una mayor protección del medioambiente*". Desde el lado de la oferta energética, se alude a la utilidad de "*considerar su proyección en relación con el ahorro y la eficiencia energética*". En esta línea, en una primera aproximación cabe mencionar el

⁵ La reciente Directiva del Consejo sobre energías renovables establece para los Estados Miembros unos objetivos a alcanzar en 2010, y la obligación de certificar el origen de la energía renovable, permitiéndoles durante cuatro años la adopción de las regulaciones que consideren convenientes para alcanzar estos objetivos.

⁶ En los dos últimos casos, se trata de propuestas en las que existe acuerdo político, encontrándose en las últimas fases de tramitación en el Parlamento Europeo.

ahorro de energía primaria que se derivará de la utilización de las centrales térmicas de ciclo combinado con turbina de gas, que presentan un rendimiento eléctrico superior al 55%, valor muy por encima al de las instalaciones térmicas convencionales actuales, que oscila entre el 30 y el 40%.

Por último, recordar que en la Conferencia de Kioto de diciembre de 1997 las partes, según el principio de equidad y de responsabilidad común, aunque diferenciada, acordaron limitar las emisiones de seis gases de efecto invernadero en los países industrializados, debiéndose reforzar la cooperación con los países en vías de desarrollo.

Estos gases se acumulan en la atmósfera, permitiendo el paso de la energía solar, pero impiden que la energía reflejada por la tierra atraviese la atmósfera y llegue al espacio exterior, de manera que el resultado es un calentamiento gradual de la superficie terrestre. Los gases invernadero incluidos en el protocolo de Kioto son el CO₂, el metano, el óxido nitroso, el hexafluoruro de azufre y los compuestos fluoro y cloro carbonados.

En la Conferencia de 1997, fue aprobado el Protocolo de Kioto, en el que se estableció para la UE el objetivo de reducción conjunta del 8% del total de estos gases referidos a su equivalente en CO₂ en el periodo 2008-2012, respecto a los habidos en el año 1990. En el Consejo Europeo de Luxemburgo, de junio de 1998, se realizó un reparto del esfuerzo de reducción por países ("*burden sharing*"), en el que las cifras de reducción, estabilización o limitación del crecimiento de emisiones de CO₂ equivalente, son las únicas vinculantes para cada Estado Miembro, es decir, que cada uno de los Estados Miembros debe cumplir su compromiso particular, con independencia del cumplimiento del objetivo global. El país que incumpla su compromiso responderá ante el Convenio por la proporción que le haya correspondido en el reparto. En este marco adquirió España el compromiso no de reducir, sino de limitar el crecimiento de sus emisiones de gases de efecto invernadero a un 15% respecto a las emisiones habidas en el año 1990.

Por otra parte, el compromiso global asumido por la totalidad de los Estados Miembros no se alterará en caso de adopción de nuevos miembros por parte de la Unión.

Para poder analizar el grado de cumplimiento del objetivo nacional, el Grupo de Prospectiva Energética inició en 1997 un estudio del consumo de energía en España bajo distintos escenarios con el fin de determinar las emisiones de CO₂ asociadas a esos escenarios. En primer lugar, se utilizó el escenario Base, que sirvió para las proyecciones previas a la firma del Protocolo de Kioto y en el que se recogían las tendencias económicas y energéticas que en ese momento fueron consideradas más probables.

Posteriormente, fueron desarrollados, partiendo del escenario Base, otros dos escenarios: el Tendencial, en el que se proyectan hacia el futuro las pautas de consumo pasadas, adaptadas a variaciones en precios, población y desarrollo energético, y el escenario Ahorro-Base, que sobre el anterior contempla una intensificación de las actuaciones relativas a la eficiencia energética, la repercusión de las medidas derivadas de la mayor preocupación medioambiental de la sociedad y la repercusión de las medidas dirigidas a reducir la creciente dependencia energética de fuentes fósiles.

Teniendo en cuenta que, en España, dos terceras partes de las emisiones totales de los seis gases de efecto invernadero contemplados en el Protocolo de Kioto corresponden a las emisiones de origen energético, el estudio muestra la evolución de las emisiones directas de CO₂ de origen energético en ambos escenarios, detectando que, en ninguno de los dos, se cumple el objetivo nacional de limitar el crecimiento de emisiones al 15%. Partiendo de las emisiones de 1990, en el escenario Tendencial la variación de 1990 a 2010 es del 48%, siendo el 33% de origen eléctrico, mientras que en el escenario Ahorro-Base alcanza el 28% con un 9% de emisiones procedentes de la generación eléctrica.

Para conseguir la minimización de las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de combustibles fósiles, se han adoptado unas medidas entre las que destacan la aprobación de normativa de fomento de tecnologías más eficientes y

fuentes de energía renovable (Real Decreto 2818/1998), Plan de Fomento de las Energías Renovables, Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios, Programas I+D+I para actuaciones energéticas, Plan PREVER, etc.

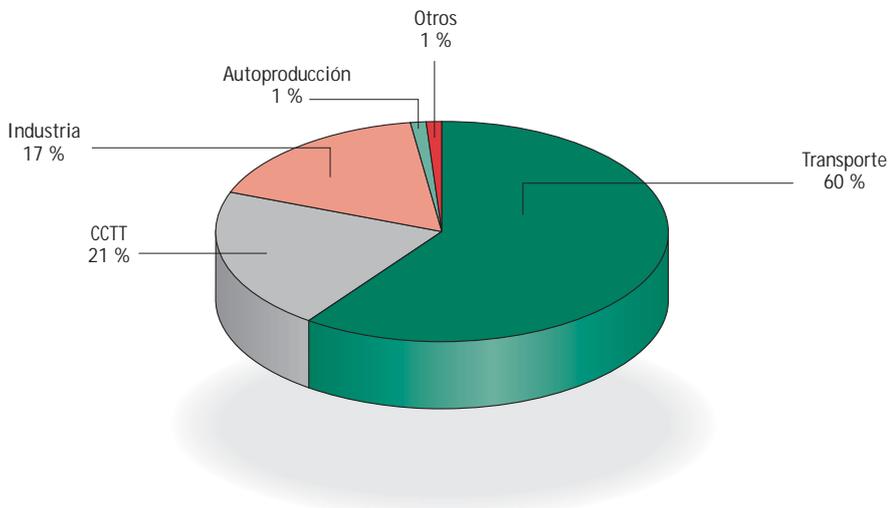
Existen, por otro lado, ciertas medidas que de ser implantadas en un futuro próximo podrían contribuir a la minimización de emisiones, como la sustitución de centrales térmicas de carbón por centrales de ciclo combinado de turbina de gas, nuevas actuaciones en el sector del transporte, nuevas

actuaciones en la edificación y en el sector servicios, etc.

9.1. La emisión de contaminantes en los sectores energéticos

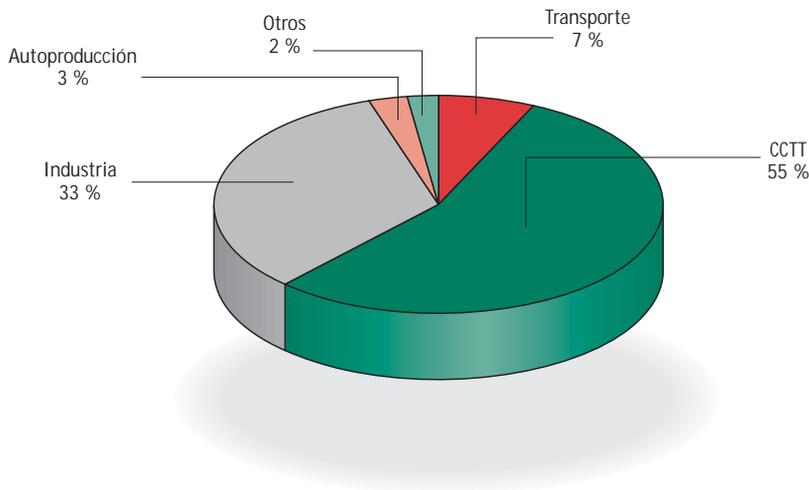
La clasificación de emisiones contaminantes por sectores, muestra que es el transporte el sector principalmente contaminante en cuanto a NO_x (60% del total). Este lugar lo ocupan las centrales térmicas en el caso del SO_2 , con el 55% de las emisiones.

Figura 9.1.1. Emisión de NO_x por sectores



Fuente: OCDE 1999. Datos referidos a España 1995

Figura 9.1.2. Emisión de SO_2 por sectores

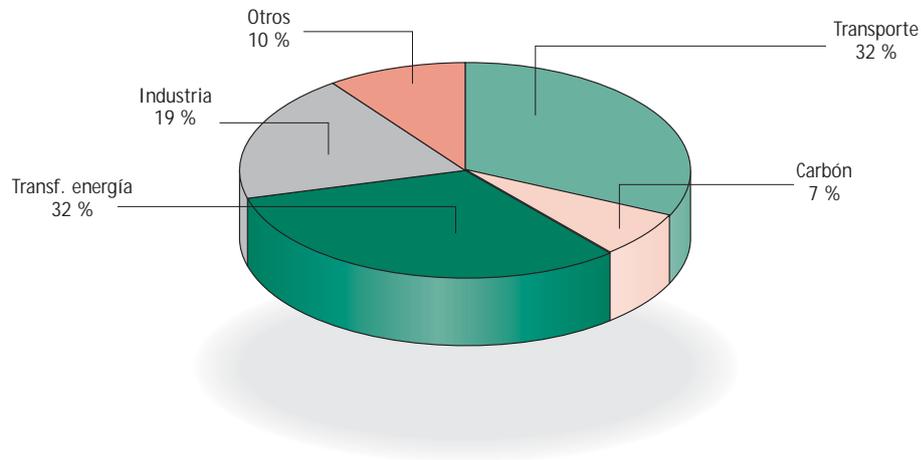


Fuente: OCDE 1999. Datos referidos a España 1995

En cuanto a las emisiones de CO₂, la mayor proporción de emisiones procede de los sectores de transporte y de transformación de la energía.

El siguiente mapa muestra, para los Estados Miembros, las emisiones de CO₂ procedentes de la utilización de la energía. Se observa que los países de la zona norte de

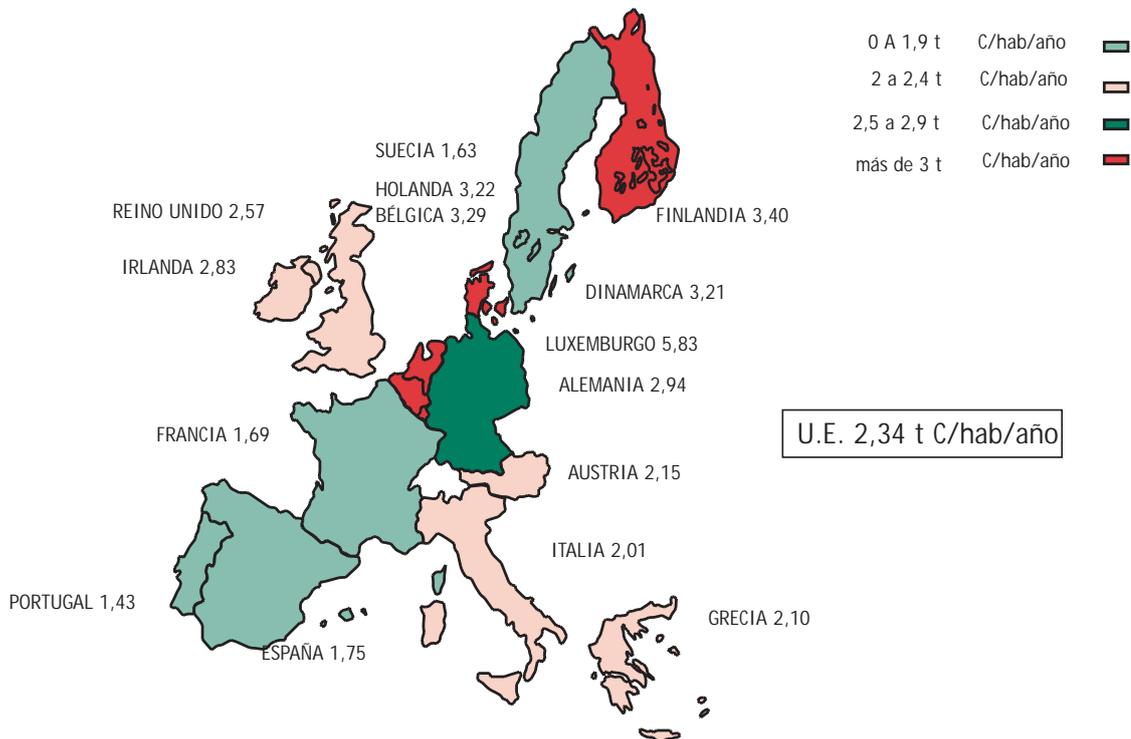
Figura 9.1.3. Emisión de CO₂ por sectores



Fuente: OCDE 1999. Datos referidos a España 1997

Figura 9.1.4. Emisión de SO₂ por sectores

ÍNDICES DE EMISIÓN DE CO₂ POR HABITANTE EN LOS PAÍSES DE LA U.E.



Fuente: OCDE 1997 y CNE. Datos referidos a España 1997

Europa (excepto Suecia) son los más contaminantes en materia de CO₂, con la emisión a la atmósfera de más de 3 toneladas de carbono por habitante y año. Son los países del sur de Europa los que menos CO₂ emiten. Este comportamiento tan desigual entre los Estados Miembros, se debe al "mix" de tecnologías existentes en cada país, en la medida en que hay centrales que producen más CO₂ que otras, al grado de desarrollo económico y a las bajas temperaturas registradas en el norte de Europa.

9.2. El impacto en el medio ambiente de la industria del gas natural

El gas natural presenta en relación con otros combustibles fósiles numerosas ventajas en la preservación del medio ambiente que permiten compatibilizar el cuidado del entorno con el desarrollo económico y el crecimiento industrial, gracias a su elevada eficiencia energética y a su pequeño impacto ambiental durante todas las etapas de su ciclo energético.

A continuación, se analiza el ciclo del gas natural desde su producción hasta su consumo desde el punto de vista medioambiental.

Extracción del gas natural

Durante la etapa de extracción del gas, los impactos en el medio ambiente que se producen son de carácter puntual, resumiéndose en la modificación del paisaje, la producción de ruidos y la generación de restos vegetales e inertes varios derivados del proceso.

Procesado

Para su consumo, el gas natural no requiere complicados procesos de transformación, sino que se utiliza prácticamente en el mismo estado de extracción.

Transporte como GNL

Cuando el transporte se realiza en forma de GNL, mediante buques metaneros, el gas sufre un proceso de

licuefacción y posterior regasificación. La principal repercusión medioambiental es un ligero aumento del consumo de energía utilizado en la licuefacción y regasificación (equivalente al 3,7% del gas transportado).

La regasificación consiste en un cambio de fase líquido-gas en la que se utilizan intercambiadores de calor con agua de mar, y que en sí misma no produce residuos ni emisiones, por lo que estas plantas presentan un impacto ambiental reducido. Por otra parte, en España no existen plantas de licuefacción.

Transporte y distribución por gasoducto

El transporte y distribución de gas mediante gasoductos tiene un impacto ambiental prácticamente nulo durante la fase de operación, ya que discurren por el subsuelo y, por tanto, no afectan al entorno.

El impacto ambiental de mayor importancia tiene lugar durante la construcción de las redes de gasoductos, fase que se planifica cuidadosamente para proteger el patrimonio arqueológico y el paisaje característico de las zonas por donde discurren, de forma que, finalmente, la única evidencia de su existencia son las señalizaciones de su trazado. Entre las medidas de actuación para la reducción de impactos se encuentran la protección de zonas de alto valor ecológico en la elección del trazado, la preservación de la fauna autóctona mediante la elección de la época del año más adecuada, la reducción del ancho de pista de trabajo, la utilización de técnicas de perforación de mínimo impacto, la protección de los cursos hídricos y la restauración del medio una vez finalizadas las obras.

En el transcurso de la actividad gasista, y fundamentalmente en el desarrollo de actividades como el transporte, distribución, regasificación y almacenamiento, se pueden presentar pequeñas emanaciones de gas natural al exterior, en muy pequeñas proporciones. No obstante, para reducir este fenómeno, además del control mediante la instalación de equipos de medición, se están llevando a cabo las siguientes actividades:

- Recuperación del gas natural que se vaporiza en tanques y cisternas de GNL (boil-off)
- Sustitución de las antiguas redes y acometidas por otras nuevas construidas en acero y polietileno
- Utilización de métodos de conexión en carga

Es importante destacar en este punto que el transporte de ninguno de los restantes combustibles fósiles en uso en la actualidad resulta tan limpio y seguro con el medio ambiente como el del gas natural.

Almacenamiento de gas natural

Los almacenamientos del gas natural son normalmente subterráneos, escogiéndose frecuentemente para ello formaciones geológicas naturales con características similares a las de los yacimientos, no afectando así al ecosistema.

Utilización del gas natural

Aunque también es utilizado como materia prima en la industria química, el principal uso del gas natural es como combustible.

La combustión del gas natural ofrece numerosas ventajas medioambientales frente a otros combustibles fósiles, que pueden resumirse en dos: mayor rendimiento energético y menor producción de contaminación.

La menor emisión de contaminantes se debe a su naturaleza y composición química:

- Por ser un combustible gaseoso, el gas natural produce una menor cantidad de inquemados, ya que permite un mayor contacto con el comburente durante el proceso, y no da lugar a restos líquidos o sólidos.
- La inexistencia de impurezas o residuos en su composición química, y especialmente de azufre, se

evita la emisión de SO_x y disminuye la emisión de NO_x (compuestos causantes de la lluvia ácida) y la presencia de partículas sólidas, metales pesados, cenizas, etc. en los gases de combustión, lo que facilita su aprovechamiento.

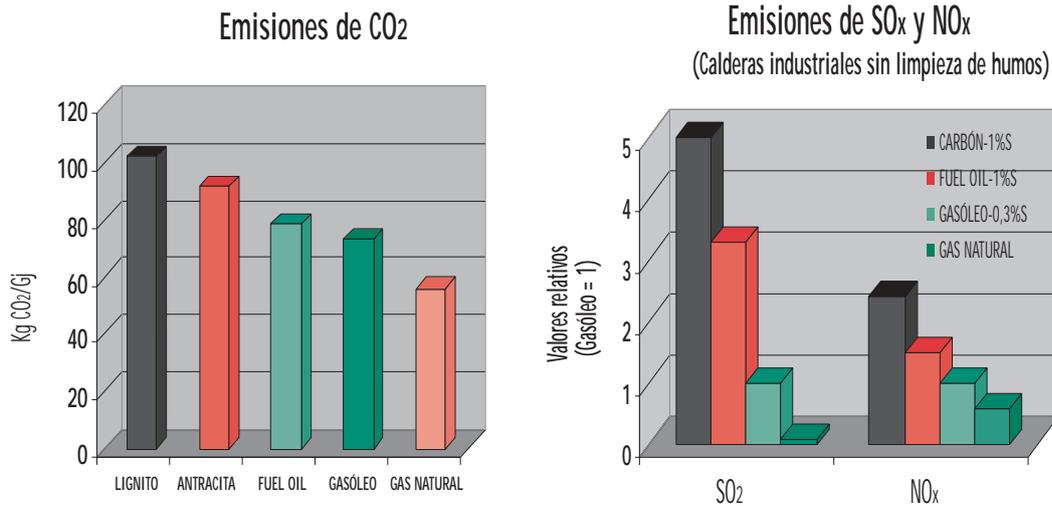
- Posee un bajo contenido en compuestos orgánicos volátiles, principales causantes de las nieblas urbanas y el aumento de la concentración de ozono a nivel del suelo.
- Por su baja relación carbono/hidrógeno, la cantidad de CO_2 producida por unidad de energía es la menor de los combustibles fósiles (un 25% inferior a la producida en la combustión del petróleo y un 45% inferior a la del carbón), por lo que su contribución al efecto invernadero es menor.

El mayor rendimiento energético de las turbinas de gas en las nuevas centrales de ciclo combinado permiten un ahorro de energía entre el 15-45%, y el impacto ambiental por emisión de contaminantes resulta mucho menor. Así, se consigue reducir las emisiones de CO_2 casi a la tercera parte de una central térmica convencional, las de NO_x en un 85% (un 60% si comparamos con una central moderna) y eliminar totalmente la emisión de partículas y azufre.

En cualquier caso, el incremento total de demanda de gas natural previsto para el periodo 2000-2005 es del orden del 82% (de 16,9 bcm hasta 30,8 bcm). Una gran parte de este incremento corresponde a nuevas demandas de generación de energía eléctrica y de consumo energético, y, por tanto, no suponen el desplazamiento o disminución del consumo de otras energías fósiles.

Como consecuencia se producirá un aumento proporcional de la cantidad de emisiones de gases invernadero a la atmósfera, en concreto, de las emisiones de CO_2 , de aproximadamente 2×10^6 toneladas por cada bcm de gas natural.

Figura 9.2.1. Producción de CO₂, SO_x y NO_x en la combustión de combustibles fósiles



Fuente: Eurogas

Para concluir, se puede afirmar que, debido a la existencia de abundantes reservas, su mayor aprovechamiento energético y por ser el combustible fósil de menor impacto sobre el medio ambiente desde su extracción hasta su uso, el gas natural resulta una de las fuentes de energía que mejor se ajusta a los retos medioambientales del sector energético, presentándose como fundamental en este nuevo siglo. Sin embargo, el crecimiento de la demanda previsto para los próximos años puede producir un aumento de emisiones de CO₂ a la atmósfera por encima de los límites asignados a España en el Protocolo de Kioto.

9.3. El impacto en el medio ambiente de la industria eléctrica

9.3.1. Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las centrales termoelectricas

El Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, traspuso a la legislación española la Directiva 88/609/CEE sobre limitación de emisiones de contaminantes atmosféricos procedente de grandes instalaciones de combustión (GIC). En el mismo se fijaban topes globales de emisiones de SO₂ y NO_x para las grandes instalaciones de combustión existentes (anteriores a 1/7/87). Este Real Decreto fue desarrollado por una Orden Ministerial de 1995 que

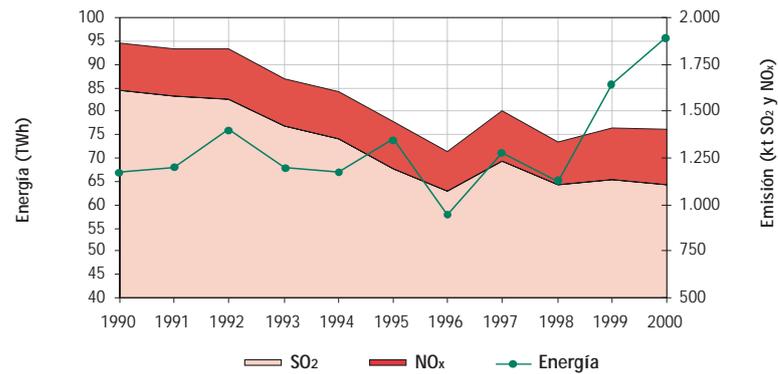
establecía la metodología de tratamiento y envío de datos a la Dirección General de Energía.

Las emisiones de SO₂ vienen experimentando un decremento progresivo como consecuencia de las medidas adoptadas para la reducción de emisiones, principalmente por la mayor utilización de combustibles con menor contenido en azufre (sustitución de carbón autóctono por carbón de importación), la puesta en funcionamiento de la caldera de lecho fluido a presión de la central de Escatrón o la implantación del sistema de desulfuración de la central de Teruel (ambas centrales consumen principalmente lignito negro).

Por lo que se refiere a las emisiones de NO_x el comportamiento es más errático, existiendo en estos últimos años un riesgo elevado de sobrepasar los topes establecidos, ya que las medidas adoptadas han sido de mucho menor nivel e importancia, y las emisiones de este contaminante dependen directamente del grado de funcionamiento del equipo térmico, que se ve incrementado anualmente con el crecimiento de la demanda y con hidráulidades bajas.

La Comisión Nacional de Energía ha venido realizando un seguimiento de estas emisiones y ha manifestado su

Figura 9.3.1. Evolución de las emisiones de las grandes instalaciones de combustión



Fuentes: CIEMAT y CNE

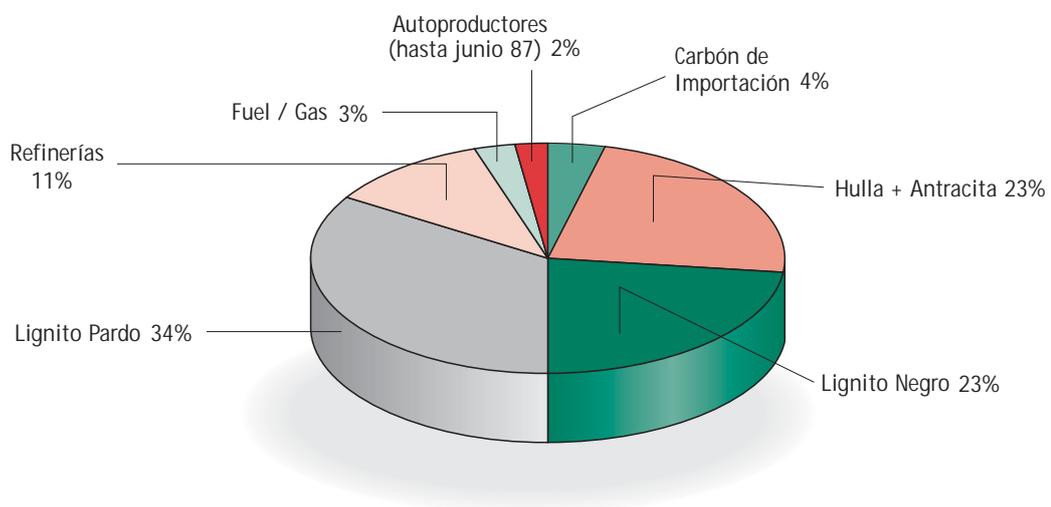
preocupación sobre este riesgo, llegando a proponer un Procedimiento de Operación del Sistema para el cumplimiento de los topes de NO_x.

Como puede observarse en el gráfico anterior, las emisiones conjuntas de ambos contaminantes han ido decreciendo a lo largo de esta última década. Sin embargo, se pueden apreciar ligeros aumentos puntuales de las emisiones de NO_x como consecuencia del incremento de la demanda y de los periodos de sequía.

En los gráficos expuestos a continuación, se observa que las instalaciones más contaminantes en cuanto a emisiones de SO₂ son las que consumen lignito. En lo relativo a las emisiones de NO_x, son las centrales que utilizan hulla y antracita autóctona las que producen mayor proporción de emisiones.

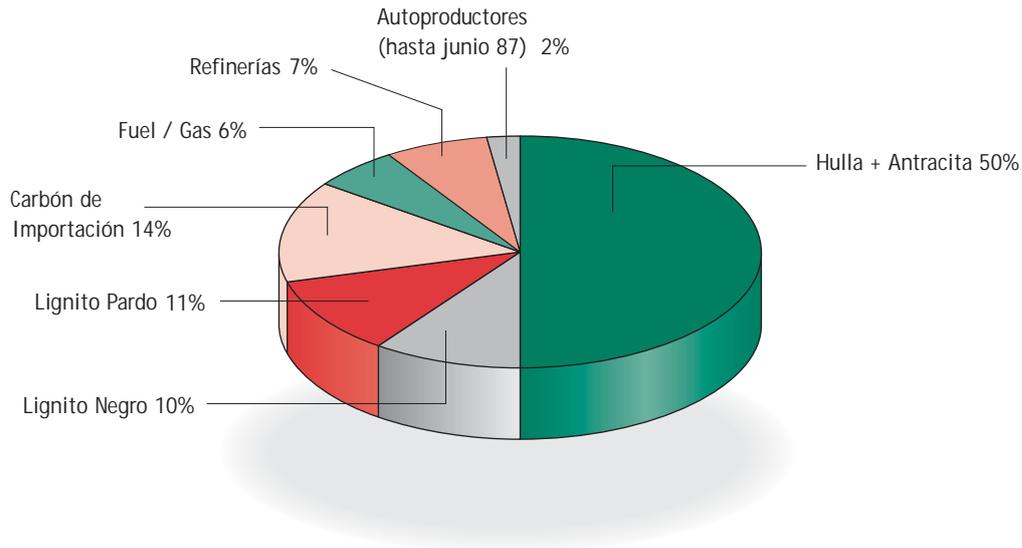
En el cuadro siguiente se muestran las emisiones absolutas y específicas en 2000 procedentes de las centrales térmicas.

Figura 9.3.2. Emisiones de SO₂ procedentes de grandes instalaciones de combustión durante el año 2000



Fuente: CIEMAT y CNE

Figura 9.3.3. Emisiones de NOx procedentes de grandes instalaciones de combustión



Fuente: CIEMAT y CNE

Figura 9.3.4. Emisiones procedentes de las grandes instalaciones de combustión durante el año 2000

Emisiones año 2000	SO ₂		NOx		CO ₂		Partículas	
	g/kWh	kt	g/kWh	kt	g/kWh	MT	g/kWh	kt
CC.TT. Hulla+Antr	7,1	284	3,8	152	944	38	0,5	21
CC.TT. Lignito Negro	23,3	212	3,7	34	951	9	0,4	4
CC.TT. Lignito Pardo	25,5	364	2,1	30	1028	15	0,4	6
CC.TT. Carbón Imp.	3,1	53	2,2	38	880	15	0,1	2
CC.TT. Fuel/Gas	2,9	44	1,2	18	757	11	0,1	2
Total CC.TT.	10,0	957	2,8	272	912	88	0,4	35

Fuente: CIEMAT

Con la incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado se producirá una disminución de las emisiones específicas debido al mayor rendimiento

energético global que se logra con esta tecnología (del orden del 56%, muy superior al logrado por centrales convencionales de carbón, fuel o gas, que oscila entre el 30 y el 40%). Además, la combinación de este rendimiento junto a la utilización de gas natural, hacen que esta tecnología presente unos impactos medioambientales muy bajos respecto a las tecnologías convencionales.

Figura 9.3.5. Emisiones de NOx y CO₂ unitarias previstas en las centrales de ciclo combinado

Emisiones previstas en las CCTG consumiendo Gas Natural	
NOx	1,2 g/kWh
SO ₂	0,007 g/kWh
CO ₂	350 g/kWh
Partículas	0,02 g/kWh

Fuente: CNE y AIE

A continuación se realiza una estimación de las emisiones contaminantes (SO₂, NO_x, y CO₂) procedentes de las centrales térmicas a partir de la previsión de la demanda en el año 2005, según los dos escenarios estimados en los cálculos de cobertura:

A) Escenario de crecimiento de demanda superior, año hidráulico medio y escenario superior de instalación de ciclos combinados previsto por el gestor técnico del sistema eléctrico (7.200 MW en el año 2005).

y/o autorización administrativa: 12.800 MW en el año 2005), supuesto que estos ciclos desplazan por precio a centrales clásicas consumidoras de carbón autóctono y fuel.

Este escenario supondría unas reducciones de emisiones de contaminantes atmosféricos muy importantes respecto a las registradas en el año 2000 (cuantificadas en el 27% en el caso de las emisiones de SO₂, del 14% en NO_x y del 20% en CO₂).

De la misma forma, se obtienen ahora unas reducciones de emisiones de contaminantes atmosféricos que en este caso son mucho más relevantes respecto a las registradas en el año 2000 (cuantificadas en unas reducciones del 68% en el caso de las emisiones de SO₂, del 35% en NO_x y del 40% en CO₂). Las reducciones anteriores contribuirán de forma relevante a que nuestro país pueda acercarse a cumplir los compromisos de Kioto.

B) Escenario de crecimiento de demanda superior, año hidráulico medio y escenario de incorporación de ciclos previsto como más fiable (ciclos con contrato

Figura 9.3.6. Estimación de emisiones procedentes de grandes instalaciones de combustión en 2005 en escenario bajo de energía generada por ciclos

Emisiones año 2005	GWh año 2005	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
		g/kWh	kt	g/kWh	kt	g/kWh	MT	g/kWh	kt
CC.TT. Hulla+Antr	29.400	7,1	209	3,8	111	944	28	0,5	14
CC.TT. Lignito N.	6.700	23,3	156	3,7	25	951	6	0,4	3
CC.TT. Lignito P.	10.600	25,5	270	2,1	22	1028	11	0,4	4
CC.TT. Carbón Im	10.365	3,1	32	2,2	23	880	9	0,1	1
CC.TT. FuelGas	799	2,9	2	1,2	1	757	1	0,1	0
CICLOS COMB.	42.860	0,007	0	1,2	51	350	15	0,02	0
Total CC.TT.	100.724	6,6	700	2,3	234	695	70	0,1	12

Fuente: CNE

Figura 9.3.7. Estimación de emisiones procedentes de grandes instalaciones de combustión en 2005 en escenario alto de energía generada por ciclos

Emisiones año 2005	GWh año 2005	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
		g/kWh	kt	g/kWh	kt	g/kWh	MT	g/kWh	kt
CC.TT. Hulla+Ant	12.159	7,1	86	3,8	46	944	11	0,5	6
CC.TT. Lignito N	3.200	23,3	75	3,7	12	951	3	0,4	1
CC.TT. Lignito P	4.600	25,5	117	2,1	10	1028	5	0,4	2
CC.TT. Carbón Im	10.365	3,1	32	2,2	23	880	9	0,1	1
CC.TT. FuelGas	0	2,9	0	1,2	0	757	0	0,1	0
CICLOS COMB.	70.400	0,007	0	1,2	84	350	25	0,02	1
Total CC.TT.	100.724	3,1	310	1,7	176	526	53	0,1	12

Fuente: CNE

9.3.2. Residuos procedentes de las centrales nucleares

Los residuos nucleares, en cuanto a su almacenamiento, se pueden clasificar en residuos de media y baja actividad y residuos de alta actividad o combustible irradiado.

Los residuos de baja y media actividad son entregados a Enresa y posteriormente almacenados en el centro de El Cabril (Córdoba), mientras que los combustibles irradiados están siendo almacenados, hasta el momento, en las piscinas de las plantas nucleares que los originan, a la espera de que los procesos de investigación actualmente desarrollados permitan, bien su almacenamiento en un único cementerio nacional o incluso europeo, o bien su tratamiento mediante transmutación atómica para desactivarlo o convertirlo de nuevo en combustible aprovechable.

Los elementos combustibles irradiados almacenados temporalmente en las centrales nucleares españolas a finales del año 2000, suman un total de 7.984 elementos. El porcentaje de ocupación total es del 56,47%. La **figura 9.3.8** muestra el grado de ocupación en elementos irradiados de las centrales nucleares españolas.

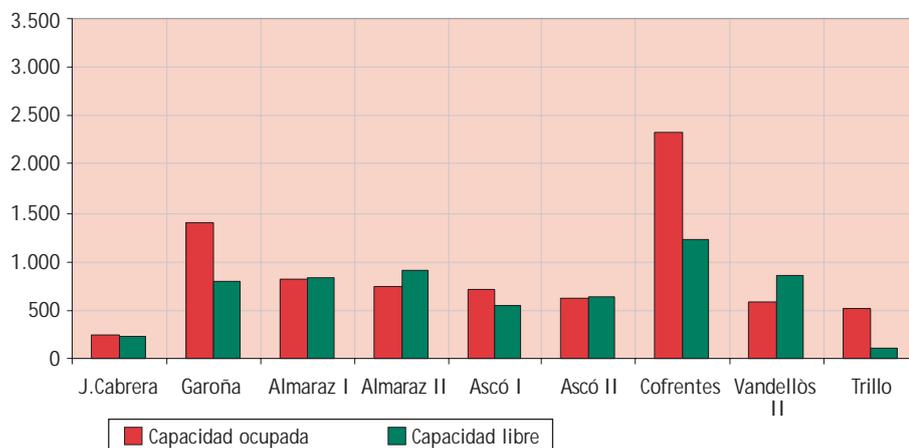
9.3.3. Plan de fomento de las energías renovables

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, hace compatible la liberalización del sistema eléctrico con el objetivo de garantizar el suministro con una calidad adecuada y al menor precio posible, minimizando el impacto ambiental.

Por ello promueve la producción en régimen especial, basado en las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración. Estas instalaciones pueden ceder la energía excedentaria a la red, realizar ofertas en el mercado de producción o establecer contratos bilaterales físicos. A cambio, perciben el precio del mercado más un incentivo económico, denominado prima.

En diciembre de 1999, el Gobierno aprobó un Plan de Fomento de Energías Renovables que recoge las estrategias relevantes necesarias para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, en su conjunto, cuando menos el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010. Este objetivo plantea dos cuestiones:

Figura 9.3.8. Elementos combustibles irradiados almacenados en las centrales españolas (31/12/00)



Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear. Informe al Congreso de los Diputados y al Senado. Año 2000

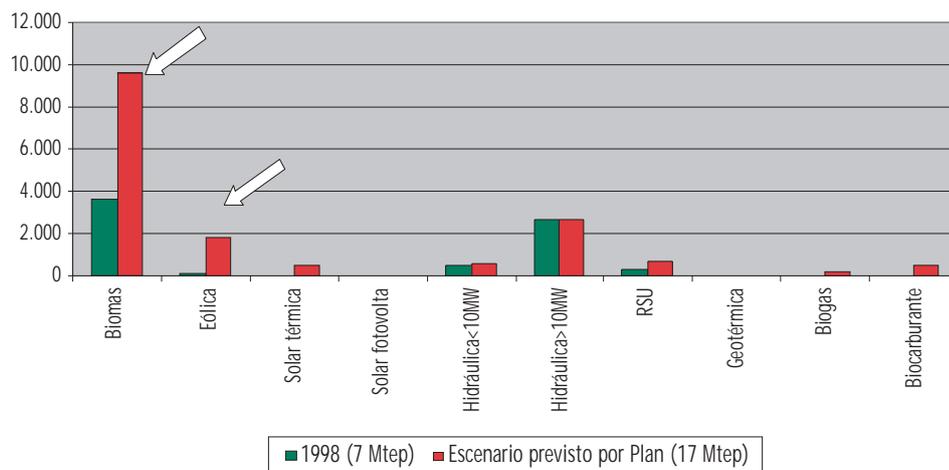
- Es necesario multiplicar por más de dos las energías renovables, al encontrarnos en un contexto de crecimiento de demanda energética.
- El grueso de la contribución actual de estas energías proviene de la generación de electricidad de origen hidráulico y de la biomasa⁷ (95% entre las dos), la primera de ellas con unas perspectivas limitadas de desarrollo, y la biomasa, que debe incorporar nuevas formas de utilización y de obtención de recursos para alcanzar la importante contribución que se le asigna.

El siguiente gráfico muestra la situación de las energías renovables al inicio del Plan y la situación prevista para el año 2010.

La energía eólica es la segunda en importancia por su aportación al consumo de energía primaria en el año 2010, multiplicando por más de 10 su actual aportación. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999 –2010 prevé para la energía eólica el mayor incremento de la potencia eléctrica instalada de todas las energías renovables, al pasar de los 834 MW instalados en 1998 hasta los 8.974 MW en el 2010.

Los objetivos energéticos puestos en explotación en el 2006 son del 50% del Plan al 2010. Las inversiones en equipos productivos se sitúan en 1,6 billones de pesetas. El importe total de las primas a la producción eléctrica hasta el año 2006 correspondiente al incremento de FER propuesto por el Plan, representará 434.181 millones de pesetas y será aportado vía tarifas.

Figura 9.3.9. Situación actual de las energías renovables y objetivos según el Plan de Fomento de las Energías Renovables



Fuente: IDAE y CNE

Por su contribución global al consumo de energía primaria, el mayor crecimiento previsto es el de la biomasa, especialmente, en su uso para producción de electricidad, con lo que se constituye el fuerte lanzamiento de una actividad que hoy tiene una presencia puntual.

Hasta el momento el Plan se está cumpliendo en lo que se refiere a la energía eólica, parcialmente en lo referente a la energía minihidráulica, y no se está cumpliendo en lo referente a la biomasa.

La energía eólica ha sido con diferencia el tipo de energía de carácter especial de mayor desarrollo en los últimos años en nuestro país. La evolución de la potencia instalada ha presentado una curva creciente de tipo exponencial. Al finalizar el mes de febrero de 2001, según una revista

⁷ Si bien la producción eléctrica con biomasa es todavía muy baja (169 ktep en 1998), el uso térmico de la misma es bastante alto (3.476 ktep en 1998)

especializada del sector, España había logrado alcanzar el segundo lugar en el ámbito mundial, por detrás de Alemania, pero por delante de Estados Unidos. Las solicitudes presentadas ante las distintas Administraciones Públicas superan con creces las previsiones del Plan.

No obstante, este importante desarrollo está causando también problemas al sistema eléctrico como consecuencia de la ausencia de señales de eficiencia en la regulación de esta tecnología.

- En relación con la operación del sistema, las fluctuaciones en la potencia cedida incrementan la cantidad y uso de los mercados de regulación, afectan a las oscilaciones de la interconexión con el continente europeo (Francia), a la estabilidad transitoria, a las necesidades de reserva, e incluso, a los planes de seguridad.
- En relación con la imputación de los sobrecostes de los desvíos de las instalaciones eólicas, éstos se asignan directamente a los distribuidores.
- En relación con la garantía de suministro, las energías renovables no tienen hasta el momento capacidad para sustituir a las fuentes convencionales ya que la regulación no ha mostrado ningún interés para mejorar la calidad de estas energías, considerándolas como energías de carácter eventual.

La presencia de estos problemas, cuya magnitud evoluciona en la misma medida en que progresa el desarrollo de la energía eólica, hace necesaria la mejora de la regulación actual para hacerla más eficiente, sin perder, al mismo tiempo, el fomento de este tipo de energía por su ventaja ambiental relativa.

Desgraciadamente, las energías renovables encuentran dificultades a la hora de producir electricidad cuando el sistema la necesita, debido a que este tipo de energía depende principalmente de la meteorología. Por ello, resulta extremadamente complicado elaborar un programa

que permita saber la cantidad de energía que generarán las instalaciones, con el fin de poder operar mejor el sistema eléctrico o vender dicha energía en el mercado diario. En el libro verde de la Unión Europea sobre la seguridad en el suministro energético, se reconocen los beneficios potenciales de las energías renovables, pero se ofrece una visión pesimista en cuanto a sus costes y a la posibilidad de que pueda llegar a contribuir en el suministro energético.

Sin embargo, recientemente se vienen dando una serie de desarrollos, como son nuevos modelos de predicción de energía eólica (encontramos varios ejemplos en Dinamarca y Alemania), o las nuevas turbinas con mejores prestaciones y con una cierta capacidad para controlar la energía generada. También se cuenta con sistemas muy potentes para el proceso y para la transmisión de datos (lo que puede facilitar la gestión conjunta y a distancia de varios parques eólicos). Concluiremos, pues, que la tecnología va mejorando y que, a corto plazo, resultaría posible aumentar la firmeza de la energía procedente de fuentes renovables, reduciendo así los problemas de operación del sistema y limitando la necesidad de incorporar nueva potencia convencional de generación. Pero para todo ello, es imprescindible ofrecer a los agentes señales eficientes que les permitan incluir todos estos avances tecnológicos.

Recientemente, ha sido publicada la Directiva 2001/77/CE, de 27 de septiembre, cuyo objetivo consiste en fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovable a la generación eléctrica en el mercado interior de la electricidad (en línea con las pautas del Plan de Fomento de Energías Renovables anteriormente expuesto) y sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

Para ello, se establecen las siguientes medidas principales. En primer lugar, se obliga a los Estados Miembros a la publicación de un informe sobre los objetivos nacionales de consumo futuro de electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables, así como las revisiones del

grado de cumplimiento del mismo. La Comunidad evaluará posteriormente el grado de adecuación de la aplicación de los mecanismos utilizados en los distintos Estados Miembros, y, en su caso, propondrá un marco comunitario para los sistemas de apoyo a dicha generación.

Asimismo se insta a los Estados Miembros a hacer lo necesario para que el origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable pueda garantizarse como tal, velando por que se expidan a tal efecto, previa solicitud, certificados de garantías de potencia. Como tercera medida principal, se establece la evaluación del marco legislativo y reglamentario vigente respecto a los procedimientos de autorización aplicables a las centrales de producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables, con el objeto de reducir los obstáculos reglamentarios, racionalizar y agilizar los procedimientos a nivel administrativo y asegurarse de que las normas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias y tengan debidamente en cuenta las particularidades de las diferentes tecnologías que utilizan fuentes de energía renovables. Por último se hace referencia también a cuestiones relativas a la red eléctrica, de manera que los Estados Miembros adoptarán las medidas necesarias para que los operadores de la misma garanticen el transporte y distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, pudiendo además, establecer un acceso prioritario.

El plazo de transposición de esta Directiva concluye el 27 de octubre de 2003.

9.3.4. Fomento de la eficiencia energética

Una alternativa adicional para reducir el impacto ambiental de la generación de energía eléctrica es fomentar las tecnologías más eficientes, como es la cogeneración. En este sentido, la Ley 54/1997 y el Real Decreto 2818/1998 promueven dentro del régimen especial esta tecnología.

Asimismo, se fomenta la eficiencia energética promoviendo la disminución de las pérdidas de energía en las líneas de transporte y de distribución. Para ello, el Real Decreto 1995/2000 establece en su Disposición Transitoria Cuarta que el operador del sistema ha de calcular y publicar la asignación de las pérdidas de transporte entre los usuarios de las redes, esto es, generadores y consumidores. A partir del año 2002, los agentes del mercado internalizarán en sus ofertas las pérdidas de energía en que incurran. Se trata de una medida regulatoria que incentiva a los agentes a situarse en la red de transporte en una buena ubicación a efectos de reducir sus pérdidas de energía. De la misma forma, se deberían introducir mejoras en la regulación respecto al tratamiento de las pérdidas en la red de distribución. Asimismo, nuestra regulación al promocionar la generación distribuida fomenta la reducción de pérdidas de energía en la red de distribución.

9.4. Impacto y consideraciones medioambientales en la estructura de la demanda eléctrica

Con su Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético", la Comisión Europea ha abierto un debate sobre la seguridad y sostenibilidad del abastecimiento energético. En la próxima década, deben tomarse en Europa decisiones muy relevantes en materia energética, que condicionarán el futuro por muchos años. El Libro Verde examina separadamente las dos caras de la moneda en el abastecimiento energético: suministro y consumo. Ambos 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 que se promueva el ahorro energético. Asimismo, el Libro sugiere la intensificación de esfuerzos en dos sectores con un fuerte impacto y un gran potencial de mejora: el cambio en los modos de transporte y el ahorro energético en los edificios.

Partiendo de las anteriores consideraciones, se deduce que la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. En España, con el establecimiento de la elegibilidad total el 1 de enero del año 2003, se habrá dado un gran paso hacia el objetivo de acercar información sobre los precios reales al consumidor final.

No obstante lo anterior, la demanda de electricidad resulta inelástica al precio, sobre todo en sectores como el doméstico o el de servicios. En estos casos, se justifican claramente la adopción de programas de gestión de la demanda eléctrica, con el fin de incentivar la penetración en el mercado de nuevas tecnologías de consumo eficiente, como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A o las bombas de calor.

Asimismo, han de promocionarse mecanismos de información al consumidor, como los adoptados en algunos estados norteamericanos de incluir en la factura de la electricidad que elabora cada comercializador, el tipo de centrales que han generado la energía suministrada ("mix de producción") y sus emisiones asociadas. También se informa a veces de los hábitos de consumo o se proporciona información técnica de los propios equipos.

En nuestro país, se fijaron dotaciones destinadas a los programas de gestión de la demanda en los Reales Decretos de tarifas en los años 1995, 1997 y 1998. La experiencia fue positiva, ya que en determinadas actuaciones se consiguen unos ahorros energéticos que amortizan los incentivos en uno o dos años. Y ello, a pesar de las enormes deficiencias regulatorias que tenían los procedimientos administrativos de asignación, ya que

no empleaban mecanismos concurrenciales, con tiempos de promoción muy escasos y en periodos poco propicios para el ahorro (generalmente coincidentes con la campaña de Navidad).

Sin embargo el mayor problema observado ha sido la discontinuidad en el establecimiento de las dotaciones y la ausencia de unas líneas de promoción transparentes y claras.

Sería, por tanto, interesante desde el punto de vista de la eficiencia energética, la seguridad en el abastecimiento y de la protección medioambiental la adopción de una política estable y continua de gestión de la demanda eléctrica. Se deberían evitar las discontinuidades ya que esto afecta negativamente a la promoción de nuevas tecnologías y a la formación del consumidor.

A continuación, se señala el soporte legal para el establecimiento de estos programas en nuestro país y se indican los rasgos más sobresalientes de la experiencia obtenida, tanto a nivel nacional como internacional. Así, en el artículo 46.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se establece que "*Las empresas distribuidoras y comercializadoras, en coordinación con los diversos agentes que actúan sobre la demanda, podrán desarrollar programas de actuación que, mediante una adecuada gestión de la demanda eléctrica, mejoren el servicio prestado a los usuarios y la eficiencia y ahorro energéticos.*

El cumplimiento de los objetivos previstos en dichos programas podrá dar lugar al reconocimiento de los costes en que se incurra para su puesta en práctica conforme a lo dispuesto en el Título III. A los efectos de dicho reconocimiento, los programas deberán ser aprobados por el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de las Comunidades Autónomas en su ámbito territorial".

Mediante el Real Decreto 2016/1997, se fijaron incentivos a los programas de gestión de la demanda previstos en el

artículo 46 de la Ley del Sector Eléctrico, dotándose la tarifa de 1998 de 5.000 MPTA destinados a los programas de las cuatro grandes empresas distribuidoras (equivalentes a un 0,25% de su facturación), e imponiendo al resto de empresas la obligación de destinar el 0,25 por 100 de sus ingresos por ventas de energía a programas de gestión de la demanda. En el Real Decreto 2821/1998 de tarifas de 1999 también se establecieron estos incentivos, aunque el Real Decreto-Ley 6/1999 por el que se reducía adicionalmente la tarifa eléctrica de dicho año los anuló. En los sucesivos Reales Decretos anuales de tarifas no se establecieron dotaciones para estos programas.

De la experiencia derivada de la implementación de los programas de gestión de la demanda correspondientes a 1998 se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. Por razones de eficiencia energética y económica, y por la demanda producida, es recomendable en sucesivas ediciones ampliar la dotación de los programas siguientes:
 - Iluminación eficiente (Admonluz y Coveluz).
 - Bombas de calor (Bomba de calor, Admonclima, y Bonca-pyme), para usos de refrigeración y de calefacción.
 - Regulación y sustitución de motores (Pyme-energía)
 - Electrodomésticos eficientes (Electrodomo)
2. Por las mismas razones anteriormente expuestas, no es recomendable asignar en sucesivas ediciones dotaciones al programa de desplazamiento de la curva de carga empleando acumuladores (Actano), ya que este programa no produce ahorros de energía.
3. Sería conveniente en lo sucesivo aumentar el plazo de ejecución de los programas dirigidos al sector de edificios públicos e iluminación pública, ya que la Administración cuenta con largos procedimientos para la aprobación y ejecución de obras.
4. Es interesante incrementar en sucesivas ediciones la dotación y los periodos de implementación relativos a

los programas educacionales (Educa, Gestión de consumos y Optimización del pequeño comercio).

Asimismo, reiterar que se debería evitar la política errática en el establecimiento de estas dotaciones en los Reales Decretos por los que se aprueba la tarifa eléctrica, y que se deberían emplear mecanismos competitivos entre distribuidores y comercializadores para la asignación de los incentivos.

Por último, en cuanto a programas de gestión de la demanda, podemos encontrar ejemplos útiles en las experiencias internacionales, ya que son varios los países en los que se ha tratado de influir sobre la demanda de energía eléctrica dentro del marco de la liberalización energética.

Para ello, se han desarrollado e implementado diversos sistemas, como los ya mencionados de informar al consumidor sobre las emisiones asociadas a la energía que consume o respecto a sus hábitos de consumo, o sistemas basados en proporcionar ayuda financiera para la adquisición de equipos más eficientes en forma de créditos, descuentos en la facturación o pagos directos. De la misma forma, existen acuerdos voluntarios entre consumidores y distribuidores, programas de control de carga en periodos de punta, etc.

9.5. Impacto y consideraciones medioambientales en la construcción de redes

En primer lugar, en cuanto a los impactos locales que la construcción de redes pudiera ocasionar, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, propone en su disposición adicional undécima el establecimiento de medidas de carácter técnico que se deberán adoptar con el fin de evitar la colisión y electrocución de las aves con las líneas eléctricas.

Por otra parte, esta misma normativa en sus principios generales establece que *"en la selección de las opciones de refuerzo de la red, se integrarán criterios medioambientales, de forma que los planes de desarrollo procuren la minimización del impacto medioambiental global"*.

Respecto a la obligatoriedad de someterse al trámite de Evaluación de Impacto Ambiental, la normativa anteriormente mencionada establece que *"los proyectos de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia"*. La legislación a la que alude el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, es el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, sobre evaluación de impacto ambiental (trasposición de la Directiva 85/337/CEE) con las modificaciones que introduce la Ley 6/2001, de 8 de mayo (trasposición de la Directiva 97/11/CEE), refleja en su Anexo I los proyectos, públicos o privados, que deberán someterse a una evaluación de impacto ambiental, entre los que se incluye la *"construcción de líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 kilómetros"*. Esta misma Ley enumera en su Anexo II los proyectos que sólo deberán someterse a una evaluación de impacto ambiental cuando lo decida el órgano ambiental en cada caso. En este segundo listado se encuentra incluido el "transporte de energía eléctrica mediante líneas aéreas (proyectos no incluidos en el Anexo I), que tengan una longitud superior a 3 kilómetros". Este requisito no será de aplicación si la Comunidad Autónoma, en el ámbito de sus competencias, exige evaluación de impacto ambiental o fija umbrales para determinar cuándo los proyectos deben someterse al procedimiento de evaluación. Esta determinación está en función, principalmente, de características de los proyectos (tamaño, acumulación con otros proyectos, utilización de recursos naturales, generación de residuos,...), de la ubicación de los mismos, en función de la sensibilidad medioambiental de las áreas geográficas que puedan verse afectadas, y de las características del

potencial impacto (extensión, carácter transfronterizo, magnitud, complejidad, probabilidad, duración, frecuencia y reversibilidad).

El sometimiento de las actividades de construcción al proceso de evaluación de impacto ambiental, supone la elaboración de una Declaración de Impacto Ambiental, que identifica los posibles impactos que la actividad puede causar en los distintos medios (físico, biológico y socioeconómico) estableciendo un criterio de importancia.

El estudio de evaluación ambiental está sometido al trámite de información pública. Con carácter previo a la resolución administrativa que se adopte para la realización o la autorización de la obra o instalación de que se trate, el órgano competente remitirá el expediente al órgano ambiental, para que éste realice una declaración de impacto, en la que determine las condiciones que deban establecerse en orden a la adecuada protección del medio ambiente. La declaración de impacto se hará pública y se realizará una vigilancia y seguimiento del cumplimiento de ésta.

Por otra parte, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, menciona en su artículo 36 que las solicitudes de autorizaciones para instalaciones de transporte de energía eléctrica deberán acreditar, entre otros requisitos, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente. Se exige también, en el artículo 40 de la mencionada Ley, el cumplimiento de disposiciones relativas al medio ambiente en lo relativo a instalaciones de distribución.

Por último, es necesario mencionar que la necesidad de obtener permisos concedidos por la Administración Local no debería provocar un incremento relevante de los plazos de tramitación, lo que influye en el proceso de toma de decisiones por parte de los agentes inversores implicados y en la coherencia entre las previsiones de crecimiento de la demanda y la instalación efectiva de las nuevas centrales de generación.