

# EL GAS EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA\*

Cayetano Espejo Marín

*Universidad de Murcia*

José Jaime Capel Molina

*Universidad de Almería*\*\*

## RESUMEN

El uso del gas natural como combustible para la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado tiene dos grandes ventajas: una mayor eficiencia energética y un menor impacto ambiental. En la actualidad este tipo de centrales constituye la tecnología de referencia en España. A pesar de lo reciente de su implantación, ya que comienzan a funcionar en 2002, en la actualidad producen una cuarta parte de la electricidad. En este artículo se analiza el peso que estas centrales tienen en la estructura productiva de la electricidad en nuestro país, sus principales características, la evolución de su implantación, su localización, el apoyo a estas tecnologías desde la planificación energética, y las ventajas medioambientales de las centrales de ciclo combinado frente a las centrales térmicas clásicas de carbón y fuelóleo.

**Palabras clave:** electricidad, gas natural, ciclo combinado, impacto ambiental.

## ABSTRACT

Using natural gas to generate electricity in power stations of combined cycle has two main advantages: a greater energetic efficiency, on the one hand, and reduced environmental impact, on the other. Nowadays, these power stations have become a point of reference for Spanish technology. Despite their late introduction (in fact they appeared in 2002 for the first time), at present they are generating one fourth of the total amount of electricity. This paper is concerned with the role of combined cycle stations for the production of electricity in Spain, touching also on aspects like the progress in their establishment, their location, their current relevance in energetic planning and, especially, their environmental advantages in contrast with the traditional power stations fueled by coal or oil.

**Key words:** electrical energy, natural gas, combined cycle, environmental impact.

## 1. INTRODUCCIÓN.

El parque generador de electricidad en España tiene una estructura muy diversificada, con aportaciones distintas al total nacional de cada tecnología en potencia instalada y producción de electricidad (cuadro 1).

Fecha de recepción: 9 de julio de 2007.

Fecha de aceptación y versión final: 30 de noviembre de 2007.

Departamento de Geografía. Universidad de Murcia. Campus de La Merced. 30001 MURCIA (España).

E-mail: [cespeio@um.es](mailto:cespeio@um.es)

Departamento de Historia, Geografía e Historial del Arte. Universidad de Almería. 04120 La Cañada. ALMERÍA (España). E-mail: [ijcapel@ual.es](mailto:ijcapel@ual.es)

Cuadro 1. Potencia instalada (MW) y producción de electricidad (GWh) en España. 2006.

	MW	%	GWh	%
Hidráulica	16.658	20,23	24.761	8,65
Nuclear	7.716	9,37	60.184	21,01
Carbón	11.934	14,49	69.463	24,25
Fuelóleo/gas	9.048	10,99	14.253	4,98
Ciclo combinado	16.376	19,89	66.986	23,39
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>61.732</b>	<b>74,98</b>	<b>235.647</b>	<b>82,28</b>
Eólica	11.239	13,65	23.372	8,16
Resto régimen especial	9.365	11,37	27.383	9,56
<b>Total régimen especial</b>	<b>20.604</b>	<b>25,02</b>	<b>50.755</b>	<b>17,72</b>
<b>TOTAL</b>	<b>82.336</b>	<b>100,00</b>	<b>286.402</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Red Eléctrica de España

A finales de 2006 tres cuartas partes de la potencia instalada corresponden al régimen ordinario (instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las mayores de 50 megavatios (MW) que pertenecen al régimen especial). Las centrales térmicas acumulan el 45,4 por ciento del total, y dentro de este grupo sobresalen las de ciclo combinado, con una contribución próxima al 20 por ciento. De ahí nuestro interés por analizar en este artículo el papel de esta nueva tecnología de producción de electricidad.

La cuarta parte restante de la capacidad corresponde a las centrales incluidas en el régimen especial, y son las instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (tecnología que permite la producción y el aprovechamiento combinado de calor y electricidad). Estas energías tienen un tratamiento económico especial, actualizado por el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. La reciente y espectacular implantación de la energía eólica en España tiene su reflejo en la cifra de potencia instalada, más de 11.000 MW a finales de 2006, lo que supone una aportación del 13,6 por ciento, y que de cumplirse los objetos previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (20.155 MW en 2010), superará al resto de tecnologías de producción de electricidad, salvo a la potencia instalada en centrales de ciclo combinado.

La generación de electricidad en régimen ordinario supone una contribución mayor al total nacional que la potencia instalada en el mismo, 82,3 frente al 75 por ciento. Esta situación viene dada por el gran papel que desde hace décadas tiene la producción de electricidad de origen térmico y nuclear, como fuente de abastecimiento seguro, sin estar condicionada por la disponibilidad de agua, es decir que los embalses cuenten con recursos suficientes, o de aire, y por tanto los parques eólicos produzcan tanta electricidad como potencia tienen instalada. Las tradicionales centrales de carbón, de procedencia nacional o de importación, y las de ciclo combinado, que consumen gas natural, en 2006 aportan la mitad de la producción de electricidad en España. Significativa sigue siendo la contribución de las centrales nucleares, que con la capacidad más reducida del grupo del régimen ordinario, y estabilizada desde hace dos décadas, como consecuencia de la moratoria nuclear, aportan

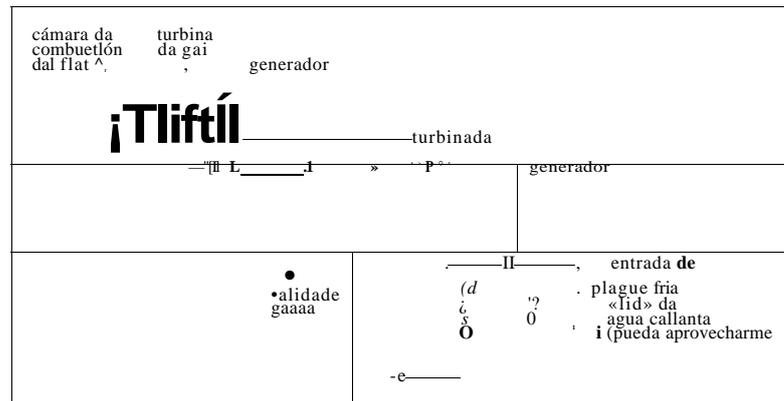
desde mediados de los ochenta del siglo pasado más del 20 por ciento de la producción de electricidad (Espejo, 2002).

En cuanto a la generación de electricidad en régimen especial, la eólica ha pasado de una producción que no llega a los 700 gigavatios/hora (GWh) en 1997 a más de 23.000 en 2006, y por tanto, de apenas contar, a suponer más del 8 por ciento de la producción total de electricidad en España. El resto de la producción en régimen especial corresponde preferentemente a las abundantes plantas de cogeneración repartidas por todo el territorio, sobre todo en los espacios más industrializados. Las otras tecnologías de energías renovables (solar, biomasa, tratamiento de residuos) tienen en nuestro país una reducida implantación, y por tanto su contribución a la producción nacional de electricidad es muy escasa, pero no por ello menos importante (Espejo, 2006).

## 2. LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Una central de ciclo combinado se basa en una turbina de gas y en el posterior aprovechamiento del calor residual a través de un ciclo de vapor. Una turbina de gas funciona mediante calentamiento por combustión del aire comprimido por un compresor, acoplado a la propia turbina (Ciclo Brayton). Al expandirse los gases en la turbina se produce un trabajo que es convertido en energía eléctrica por el alternador. El combustible principal es, en general, gas natural. Los gases que salen de la turbina de gas se encuentran a temperaturas superiores a los 600 °C. Su calor es aprovechado en una caldera de recuperación para producir vapor que, a su vez, al ser expandido en una turbina de vapor produce trabajo que igualmente es convertido en energía eléctrica (Ciclo Rankine) (Figuras 1 y 2).

Figura 1. Configuración de un ciclo combinado.

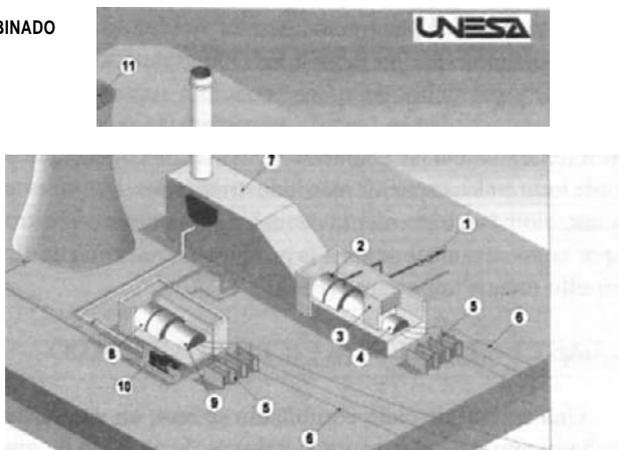


Fuente: UNESA.

Figura 2. Central de ciclo combinado.

## CENTRAL DE CICLO COMBINADO

- 1 Entrada de aire
- 2 Turbina de gas
- 3 Cámara de combustión
- 4 Generador
- 5 Transformadores
- 6 Caldera de vapor
- 7 Turbina de vapor
- 8 Generador de la turbina de vapor
- 9 Condensador
- 10 Torre de refrigeración



Fuente: UNESA.

Esta combinación de ambos ciclos mediante la turbina de gas y la turbina de vapor permite un mejor aprovechamiento del calor de combustión, por lo que se obtiene un rendimiento global, en general, superior al 55 por ciento, mientras que en las centrales térmicas convencionales se consigue un 35 por ciento.

Las principales ventajas del ciclo combinado son:

- a) En primer lugar la mejora de los rendimientos de conversión calor/electricidad en este tipo de tecnología, que puede situarse en el entorno del 60 por ciento.
- b) La modularidad y estandarización en la fabricación de estas unidades, que permite una mayor adaptación a las necesidades concretas de un sistema o proyecto determinado, a un coste muy inferior que el que resultaría con otra tecnología. En la actualidad el módulo estándar de un ciclo combinado está en el entorno de los 400 MW para sistemas eléctricos con frecuencia de 50 hercios, pero existen líneas de investigación apuntando hacia tamaños menores que permiten una mayor capacidad de adaptación a la demanda.
- c) La estandarización en los procesos de fabricación ha permitido pasar a esquemas de suministro llave en mano, reduciéndose los tiempos de construcción en relación a tecnologías convencionales, con periodos en el entorno de los 30 meses.
- d) La rapidez de arranque de las turbinas de gas y su flexibilidad de operación son otras de las ventajas significativas de este tipo de centrales.

Directamente relacionado con el desarrollo de los ciclos combinados está la utilización del gas natural como combustible, que resulta idóneo para este tipo de instalaciones. Esto, junto con la liberalización de los mercados energéticos, ha dado un gran impulso a la utilización del gas natural en la generación eléctrica.

Estas unidades de generación resultan muy competitivas tanto para cubrir las nuevas necesidades de potencia instalada, como en sistemas maduros en los que están en situación de competir, incluso con unidades de tecnología convencional que están totalmente amortizadas.

En un ciclo combinado el coste del combustible representa el 65 por ciento del total, los costes de capital el 24 por ciento, y la operación y mantenimiento del orden del 11 por ciento. Por tanto un parámetro básico para la viabilidad de un ciclo combinado es el precio del gas natural. El coste de este combustible suele estar ligado al del petróleo y, presenta las mismas incertidumbres respecto a su evolución futura.

El volumen de inversión inicial y la estructura de costes señalada obligan a disponer de un suministro fiable a largo plazo y al más bajo coste posible.

### 3. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA Y DISTRIBUCIÓN TERRITORIAL DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

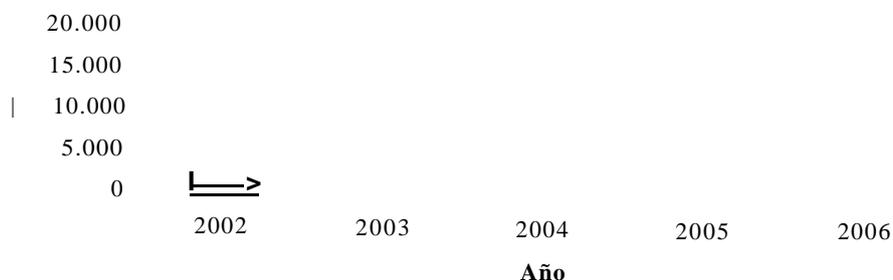
La construcción de centrales de ciclo combinado en España ha sido tan intensa que se ha sextuplicado en sólo cuatro años, al pasar de una potencia instalada de 2.626 MW en 2002 a 16.290 MW en 2006 (Figura 3).

En marzo de 2002 Gas Natural pone en marcha la primera unidad de 400 MW en San Roque (Cádiz), convirtiéndose así en la primera empresa que pone en funcionamiento un grupo de ciclo combinado en España. Asimismo, a principios de junio de ese año conecta a la red una segunda unidad de 400 MW en Sant Adriá de Besos (Barcelona).

Este hecho supone un hito en la reciente historia energética española por dos razones: es la primera sociedad que utiliza la tecnología de ciclos combinados a gas para generar electricidad, y comienza a funcionar bajo la nueva normativa de liberalización del mercado, lo que implica que la inversión se realizara fuera del reconocimiento de costes por tarifa.

Figura 3.

#### EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO.2002-2006.



Fuente: Red Eléctrica de España.

Desde la puesta en marcha en 2002 de las dos centrales promovidas por Gas Natural, en San Roque y Sant Adriá de Besos, se han implantado un considerable número de ellas por todo el territorio español (Cuadro 2), y a finales de 2006 suman una potencia de 16.376 MW.

**Cuadro 2. Centrales de ciclo combinado construidas en España. 2002-2006.**

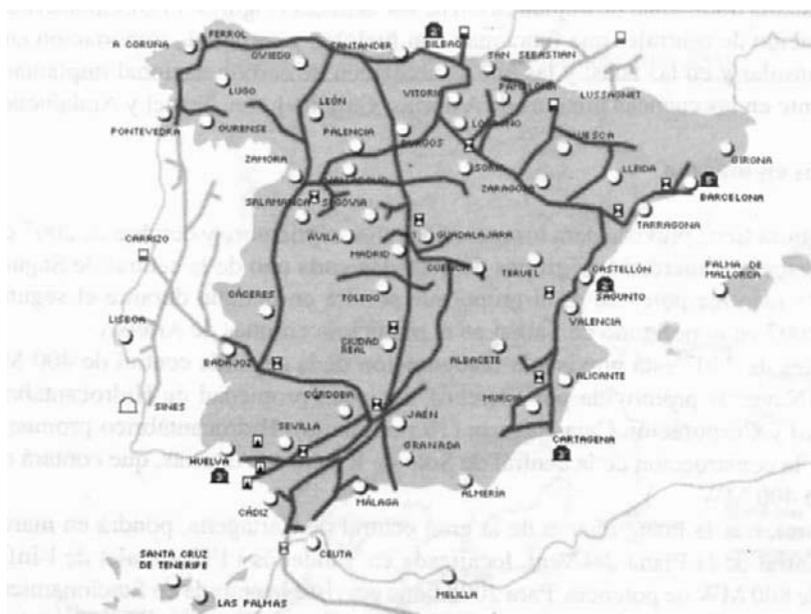
<b>Denominación</b>	<b>Potencia MW</b>	<b>Fecha</b>	<b>Localidad</b>	<b>Propietaria</b>
San Roque	400+400	2002	San Roque (Cádiz)	Endesa/Gas Natural S.D.G.
Sant Adriá de Besos	400+400	2002	Sant Adriá de Besos (Barcelona)	Endesa/Gas Natural S.D.G.
Castellón	800	2002	El Grao (Castellón de la Plana)	Iberdrola
Son Reus I	225,8	2002	Son Reus (Mallorca)	Endesa
Castejón	400	2002	Castejón (Navarra)	Hidrocantábrico (90%)
				Corporación Caja Navarra (10%)
Bahía Bizkaia	800	2003	Zierbana (Vizcaya)	UTE Bahía
De Castejón	400	2003	Castejón (Navarra)	Fuerzas Eléctricas de Navarra
				(100% Iberdrola)
Tarragona I	400	2003	Tarragona	Endesa Cogeneración
Tarragona Power	420	2004	Tarragona	Tarragona Power (50% Iberdrola 50% RWE)
Campo de Gibraltar	800	2004	San Roque (Cádiz)	Nueva Generadora del Sur
				(50% Unión Fenosa. 50% Cepsa)
Santurce	400	2004	Santurce (Vizcaya)	Iberdrola
Arcos de la Frontera I, II y III	1600		Arcos de la Frontera (Cádiz)	Iberdrola
Palos de la Frontera	1200		Palos de la Frontera (Huelva)	Unión Fenosa
Arrabal	800	2005	Arrabal (La Rioja)	Gas Natural S.D.G.
Son Reus II	220	2005	Son Reus (Mallorca)	Endesa
Barranco de Tirajana	220	2005	Barranco de Tirajana (G. Canaria)	Endesa
Granadilla I	220	2005	Granadilla (Tenerife)	Endesa
Aceca	400	2005	Villaseca de la Sagra (Toledo)	Iberdrola
Amorebieta	755	2005	Boroa-Amorebieta (Vizcaya)	Bizkaia Energía (ESB-Osaka Gas)

Denominación	Potencia MW	Fecha	Localidad	Propietaria
Cartagena	1200	2006	Cartagena (Murcia)	Gas Natural S.D.G.
Aceca	400	2006	Villaseca de la Sagra (Toledo)	Unión Fenosa
Castelnou	800	2006	Castelnou (Teruel)	Castelnou Energía (100% Electrabel)
Cas Tresorer	229	2006	Mallorca	Endesa
Cartagena	1200	2006	Cartagena (Murcia)	AES Energía Cartagena
Escombreras	800	2006	Cartagena (Murcia)	Iberdrola

Fuente: Informes Anuales de las Empresas Eléctricas y Revista *Infopower*, n° 94, marzo 2007, p. 27-33.

En muy pocos años se han implantado nuevas centrales, la mayoría en la periferia de la España peninsular, y en las islas Baleares y Canarias, pero también hay señalar la construcción de centrales de ciclo combinado en comunidades autónomas del interior de España: Navarra, La Rioja, Castilla-La Mancha, o los nuevos proyectos en Madrid, lo que ha sido posible gracias al desarrollo de la red de gaseoductos (figura 4) y a la disponibilidad de recursos hídricos (ríos Ebro y Tajo).

Figura 4. Red de gaseoductos.



Fuente: ENAGAS.

El tamaño de las centrales de ciclo combinado oscila entre los 220 MW de las insulares, a las de 1.200 MW de las instaladas en los polos energéticos de Huelva y Cartagena, o los 1.600 MW de la central de Arcos de la Frontera; constituida por dos grupos mono eje (Arcos I y II) de 400 MW cada uno y un grupo (Arcos III) de 800 MW en configuración multieje, y que es la primera instalación a nivel mundial de la tecnología 9Fb de General Electric Energy (Infopower, 2007).

Un aspecto a reseñar, tal y como se apunta al comienzo de este artículo, es la entrada en el mercado de la generación de electricidad en España de nuevas sociedades que amplían su negocios energéticos, como en el caso de Gas Natural, o de Cepsa que constituye una sociedad con Unión Fenosa. También es reseñable el papel de las compañías eléctricas de otros países que invierten en este sector de nuestro país (RWE, Electrabel, AES).

No obstante, como queda expuesto en el cuadro 2, son las grandes compañías eléctricas españolas (Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa), las que cuentan con la mayor potencia instalada, en centrales gestionadas directamente, o a través de sociedades en las que participan con la mayor parte de su capital.

La distribución territorial de las nuevas centrales de ciclo combinado en el interior de España, en algunos casos en regiones que no contaban con centrales térmicas, tiene la ventaja que supone aproximar la producción al consumo de electricidad. De este modo se reducen los elevados costes provocados por la construcción de nuevos tendidos eléctricos, y las pérdidas energéticas derivadas de su transporte a largas distancias.

La construcción de centrales de ciclo combinado en regiones del interior de España modifica el sistema tradicional de implantación de las térmicas (Figuras 5 y 6), caracterizado por la localización de centrales que funcionan con fuelóleo y carbón de importación en la periferia peninsular y en las islas; y las que se abastecen de carbón nacional implantadas preferentemente en las cuencas mineras de Asturias, Galicia, León, Teruel y Andalucía.

### 3.1. Proyectos en marcha

Unión Fenosa tiene prevista para los meses de julio, septiembre y octubre de 2007 que inicien la operación comercial tres grupos de 400 M\V cada uno de la central de Sagunto (Valencia). De idéntica potencia es el grupo que pondrá en marcha durante el segundo semestre de 2007 en el polígono de Sabón en el municipio coruñés de Arteixo.

Para finales de 2007 está prevista la inauguración de la segunda central de 400 MW en Castejón (Navarra) promovida por Elerebro, sociedad propiedad de Hidrocantábrico (90 por ciento) y Corporación Caja Navarra (10 por ciento). Hidrocantábrico promueve, por otro lado, la construcción de la central de Soto de Ribera en Asturias, que contará con dos grupos de 400 MW.

Gas Natural, tras la inauguración de la gran central de Cartagena, pondrá en marcha en 2007 la central de la Plana del Vent, localizada en Vandellós i l'Hospitalet de l'Infant (Tarragona) de 800 MW de potencia. Para 2008 tiene previsto la entrada en funcionamiento de la central de 400 M W ubicada en las proximidades del Parque Tecnológico de Andalucía en Málaga.

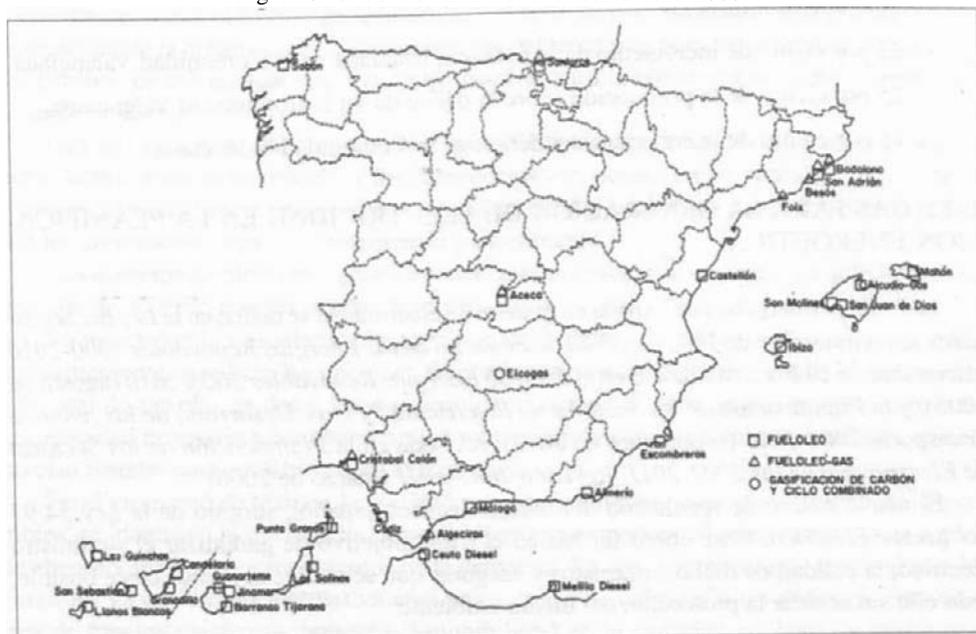
Iberdrola obtiene la autorización administrativa a principios de 2007 para la instalación de otro grupo de 850 MW en Castellón.

Figura 5. Centrales térmicas de carbón. Año 2000.



Fuente: UNESA.

Figura 6. Centrales térmicas de fuelóleo. Año 2000.



Fuente: UNESA.

Endesa tiene prevista la inauguración de la central de 800 MW que construye en As Pontes de García Rodríguez (La Corana). En Canarias amplía la central de San Bartolomé de Tirajana (Gran Canaria) con otro grupo de 230 MW.

Enel Viesgo Generación tiene previstas dos actuaciones: en Escatrón (Zaragoza) con una planta de 800 MW, y la sustitución de la central térmica Bahía de Algeciras, en San Roque (Cádiz), que funciona con fuelóleo, por un ciclo combinado de 700 MW. También en Escatrón Global 3 Combi, SLU. gestiona la construcción de una central de 277 MW.

La empresa belga Electrabel promueve un proyecto en Morata de Tajuña (Madrid) de 1.200 MW. En Consejo de Ministros de 15 de junio de 2007 se declara de utilidad pública esta central térmica (B.O.E. 13 de julio de 2007, p. 30565-30566). Desde el Gobierno de la Comunidad de Madrid se anuncia tras esta noticia la intención de presentar un recurso por la decisión del Ministerio de Industria. Para el Consejero de Economía y Consumo "no es imprescindible que se produzca electricidad dentro de la región, ya que ésta viaja muy bien y tradicionalmente la Comunidad de Madrid se ha estado alimentando de energía procedente de fuera de su territorio" (El País, 2007).

De la magnitud de las inversiones que precisan estas centrales dan cuenta los datos aportados por Unión Fenosa (2007), con motivo de la inauguración de su central de ciclo combinado de Sagunto (Valencia):

- Inversión: 478 millones de euros.
- Consumo anual de gas natural 14.000 GWh Poder Calorífico Superior (1,2 billones de metros cúbicos)
- 60 empleos directos.
- 75 empleos indirectos
- 25 por ciento de incremento de la potencia instalada en la Comunidad Valenciana.
- 25 por ciento de la producción sobre la demanda en la Comunidad Valenciana
- 75 por ciento de la cobertura del déficit en la Comunidad Valenciana.

#### 4. EL GAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

La Política Energética de España en materia de electricidad se define en la *Ley del Sector Eléctrico* (noviembre de 1997), el *Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010* (diciembre de 1999), actualizado en el *Plan de Energías Renovables 2005-2010* (agosto de 2005), y la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las redes de Transporte 2002-2011* (septiembre de 2002), revisada en la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. Revisión 2005-2011* (marzo de 2006).

El nuevo marco de regulación del sector eléctrico español, surgido de la *Ley 54/97 del Sector Eléctrico*, tiene como fin básico el triple objetivo de garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y asegurar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente.

Una de las peculiaridades más notables del modelo que propone la Ley es que se establece una libertad efectiva en cuanto a la instalación de centrales generadoras, es decir, no se puede limitar la entrada en el mercado a ninguna instalación, por razones de política energética o determinaciones de la planificación. Siempre teniendo en cuenta que la construcción de centrales de generación sigue estando sometida a la previa autorización administrativa y el otorgamiento depende de criterios objetivos y reglamentados como son los referentes a la seguridad de las instalaciones, la protección del medio ambiente o la ordenación del territorio.

En septiembre de 2002 el Gobierno aprueba el documento que recoge la "*Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las redes de Transporte 2002-2017*". En el mismo se sientan las bases del desarrollo eléctrico de España durante la presente década. Se centra en el fomento de las energías renovables y en una importante introducción del gas natural para plantas de ciclo combinado, ya que éstas combinan un menor impacto ambiental con una mayor eficiencia energética, de ahí que en la actualidad constituyan la tecnología de referencia.

La propuesta que contiene el Documento recoge como planificación indicativa una serie de datos y de información, con la finalidad de ilustrar tanto a las instancias Administrativas como a los particulares y especialmente, a los operadores económicos, sobre las futuras fluctuaciones de los distintos vectores que inciden en el sector económico energético, aportando previsiones sobre el comportamiento de la demanda, de los recursos necesarios para satisfacerla, de la necesidad de nuevas potencias, la evolución del mercado para la consecución de la garantía de suministro, los criterios de protección ambiental, etc.

Se considera una necesidad la coordinación entre la planificación energética indicativa y vinculante, según el ámbito de aplicación, y el resto de los instrumentos de planificación, especialmente la urbanística y la de ordenación del territorio, pues los sistemas territoriales de distribución urbana han respondido históricamente a la estructura energética imperante en cada momento.

La localización de plantas generadoras de electricidad, el trazado de las redes de transporte, la ubicación de las refinerías, los gáseoductos, etc. tienen una proyección espacial clave y una incidencia directa en la ordenación del territorio, hecho que ha de ser contemplado por los correspondientes instrumentos de planeamiento.

Los aspectos de oferta energética están dirigidos a propiciar la cobertura de la demanda prevista de acuerdo con los objetivos ya señalados.

La incertidumbre asociada a la previsión de la demanda obligó a seleccionar y, consiguientemente, a indicar las opciones de oferta más susceptibles de adaptarse a la evolución real de aquella, es decir, las que requieren cortos periodos de tiempo para construir la capacidad necesaria y las que permiten mayor variación en la capacidad mínima que es preciso instalar para rentabilizar su explotación.

En el momento de realizar la previsión, y valorando las tecnologías energéticas disponibles, se identificó la opción gas como la alternativa significativamente más viable capaz de absorber los futuros crecimientos de la demanda. La opción gas cumple las condiciones exigibles ya que es una alternativa energética capaz de cubrir una insuficiencia cuantitativa de fuentes existentes, presenta disponibilidad en la cantidad necesaria y existe una estructura industrial extensa y ágil, con un mercado amplio, transparente y estructurado

de la materia prima y del transporte, lo que le proporciona ventajas frente a otras fuentes convencionales.

El uso del gas, en las líneas de planificación contenidas en el Documento de Planificación Energética, propicia un modelo de generación más distribuida que el existente hasta la elaboración del Documento, lo que proporciona una serie de ventajas que se resumen en los siguientes puntos:

- Mantenimiento y mejora de la estructura socioeconómica de las zonas donde se asientan las nuevas unidades de generación.
- Mejora de la eficiencia en la producción eléctrica.
- Reducción de costes de transporte y distribución de electricidad.
- Mejoras en la seguridad y diversificación de suministro.
- Mayor liberalización del mercado.

Se pretende conseguir que el gas natural se ponga a disposición de la totalidad de las comunidades autónomas durante el periodo 2002-2011, tratando que la mayor parte de los núcleos urbanos importantes y centros industriales tengan acceso a un suministro fiable y a un precio razonable, posibilitando una mejora en la competitividad de las industrias y de la economía española. La llegada del gas natural a las diferentes regiones supone un apoyo fundamental al desarrollo económico y social de las mismas.

Las centrales de ciclo combinado con gas natural constituyen, últimamente, la opción más utilizada en generación eléctrica.

Los elementos de planificación que se desarrollan en el Documento se elaboraron de manera que fuera posible un desarrollo homogéneo y coherente de los sistemas gasista y eléctrico en todo el territorio nacional, habiéndose plasmado con el mismo criterio de homogeneidad los requisitos en las conexiones físicas entre productores y consumidores.

En el contenido del Documento de Planificación se realiza un análisis del que se derivan unas razonables previsiones de crecimiento de la demanda y de la oferta, tanto para la electricidad como para el gas natural, a lo largo del periodo considerado 2002-2011. Sobre este punto se constata la experiencia de pasados ejercicios de planificación equivalentes que, aunque tuvieran un carácter diferente al actual, han demostrado la aparición de desviaciones.

En referencia consumo de gas, la extensión de redes permitirá ampliar la disponibilidad de esta energía en todo el territorio y sus ventajas, tanto de rendimiento como de menor impacto en el medio ambiente, llevarán a que el consumo final de gas continuará creciendo al 6,2 por ciento anual, muy por encima de las demás energías finales y especialmente en el primer periodo, debido tanto a la demanda industrial como a la del mercado doméstico-comercial. El gas continuará ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 18,1 por ciento en 2011.

Por su parte, la demanda de energía eléctrica final se estima en el Documento que aumentará el 3,6 por ciento anual en los años comprendidos entre 2000-2006 y 3,92 por ciento entre 2006-2011, con una media en el periodo de previsión del 3,75 por ciento anual. Esta evolución es la esperada para un mercado más desarrollado que el existente cuando se elabora el Documento y ligeramente por encima de la tasa de crecimiento de la energía

final total, debido al mayor crecimiento de la demanda en el sector servicios, al significativo aumento del número de hogares y el mayor equipamiento de los mismos, junto con la continuidad en el aumento de capacidad de sectores industriales cuyo consumo energético es fundamentalmente eléctrico.

La planificación de las infraestructuras energéticas tiene para los agentes un carácter indicativo, a excepción de la planificación de aquellas infraestructuras de especial relevancia para garantizar la seguridad del suministro, como es el caso del transporte de electricidad y la red básica de gas, que tiene carácter vinculante.

El documento *Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*, aprobado en octubre de 2002, establecía una previsión de desarrollo de redes de transporte de los sistemas de electricidad y gas para el horizonte temporal 2002-2011, basándose en los escenarios más probables de evolución de la demanda de los sistemas gasista y eléctrico.

El tiempo transcurrido desde la aprobación de la planificación ha mostrado diferencias con las previsiones de crecimiento de la demanda y de la oferta establecidas en el Documento, tanto para la electricidad como para el gas natural, lo que se ha traducido en un crecimiento superior de la demanda y en una aceleración de la incorporación de centrales de ciclo combinado y las energías renovables al conjunto de la producción energética (Espejo, 2006).

Por ello, tal y como preveía el Documento de planificación aprobado en 2002, es necesaria la actualización de las previsiones, con el objetivo de corregir no sólo las desviaciones detectadas, sino también la aparición de nuevas necesidades. El objetivo de la revisión, manteniendo el horizonte temporal de 2011, ha sido identificar las desviaciones en la previsión de la evolución energética y detectar los proyectos que presentan desviaciones respecto de la planificación anterior, así como aquellos otros que estaban en estudio o condicionados al cumplimiento de ciertos hitos y que en 2006 ya pueden definirse con precisión; por último, se plantean nuevas instalaciones que resulta urgente incluir en la planificación como consecuencia de los incrementos de la demanda.

El Consejo de Ministros de 31 de marzo de 2006 aprueba la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2001. Revisión 2005-2011*.

Las proyecciones del Documento de la revisión de la planificación establecen que el consumo de energía primaria en España crecerá a una tasa media anual del 2 por ciento, entre 2005 y 2011, alcanzando un total de 164.735 kilotoneladas equivalentes de petróleo en 2011. En el marco de referencia considerado se han tenido en cuenta el *Plan de Energías Renovables*, la *Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética* y el *Plan de Reducción de Emisiones*, lo que conlleva un importante cambio de tendencia en la evolución de la intensidad experimentado entre 1990 y 2004, y por tanto a una ralentización del mismo, e incluso a un descenso de la intensidad energética primaria en el periodo de previsión.

En la estructura de abastecimiento se observa un cambio significativo respecto a la situación del año 2006, al aumentar de forma importante el peso del gas natural y las energías renovables y descender el del carbón, petróleo y la energía nuclear, todo ello derivado, fundamentalmente, del cambio en la estructura de la generación eléctrica.

La demanda prevista de energía eléctrica en barras de central a nivel peninsular se estima en 290 teravatios/hora (TWh) en el año 2011, lo que supone un 18 por ciento más

de la habida en el año 2005. Este valor es inferior en 19 TWh al que se hubiera alcanzado si no se hubieran tenido en cuenta las medidas previstas de ahorro y eficiencia energética.

La previsión de crecimiento de la demanda eléctrica lleva a la consideración de que en el horizonte temporal de la revisión será necesaria la instalación de al menos 12.000 MW nuevos de potencia de ciclos combinados, además de importantes desarrollos de potencia de origen renovable.

En la revisión de la planificación realizada se ha procedido a la repotenciación de una gran cantidad de líneas existentes con la finalidad de aumentar su uso y retrasar la necesidad de nuevas instalaciones. Así, la planificación de 2002 prevé la construcción de 7.680 km de circuitos de 400 kW y 3.573 km de circuitos de 220 kW, mientras que en el Documento de la revisión los proyectos contemplados en el periodo 2005-2011 junto con las líneas puestas en servicio en el periodo 2002-2004, suponen una reducción de la longitud de líneas aéreas de 757 km de 400 kW y 439 km de 220 kW, lo que implica unas reducciones con respecto al plan de 2002 del 10 y 12 por ciento respectivamente.

También se aumenta en la revisión de la Planificación las infraestructuras necesarias para facilitar una mayor integración de la energía eólica en el sistema, pasando de 13.000 a 20.000 MW, así como la disminución de los desequilibrios entre generación y demanda en las distintas zonas geográficas, lo que evitará pérdidas de transporte y la necesidad de nuevas infraestructuras de transporte.

## 5. LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO Y EL MEDIO AMBIENTE

### 5.1. La evaluación de impacto ambiental

La Ley 57/1997 del Sector Eléctrico en su artículo 21 establece que la construcción, explotación, modificación y cierre de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida al régimen de autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo. Los solicitantes de autorizaciones para instalaciones de producción de energía eléctrica deberán acreditar los siguientes extremos:

- a) Las condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.
- b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y la minimización de los impactos ambientales.
- c) Las circunstancias del emplazamiento de la instalación.
- d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

El *Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental*, establece que se han de someter a evaluación de impacto ambiental los proyectos de centrales térmicas y otras instalaciones de combustión con potencia térmica de, al menos, 300 MW. Los proyectos contendrán, al menos, los siguientes datos:

- a) Descripción general del proyecto y exigencias previsibles en el tiempo, en relación con la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidad de residuos vertidos y emisiones de materia o energía resultantes.
- b) Una exposición de las principales alternativas estudiadas y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.

Evaluación de los efectos previsibles directos o indirectos del proyecto sobre la población, la fauna, la flora, el suelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el paisaje y los bienes materiales, incluido el patrimonio histórico-artístico y el arqueológico.

Medidas previstas para reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales significativos.

- e) Programa de vigilancia ambiental.
- f) Resumen del estudio y conclusiones en términos fácilmente comprensibles. Informe, en su caso, de las dificultades informativas o técnicas encontradas en la elaboración del mismo.

Cuando corresponda a la Administración General del Estado formular la declaración de impacto ambiental será consultado preceptivamente el órgano ambiental de la Comunidad Autónoma en donde se emplaza la central termoeléctrica.

En el caso de que un proyecto pueda tener repercusiones significativas sobre el medio ambiente de otro Estado miembro de la Unión Europea, se seguirá el procedimiento regulado en el convenio sobre Evaluación de Impacto Ambiental en un contexto fronterizo.

En el *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica*, se establece que la construcción, ampliación, modificación y explotación de todas las instalaciones eléctricas requieren las resoluciones administrativas siguientes:

- a) Autorización administrativa, que se refiere al anteproyecto de la instalación, como documento técnico que se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental. Asimismo, en los casos en los que resulte necesario, permitirá la iniciación de los trámites correspondientes para la ocupación del dominio público marítimo terrestre.
- b) Aprobación del proyecto de ejecución, que se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular la construcción o establecimiento de la misma.
- c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial..

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 a esta materia.

Los elementos claves en el análisis del impacto ambiental para una central de ciclo combinado de generación eléctrica están claramente recopilados por Iban Chico de la Felicidad (2004) en el capítulo "Impacto ambiental de una central de ciclo combinado", del

libro que recopila las Actas de la IX Jornadas Ambientales, publicado por la Universidad de Salamanca, en colaboración con Caja Duero, con el título *Energías y Medio Ambiente*. Cuatro son los apartados abordados por este autor:

1. Antecedentes.
2. Descripción del proyecto.
  - 2.1. Consideraciones generales.
    - 2.1.1. Tecnología de producción eléctrica.
    - 2.1.2. Localización de la central.
    - 2.1.3. Sistema de refrigeración.
    - 2.1.4. Justificación del proyecto
  - 2.2. Descripción del proyecto.
  - 2.3. Descripción de las obras.
  - 2.4. Aspectos medioambientales del proyecto
    - 2.4.1. Consumo de combustible.
    - 2.4.2. Emisiones atmosféricas.
    - 2.4.3. Ruidos.
    - 2.4.4. Necesidades de agua.
    - 2.4.5. Efluentes líquidos.
    - 2.4.6. Residuos.
    - 2.4.7. Control de vibraciones.
    - 2.4.8. Control de riesgos laborales.
    - 2.4.9. Creación de puestos de trabajo.
3. Descripción del entorno.
4. Identificación de impactos.
5. Medidas preventivas y correctoras.
  - 5.1. Fase de diseño y construcción.
  - 5.2. Fase de explotación.
6. Programa de vigilancia y seguimiento ambiental.
  - 6.1. Fase de construcción.
    - 6.1.1. Plan de preinicio de obra.
    - 6.1.2. Plan de control de ruidos.
    - 6.1.3. Plan de control de áreas de actuación
    - 6.1.4. Plan de control de almacenamiento de tierra vegetal y de control de erosión.
    - 6.1.5. Plan de control de calidad del aire.
    - 6.1.6. Plan de control de residuos y efluentes.
    - 6.1.7. Plan de control de cauces y calidad de las aguas.
    - 6.1.8. Plan de control del paisaje.
    - 6.1.9. Plan de control sobre el tráfico.
  - 6.2 Fase de explotación.
    - 6.2.1 Plan de Control de Ruidos
    - 6.2.2. Plan de restitución de terrenos afectados.
    - 6.2.3. Plan de control de la calidad del aire.
    - 6.2.4. Plan de vigilancia y control de la contaminación del suelo.
    - 6.2.5. Plan de vigilancia y control de vertidos y conducción de vertidos.
    - 6.2.6. Plan de vigilancia y control del paisaje.

Las necesidades de agua de las centrales de ciclo combinado son un factor a tener en cuenta a la hora de la ubicación de las mismas. Chico de la Felicidad (2004) cuantifica los recursos necesarios y su procedencia. Suponiendo que se proyectase realizar dos captaciones de agua, una de agua dulce (de la red de abastecimiento del área industrial donde se ubique) y otra de agua de mar para la refrigeración del condensador, las necesidades de agua para un grupo de 400 MW de agua dulce son de 18,2 mVh. para una central de gas natural, y de 254 m<sup>3</sup>/h cuando es de gasóleo. Para el sistema de refrigeración, el consumo de agua de mar es ambos casos es idéntico, y asciende a 41.453 mVh.

Por tanto, la captación de agua dulce es mucho mayor cuando se utiliza gasóleo, debido a la necesidad de inyectar agua en las cámaras de combustión de la turbinas de gas para reducir la formación de óxido de nitrógeno, si bien esto solo tendrá lugar en situaciones extraordinarias de fallo de suministro de gas natural (como máximo 40 días al año, como mucho 5 días seguidos). Así en condiciones normales con funcionamiento de gas natural la captación será de 5,1 litros de agua por segundo para los dos grupos.

## 5.2. Ventajas medioambientales de las centrales de ciclo combinado

Además de los aspectos puramente económicos de su explotación, un punto clave de las centrales de ciclo combinado es su bajo impacto ambiental. Las centrales térmicas clásicas o convencionales son las que utilizan combustibles fósiles como materia prima: carbón, fuelóleo y gas natural. La utilización de éstos en la generación de energía eléctrica puede producir interacciones con el medio atmosférico, hídrico, etc. Además, en el caso particular de los carbones, el número de interacciones potenciales es mayor que en el de los otros combustibles como consecuencia de los procesos de extracción, almacenamiento, utilización y residuos.

Los contaminantes emitidos por las centrales térmicas clásicas se originan durante el proceso de combustión y, en mucha menor proporción, durante las operaciones de almacenamiento y transporte. El aspecto más importante de una central térmica de estas características en el medio atmosférico consiste en las emisiones de partículas y gases, en concreto de las siguientes: óxidos de azufre, de nitrógeno, de carbono, y partículas en suspensión y sedimentables.

Frente al resto de centrales térmicas, las de ciclo combinado tienen un menor impacto medioambiental por dos razones (UNESA, 2001). La primera viene dada por el incremento de la eficiencia, que reduce hasta un 40 por ciento la cantidad de combustible necesaria para generar un kWh. Por lo que se reduce en igual proporción la cantidad de sustancias contaminantes emitidas a la atmósfera. Esto tiene especial importancia en el dióxido de carbono inherente a toda combustión, y cuya proporción se ve sensiblemente reducida cuando se utiliza la tecnología de ciclo combinado. La segunda causa es consecuencia de las características del gas natural, con una menor incidencia en lo referente a los principales contaminantes, y que se detalla del siguiente modo:

- Dióxido de azufre. Los factores de emisión de dióxido de azufre en la combustión de gas natural son inferiores respecto de los combustibles líquidos en un rango que oscila entre las 760 veces para el fuelóleo y 60 veces para el gasóleo.

- Oxido de Nitrógeno. La emisión de óxido de nitrógeno no se puede deducir directamente de la composición de los combustibles debido a la complejidad de los mecanismos de oxidación. Sin embargo en procesos térmicos los factores de emisión de óxido de nitrógeno con gas natural son inferiores al de otros combustibles en un rango que oscila entre el 30 y 70 por ciento, La tecnología de ciclo combinado actúa en este sentido al reducir la cantidad de combustible utilizado.
- Monóxido de Carbono. La utilización de la tecnología de ciclo combinado, con un rendimiento mucho mayor, permite reducir la cantidad de combustible utilizado, y por tanto las emisiones de monóxido de carbono.
- Metano. El metano aunque no es un gas tóxico contribuye al efecto invernadero. En su combustión el gas natural genera una cantidad de metano inferior a la de los combustibles sólidos. Además en procesos de ciclo combinado la emisión de metano se ve reducida por el menor aporte de combustible.
- Compuestos orgánicos volátiles. En procesos de combustión la emisión de este tipo de contaminantes es prácticamente despreciable para todos los combustibles.

También hay que señalar que una central de ciclo combinado emite al agua de refrigeración una tercera parte de calor que una central convencional de la misma potencia, dado que dos terceras partes de la electricidad generada se producen en el ciclo aire-gases (turbina de gas) y la otra tercera parte en el ciclo agua-vapor (turbina de vapor).

El estudio *Análisis de Ciclo de Vida de la Generación Eléctrica* (IDAE, 2000) evalúa las externalidades ambientales asociadas a la generación de un kWh. Partiendo de la evaluación física de los impactos, los clasifica, los compara y reduce todos los valores obtenidos a unos supra-valores finales que se denominan ecopuntos.

El análisis realizado se aplica para cada una de las tecnologías de generación y se extiende a todas las categorías de impacto consideradas, definiendo la carga de las emisiones en términos de ecopuntos de impacto, valor que mide el daño producido en las diversas fases del ciclo de vida hasta generar una unidad de electricidad. Este análisis se inicia con un exhaustivo inventario de sustancias contaminantes, contabilizadas en unidades físicas, y posteriormente sometidas a un proceso de homogenización en términos de impactos relativos, mediante etapas sucesivas de clasificación, caracterización, normalizado y evaluación.

Las fases del ciclo completo de generación eléctrica consideradas en el Estudio, para cada tecnología, han sido: minería y extracción de materiales, preparación y concentrado, transporte, obras civiles e ingeniería, producción eléctrica, generación y depósito de residuos. En cuanto a las categorías de impacto analizadas se han agrupado en doce capítulos: calentamiento global, disminución de la capa de ozono, acidificación, radiaciones ionizantes, degradación de la calidad de las aguas, contaminación por metales pesados, sustancias carcinógenas, niebla de verano, niebla de invierno, generación de residuos, residuos radiactivos y agotamiento de los recursos energéticos. Estos impactos medioambientales se han cuantificado para cada una de las ocho tecnologías de generación eléctrica analizadas: lignito, carbón, petróleo, gas natural, nuclear, hidroeléctrica, fotovoltaica y eólica.

Una vez obtenidos los resultados finales, se ha realizado un ensayo para validar tales resultados, habiéndose procedido a efectuar un análisis de nuevas modelizaciones, en las que se han ido modificando diversos factores de evaluación. Como norma general, si bien

aumentan en valor absoluto, los ecopuntos finales resultantes de este análisis permiten ordenar los distintos sistemas de generación eléctrica de la misma forma -cada sistema mantiene la misma posición relativa respecto al resto- lo que de hecho nos indica que el escenario obtenido es bastante robusto.

El total de ecopuntos obtenidos puede interpretarse como un nivel total de "penalización ambiental" de los sistemas analizados. Ordenándolos de mayor a menor impacto, los resultados obtenidos son:

- Sistema lignito: 1.735
- Sistema petróleo: 1.398
- Sistema carbón: 1.356
- Sistema nuclear: 672
- Sistema solar fotovoltaico: 461
- Sistema gas natural: 267
- Sistema eólico: 65
- Sistema minihidráulico: 5

Los principales resultados de este estudio en lo que afecta a los ciclos combinados son:

- a) Los sistemas térmicos clásicos basados en los combustibles fósiles aparecen como los principales causantes del calentamiento global debido a las emisiones, principalmente de dióxido de carbono y metano, situándose en mejor posición el gas natural y con la penalización más alta el lignito.
- b) Los sistemas térmicos con lignito y, en menor medida, del carbón y del petróleo aparecen como los principales inductores de la acidificación. Este hecho es debido al contenido de azufre del combustible, siendo las etapas de minería (lavado) y de combustión las más susceptibles de provocar este impacto.
- c) La eutrofización se presenta como una categoría menor, o de poca importancia, y su presencia va ligada al vertido de nitratos al medio hídrico y atmosférico, y a la emisión de N<sub>2</sub>O procedente de combustibles como el carbón y el petróleo.
- d) Los metales pesados adquieren en conjunto una significación muy elevada, siendo el carbón y el petróleo los de mayor penalización por este impacto, como consecuencia de la emisión a la atmósfera de cadmio y plomo, y de bario y plomo al agua.
- e) A excepción del gas natural, todos los sistemas térmicos influyen considerablemente en la niebla de invierno debido a la emisión conjunta de óxido de azufre y partículas, aunque es el lignito, debido a su composición, el que resulta penalizado en mayor medida.
- f) La niebla fotoquímica es generada principalmente por compuestos volátiles del carbono y por las combustiones incompletas de productos derivados del petróleo.

- g) Del conjunto de recursos no renovables, se estima que son las reservas de uranio, de petróleo y de gas natural las que presentan un menor nivel de recursos, por lo que, ante su previsible escasez o agotamiento, reciben una mayor penalización.

Cabe concluir, tal y como se señala al final del Estudio, que su objetivo no ha sido otro que el de la cuantificación precisa de los distintos impactos ambientales y sociales de la generación eléctrica como paso previo a la valoración económica de los mismos y a la incorporación de tales impactos, en tanto que costes externos, a los precios finales de la electricidad. Y se apunta que la elaboración de otros trabajos que profundicen en esta tarea serán de gran utilidad, en la medida en que servirán de base para avanzar en una definición correcta del mercado de internalización de los costes que mejor se ajuste a la estructura del parque de generación nacional, contribuyendo con ello a un funcionamiento más eficiente de los mercados y, de este modo, a los objetivos de la Ley del Sector Eléctrico.

Santiago Carear en su artículo "Agitación en el tablero energético", publicado en el Extra Energía del diario El País de 25 de febrero de 2007, informa que "según las cifras que manejan los técnicos de Iberdrola, un kWh de electricidad producido con carbón genera 980 gramos de dióxido de carbono. Si el mismo kWh se produce con fuelóleo se generan 802 gramos y si es con gas natural, 365 gramos. Sólo la energía hidráulica, la solar y la nuclear no generan gases nocivos ". (Carear, 2007).

### 5.3. Política de Medio Ambiente y centrales de ciclo combinado

El 23 de octubre de 2001 la Unión Europea aprueba dos directivas: la *Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión* y la *Directiva 2001/81/CE sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos*. Ambas tienen la finalidad de proteger la atmósfera de las emisiones nocivas para la salud humana y el medio ambiente, ya que es sabido que los compuestos volátiles emitidos por las centrales térmicas de carbón y otros combustibles fósiles contienen dióxido de carbono, óxido de nitrógeno y amoníaco, que aceleran la lluvia ácida, muy dañina con los bosques, y que favorecen la concentración de ozono troposférico.

En la *Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión* se consideran, entre otros, los siguientes hechos:

- a) Entre los objetivos del Quinto Programa de actuación en materia de medio ambiente está "no superar en ningún momento unas cargas y niveles críticos" de determinados agentes acidificantes, como dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y en lo referente a la calidad de la atmósfera, que todas las personas estén protegidas de manera eficaz contra riesgos conocidos de la contaminación atmosférica para la salud.
- b) Todos los Estados miembros han firmado el Protocolo de Gotemburgo de 1 de diciembre de 1999 fruto del Convenio de 1979 de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas sobre la contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia para reducir la acidificación, la eutrofización del suelo y el ozono

en la baja atmósfera, que incluye, entre otras cosas compromisos para reducir las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

- c) Las grandes instalaciones de combustión existentes contribuyen considerablemente a las emisiones de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno en la Comunidad y es necesario reducir dichas emisiones; es preciso, por lo tanto, adaptar el enfoque a las distintas características del sector de las grandes instalaciones de combustión de los Estados miembros.
- d) A lo largo de un periodo de quince años se ha adquirido experiencia industrial en la aplicación de técnicas para la reducción de emisiones contaminantes procedentes de las grandes instalaciones de combustión.
- e) Las instalaciones para la producción de electricidad representan una parte importante del sector de grandes instalaciones de combustión.
- f) Ya se está dando un aumento significativo del uso del gas natural para producir electricidad, y probablemente continuará, en especial mediante la utilización de turbinas de gas.

Esta Directiva se aplica a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso). Según la Unión Europea, estas plantas son las responsables de las emisiones del 63 por ciento de dióxido de azufre y del 21 por ciento de las emisiones de óxido de nitrógeno. El mayor impacto recae en las instalaciones más antiguas, muchas de las cuales no estaban sometidas a control de límites.

Los Estados miembros establecerán programas adecuados tendentes a la progresiva reducción de las emisiones anuales procedentes de las instalaciones existentes. Además de fijar un calendario, los programas incluirán los procedimientos de aplicación. También podrán definir y aplicar un plan nacional de reducción de emisiones para las infraestructuras existentes, teniendo en cuenta el cumplimiento de los techos indicado por la Unión Europea.

En la *Directiva 2001/81/CE sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos* se establecen los techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos. Esta Directiva se inscribe en el marco del seguimiento de la comunicación de la Comisión sobre su estrategia de lucha contra la acidificación (COM (97)88 final), que tenía por objeto establecer, por primera vez, límites máximos nacionales de emisión para cuatro contaminantes: el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno, los compuestos orgánicos volátiles y el amoníaco, responsables de los fenómenos de acidificación, eutrofización y formación de ozono troposférico (denominado "ozono malo"), presente en altitudes bajas, a diferencia del ozono estratosférico, independientemente de cuáles sean las fuentes de contaminación.

La Directiva prevé la introducción, a más tardar en 2010, de techos nacionales de emisión para el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno, los compuestos orgánicos volátiles y el amoníaco. Los techos de emisión tienen por objeto alcanzar en general los siguientes objetivos medioambientales intermedios:

- a) Las superficies que presentan niveles críticos de depósitos de contaminantes ácidos se verán reducidas como mínimo en un 50 por ciento en comparación con la situación de 1990.
- b) Las concentraciones de ozono en la baja atmósfera que superan el nivel crítico aceptable para la salud humana deberán reducirse en dos tercios en comparación con la situación de 1990. También se establece un límite absoluto. La superación de los valores guía establecidos por la Organización Mundial de la Salud tendrá que limitarse a menos de 209 días al año; las concentraciones de ozono en la baja atmósfera superiores al nivel crítico para los cultivos y la vegetación seminatural deberán reducirse en un tercio en comparación con la situación de 1990. Se establece asimismo un límite absoluto.

Los Estados miembros deberán elaborar programas de reducción progresiva de las emisiones nacionales antes del 1 de octubre de 2002. En caso necesario, los programas serán objeto de revisión y actualización en 2006. Además los Estados miembros tendrán que elaborar y actualizar anualmente sus inventarios y previsiones de emisiones nacionales relativos al dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno, los compuestos orgánicos volátiles y el amoníaco. Dichos inventarios y previsiones serán comunicados anualmente a la Comisión y a la Agencia Europea de Medio Ambiente antes del 31 de diciembre.

La Comisión está obligada a informar al Parlamento Europeo y al Consejo (en 2004, 2008 y 2012) sobre los progresos realizados en el cumplimiento de los techos, de los objetivos medioambientales intermedios y de los objetivos a medio plazo de la Directiva. Dichos informes deberán incluir una evaluación económica de la rentabilidad, los costes y ventajas, las repercusiones para la competitividad y la incidencia socioeconómica de la aplicación de los techos nacionales de emisión referentes a cada Estado miembro.

Esta Directiva estableció unos límites de emisión en las instalaciones de combustión que producen electricidad. Fijaba un tope de emisión de 277.000 toneladas al año de óxidos de nitrógeno hasta 2008 y establece drásticas reducciones a partir de esa fecha.

En España se publica el *Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por los que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo*. Este Decreto, que traspone la Directiva, tiene como objeto regular las emisiones de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas procedentes de grandes instalaciones de combustión, así como ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

En las instalaciones existentes, el órgano donde reside la competencia sustantiva para su autorización establecerá un programa tendente a la progresiva reducción de las emisiones anuales procedentes de aquellas. Durante la ejecución del citado programa, la Administración competente determinará las emisiones anuales totales de las instalaciones existentes.

Para el conjunto nacional de las instalaciones existentes, la Administración General del Estado, previa consulta a las comunidades autónomas, establecerá un Plan nacional de reducción de emisiones para las instalaciones, de tal modo que, a más tardar el 1 de enero de 2008, se consigan una reducciones de las emisiones anuales totales de óxidos de nitrógeno,

dióxido de azufre y partículas de las instalaciones existentes, similares a las que se hubieran alcanzado aplicando los valores límite de emisión establecidos para las nuevas instalaciones, a las instalaciones existentes en el año 2000, en función del tiempo de funcionamiento anual real de cada instalación, el combustible utilizado y la potencia térmica, calculada sobre la base de los cinco últimos años de funcionamiento hasta el año 2000, inclusive.

Del conjunto total de instalaciones incluidas en el Plan nacional de reducción de emisiones de grandes instalaciones de combustión existentes, podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones fijadas por éste aquellas para las que su titular se comprometa, a más tardar el 30 de junio de 2004, a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015.

En octubre de 2005 las eléctricas remiten al Ministerio de Industria la lista de centrales que se acogen a esta opción, y que conlleva el cierre de las mismas. Son 23 centrales (19 de fuelóleo y 4 de carbón) (Cuadro 3).

Cuadro 3. Centrales térmicas con producción limitada a 20.000 Horas de trabajo. 2008-2015.

Central	Provincia	Emisiones en 2004 Tm.		Potencia MW	Combustible	Empresa propietaria
		NOx	S02			
Soto de Ribera	Asturias	5.461	8.805	322	carbón	Hidrocantábrico
Escucha 1	Teruel	3.947	32.868	160	carbón	Viesgo
Cercs 1	Barcelona	3.113	14.171	160	carbón	Viesgo
Lada 3	Asturias	2.862	6.938	155	carbón	Iberdrola
Jinamar 2 y 3	Las Palmas	1.033	2.104	80	fuelóleo	Endesa
Castellón 2	Castellón	846	2.164	542	fuelóleo	Iberdrola
Escombreras 4	Murcia	770'	2.294	289	fuelóleo	Iberdrola
Aceca 2	Toledo	767	2.159	314	fuelóleo	Unión Fenosa/ Iberdrola
Escombreras 5	Murcia	720	2.225	289	fuelóleo	Iberdrola
Candelaria 3 y 4	S. C. de Tenerife	718	1.932	80	fuelóleo	Endesa
Santurce 2	Vizcaya	570	1.158	542	fuelóleo	Iberdrola
Cristóbal Colón 2	Huelva	555	1.603	218	fuelóleo	Endesa
Jinamar 1	Las Palmas	481	1.049	33	fuelóleo	Endesa
Sant Adriá 3	Barcelona	465	290	350	fuelóleo	Endesa
Aceca 1	Toledo	409	1.056	314	fuelóleo	Unión Fenosa/ Iberdrola
Sabón 2	La Coruña	393	2.551	350	fuelóleo	Unión Fenosa

Central	Provincia	Emisiones en 2004 Tm.		Poten- cia	Combus- tible	Empresa  propietaria
		NOx	S02	MW		
Algeciras II	Cádiz	271	1.307	533	fuelóleo	Viesgo
Sant Adria 1	Barcelona	219	362	350	fuelóleo	Endesa
Sabón 1	La Coruna	192	720	120	fuelóleo	Unión Fenosa
Santurce 1	Vizcaya	153	43	377	fuelóleo	Iberdrola
Algeciras 1	Cádiz	15	3	220	fuelóleo	Viesgo
Cristobal Colón 3	Huelva	0	0	160	fuelóleo	Endesa
Castellón 1	Castellón	0	0	542	fuelóleo	Iberdrola
<b>TOTAL</b>		<b>23.960</b>	<b>85.802</b>	<b>6.500</b>		

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente. Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. Publicado en el diario "El País", 24 de octubre de 2005, p. 28.

Seis meses más tarde se publica el *Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007*.

El Plan Nacional de Asignación (PNA) debe constituir un paso significativo hacia el cumplimiento de Kioto, pero preservando la competitividad y el empleo de la economía española. Ello significa identificar las oportunidades más eficientes de reducción en la industria e iniciar su materialización en un esfuerzo que se intensificará en 2008-2012.

La previsión de emisiones medias de generación eléctrica es de 94 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>/año en el periodo 2005-2007. Se asignan al sector eléctrico 86,4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>/año en 2005-2007, que incluyen los nuevos entrantes en el sector.

Las instalaciones de ciclo combinado que no estén en funcionamiento antes del 30 de septiembre de 2004 y que no dispongan de las autorizaciones administrativas correspondientes, podrán disponer de derechos de emisión siendo consideradas a tal efecto "nuevos entrantes". El volumen de derechos disponible para hacer frente a las emisiones de este tipo se eleva, durante el periodo 2005-2007, a 1,84 x 3 MtCO<sub>2</sub>.

A año siguiente ve la luz, el *Real Decreto 1264/2005, de 21 de octubre, por el que se regula la organización y funcionamiento del Registro nacional de derechos de emisión, y el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012*.

Por tanto, se deduce que el cumplimiento de toda esta normativa medioambiental, tanto comunitaria como española, que tiene como objetivo la reducción de gases a la atmósfera solo será posible si se continúa con el proceso de cierre de antiguas centrales térmicas, la instalación de centrales de ciclo combinado y el desarrollo de las energías renovables. Aunque las principales herramientas vendrán dadas por el ahorro y la eficiencia energética.

## 6. CONCLUSIÓN

Con el desarrollo del programa de construcción de centrales de ciclo combinado en España se sientan las bases que garantizan la seguridad de abastecimiento de electricidad durante

la presente década. Igualmente se reduce el impacto ambiental derivado de la generación de electricidad, por una menor emisión a la atmósfera de gases y partículas contaminantes, así como de otro tipo de residuos propios de las centrales térmicas clásicas.

La presencia de un reducido pero muy productivo parque de centrales nucleares; el fomento de las energías renovables, con el espectacular desarrollo de la eólica; y la presencia de un considerable número de centrales térmicas, clásicas y de ciclo combinado, permiten a nuestro país contar con un parque generador potente y muy diversificado, capaz de hacer frente al crecimiento del consumo de electricidad.

No obstante, urge hacer un llamamiento a los ciudadanos y a los responsables de todas las administraciones para que se haga un consumo responsable de la electricidad, dado el elevado coste económico y ambiental que supone la producción de la misma. El adecuado aprovechamiento de la electricidad define favorablemente a las sociedades avanzadas. La necesaria reducción de emisiones a la atmósfera permite cumplir los compromisos internacionales, y sobre todo que nuestra salud se vea menos afectada

#### BIBLIOGRAFÍA

- CARCAR, S. (2007). "Agitación en el tablero energético". En *El País Negocios. Extra energía*, 25 de febrero de 2007, p. II.
- CHICO DE LA FELICIDAD, I. (2004). "Impacto ambiental de una central de ciclo combinado". En *Energías y Medio Ambiente. IX Jornadas Ambientales*. Salamanca: Universidad de Salamanca, p. 127-153.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2006). *Información básica de los sectores de la energía. 2006*. Madrid.
- COTÁN-PINTO ARROYO, S. y LÓPEZ SUÁREZ, J.M. (2002). "Marco general para la solicitud de autorizaciones ambientales en una planta de ciclo combinado". *Infopower*, n° 50, p. 45-47.
- ENAGÁS (2007). *Informe Anual 2006*. Madrid.
- ENDESA (2007). *Informe Anual 2006*. Madrid.
- ESPEJO MARÍN, C. (2001): « El proyecto de fusión de Endesa e Iberdrolay su desistimiento. Apuntes sobre el sector eléctrico en España ». *Nimbus*, n° 7-8, p. 51-65.
- ESPEJO MARÍN, C. (2001): "El sector eléctrico español en la prensa escrita". *Cuadernos Geográficos de la Universidad de Granada*, n° 31, p. 203-217.
- ESPEJO MARÍN, C. (2002): «L'énergie électronucléaire en Espagne ». *Annales de Géographie*, n° 625, p. 319-328.
- ESPEJO MARÍN, C. (2003): "Electricidad producida en centrales de cogeneración en la Región de Murcia". *Papeles de Geografía*, n° 38, p. 189-195.
- ESPEJO MARÍN, C. (2005): "La electricidad en las relaciones España-Portugal". *Finisterra*, Universidade de Lisboa, n° 78, p. 63-79.

- ESPEJO MARÍN, C. (2006): *Las energías renovables en la producción de electricidad en España*. Murcia: Caja Rural Regional.
- GAS NATURAL (2002). *San Roque. Primera central de ciclo combinado de España*. Barcelona.
- GAS NATURAL (2007). *Informe Anual 2006*. Madrid.
- GOROSPE RODRÍGUEZ DEL CASTILLO, L.M. (2003). "El gas natural y el medio ambiente". En *Diccionario español de la energía*. Aranjuez: Ediciones Doce Calles, p. 349.
- HIDROCANTÁBRICO (2007). *Informe de Sostenibilidad 2006*. Oviedo.
- IBERDROLA (2007). *Informe de Sostenibilidad 2006*. Bilbao.
- INFOPOWER (2007). "Más de 16.000 MW en funcionamiento en centrales de ciclo combinado en España". *Infopower*, n° 94, pp. 27-33.
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (2000). *Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis de ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica*. Madrid.
- EL PAÍS (2007). "La Comunidad recurrirá la central eléctrica que Clos proyecta en Morata de Tajuña". *El País*. Edición Madrid, p. 24.
- MARTÍN ESPIGARES, M., FABRELLAS RODRÍGUEZ, B., RODRÍGUEZ MAROTO, J., SANZ CHICHÓN, P. y GÓMEZ MORENO, F. (2001). "Las emisiones en los procesos de combustión. Un riesgo a medir para controlar el impacto ambiental". En *Tecnologías energéticas e impacto ambiental*. Madrid: Me Graw Hill, p. 465-486.
- MARTÍN MUNICIO, A. y COLINO MARTÍNEZ, A. (Dir.) (2003). *Diccionario español de la energía*. Aranjuez: Ediciones Doce Calles.
- MÉNDEZ, R. (2005). "23 centrales térmicas cerrarán a partir de 2008 por contaminar demasiado". *Diario El País*, 24 de octubre de 2005, p. 28.
- MINISTERIO DE ECONOMÍA (2002). *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011*. Madrid: Secretaría de Estado de Energía.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA (2000). *Ley del Sector Eléctrico. Disposiciones complementarias*. Madrid.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2006). *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. Revisión 2005-2011*. Madrid: Secretaría General de Energía.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2006). *El sistema eléctrico español. Avance del Informe 2006*. Madrid.
- UNESA. ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (1998). *Centrales eléctricas*. Madrid.

- UNES A. ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (2001). *La Industria Eléctrica y el Medio Ambiente*. Madrid.
- UNESA. ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (2007). *Memoria Estadística. Informe sobre las actividades eléctricas. 2006*. Madrid.
- UNIÓN FENOSA (2007). *Centroides ciclo combinado de Sagunto*. Madrid.
- UNIÓN FENOSA (2007). *Informe Anual 2006*. Madrid.
- UNIÓN FENOSA (2007). *Central de Ciclo Combinado de Palos de la Frontera. Primer año de funcionamiento*. Madrid.