

CNE

Comisión

Nacional

de Energía

Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura

2001

**INFORME MARCO SOBRE LA DEMANDA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS
NATURAL, Y SU COBERTURA**

2001

Edita: CNE
Comisión Nacional de Energía
www.cne.es
Producción Gráfica: Microprint
www.microprint.es
Depósito Legal: M-23064-2002

Índice

1. Consideraciones preliminares	7
1.1 Objeto del informe	8
1.2 Ámbito temporal	8
1.3 Organización del informe-marco	9
2. Antecedentes	11
2.1 La historia de la planificación de la energía en España: los planes energéticos nacionales	11
2.2 La planificación de la energía en España: situación actual	13
2.3 La planificación en el nuevo marco normativo	15
2.4 Los nuevos papeles a desempeñar por los protagonistas de los sectores energéticos en la seguridad del suministro	16
3. Situación actual	21
3.1 Estado actual del sistema de gas natural	22
3.1.1 La demanda de gas natural	24
3.1.2 La oferta de gas natural	37
3.1.3 Las infraestructuras actuales de gas natural	43
3.1.4 Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2000	52
3.2 Estado actual del sistema de energía eléctrica	58
3.2.1 Demanda de energía eléctrica	58
3.2.2 La oferta de energía eléctrica. Cobertura de la demanda	61
3.2.3 Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica	73
3.2.4 Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2000	80
3.3 La interrelación entre ambos sistemas energéticos: gas natural y electricidad	89
4. La previsión de la demanda de energía	95
4.1 Previsión de la demanda futura de gas natural	95
4.1.1 Estimación de la demanda convencional para el período 2001-2005	97
4.1.2 Estimación de la demanda punta del mercado convencional de gas natural en el período 2001 a 2005	107
4.1.3 Demanda de gas para el mercado de generación eléctrica con ciclos combinados	108
4.1.4 Estimación de la demanda diaria punta de gas natural en los ciclos combinados	121
4.1.5 Previsión de la demanda total de gas natural 2001-2005	122
4.2 Previsión de la demanda futura de energía eléctrica	131

Índice

4.2.1 Estimación de demanda anual de energía eléctrica en el período 2001 a 2005	132
4.2.2 Estimación de la potencia punta de energía eléctrica en el período 2001 a 2005	137
4.3 Conclusiones	139
5. La previsión de la oferta de energía	143
5.1 Previsión de la oferta de gas natural	143
5.1.1 Previsión de la oferta de gas natural	144
5.1.2 Previsión de la oferta de gas natural por países	145
5.1.3 Previsión de la oferta de gas natural por duración y grado de compromiso de los contratos de aprovisionamiento	147
5.2 Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica sin considerar la incorporación de ciclos combinados	149
5.2.1 Régimen ordinario en el sistema peninsular	149
5.2.2 Régimen especial en el sistema peninsular	151
5.2.3 Régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares	157
5.2.4 Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares	159
5.2.5 Disponibilidad del equipo generador	159
5.3 Previsión de la oferta de producción eléctrica asociada a los ciclos combinados	161
6. La cobertura de la demanda de gas natural y de energía eléctrica sin considerar restricciones de red	173
6.1 Cobertura de la demanda de gas natural	173
6.1.1 Balance oferta – demanda de gas	173
6.1.2 Criterios de seguridad	175
6.2 La cobertura de la demanda de energía eléctrica	179
6.2.1 Evolución prevista de la demanda peninsular	179
6.2.2 Evolución prevista de la oferta peninsular	180
6.2.3 Criterios de seguridad utilizados	182
6.2.4 Necesidades de nueva capacidad de generación en la península	183
6.2.5 Cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares	187
6.3 Las nuevas centrales a gas en la cobertura de la demanda eléctrica peninsular sin considerar restricciones de red	190
7. Las infraestructuras necesarias para la cobertura de la demanda a corto-medio plazo	195
7.1 Las infraestructuras de gas necesarias para la cobertura de la demanda	195
7.1.1 Hipótesis de partida	195

Índice

7.1.2	Propuestas de infraestructuras de gas presentadas por los agentes	197
7.1.3	Adecuación de las infraestructuras a la demanda	205
7.1.4	Infraestructuras de seguridad del sistema (transporte)	219
7.1.5	Análisis de la capacidad de almacenamiento del sistema	219
7.1.6	Cobertura de la demanda con las nuevas propuestas de infraestructura	222
7.1.7	Otras consideraciones relativas a los ciclos combinados	223
7.1.8	Conclusiones y plan de urgencia de infraestructuras gasistas	224
7.2	Adecuación de la red de transporte de energía eléctrica para la garantía del suministro: corto y medio plazo	227
7.2.1	Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación de la red de transporte de energía eléctrica	227
7.2.2	Capacidad de acceso a la red de transporte de energía eléctrica: evacuación y suministro	228
7.2.3	Criterios generales de planificación	232
7.2.4	Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica	232
7.2.5	Refuerzos que se consideran prioritarios y deben ser ejecutados de forma inmediata	243
7.2.6	Otros refuerzos que deberían ser objeto de una planificación convencional	258
7.2.7	Otras cuestiones que pueden mejorar la seguridad del suministro	259
7.2.8	Refuerzos de las redes de distribución	260
7.3	La disponibilidad de las nuevas centrales a gas en la cobertura de la demanda eléctrica considerando las restricciones impuestas por la red	265
7.3.1	Las posibles restricciones asociadas a la red de transporte eléctrica	266
7.3.2	Las posibles restricciones asociadas a la red de transporte de gas	267
7.3.3	Otros análisis de posibles restricciones	271
8.	Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de las actividades reguladas	273
8.1	Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gas natural	273
8.1.1	Metodología para la evaluación económica de las inversiones	274
8.1.2	Evaluación económica de los proyectos para garantía del suministro	275
8.1.3	Evaluación económica de los proyectos para el aumento de capacidad de entrada de gas al sistema 2001-2005	277

Índice

8.1.4 Evaluación económica de los planes de infraestructuras 2001-2005	280
8.1.5 Resumen	282
8.1.6 Conclusiones	284
8.2 Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector eléctrico	284
9. Consideraciones medioambientales	287
9.1 La emisión de contaminantes en los sectores energéticos	291
9.2 El impacto en el medio ambiente de la industria del gas natural	293
9.3 El impacto en el medio ambiente de la industria eléctrica	295
9.3.1 Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las centrales termoeléctricas	295
9.3.2 Residuos procedentes de las centrales nucleares	299
9.3.3 Plan de fomento de las energías renovables	299
9.3.4 Fomento de la eficiencia energética	302
9.4 Impacto y consideraciones medioambientales en la estructura de la demanda eléctrica	302
9.5 Impacto y consideraciones medioambientales en las construcciones de redes	304
10. Otras consideraciones sobre el riesgo de abastecimiento	307
10.1 La diversificación de la oferta	307
10.1.1 La diversificación en la oferta de gas natural	307
10.1.2 La diversificación en la oferta de energía eléctrica	316
10.2 La capacidad de almacenamiento del gas natural	321
10.3 Seguridad en equipos e instalaciones gasistas	322
10.4 La interrumpibilidad	324
10.5 Posibles mejoras de la normativa eléctrica para contribuir a la seguridad del suministro	326
10.5.1 Fijación de tarifas	326
10.5.2 Retribución por garantía de potencia	327
10.5.3 Señales de localización	330
10.5.4 Normativa sobre el control de tensión	330
10.6 Los retrasos administrativos	331
11. Conclusiones	335
12. Recomendaciones	337

1. Consideraciones preliminares

Este informe responde a un requerimiento realizado a la Comisión Nacional de Energía por el Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía, mediante escrito de 25 de mayo de 2001.

En dicho requerimiento se señala que, *“con el fin de disponer del mayor número posible de elementos objetivos que permitan orientar de la forma más adecuada el proceso de diseño del futuro desarrollo de las infraestructuras necesarias para el suministro de gas y electricidad en nuestro país, se hace preciso considerar todos los puntos de vista que definan, con el mejor criterio, el panorama energético”*.

Por ello, y como órgano consultivo en materia energética, el mencionado requerimiento solicita a esta Comisión Nacional de Energía, *“la elaboración de un informe-marco que, con periodicidad anual incluya previsiones sobre la evolución de la demanda de energía eléctrica y gas, así como la situación y perspectivas de la oferta energética”*.

De esta forma, se indica que *“en dicho informe se recogerán las previsiones que, a corto plazo, orientan las actuaciones sobre el desarrollo de las infraestructuras mínimas que se prevén necesarias para hacer posible el suministro de gas y electricidad en condiciones adecuadas de calidad y seguridad. Asimismo, el informe habrá de identificar explícitamente aquellas zonas del sistema eléctrico y gasista que potencialmente puedan requerir un mayor esfuerzo inversor debido al especial desarrollo de la demanda a nivel regional o que puedan suponer cuellos de botella para el sistema a medio-largo plazo”*.

“En el análisis solicitado, y desde el lado de la demanda de energía, se atenderán, junto a los parámetros habituales de este tipo de análisis, las crecientes solicitudes sociales en orden a una mayor protección del medio ambiente y el creciente impulso de los mercados”.

“Desde el punto de vista de la oferta energética, se incidirá sobre la seguridad de la misma, de modo que permita la atención estable de las necesidades económicas y sociales, y también será útil considerar su proyección en relación con el ahorro y la eficiencia energética, así como la ponderación de la disponibilidad total de tecnologías y recursos energéticos”.

Asimismo se indica que *“la solicitud formulada debe ser entendida sin perjuicio de la participación de esta Comisión en el proceso formal de planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrica y gasista, que han sido iniciados en fechas recientes y que tiene la voluntad integradora de la colaboración de todos los agentes implicados”*.

En consecuencia, el presente informe-marco de seguridad del suministro no sustituye al proceso planificador de las redes establecido normativamente, cuyo inicio puede considerarse marcado por la publicación de las Órdenes Ministeriales: de 30 de mayo de 2001 por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, y de 1 de junio de 2001 por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de gas natural.

Para la realización del informe se ha requerido la participación de los agentes implicados y de las distintas administraciones. Dicha participación ha sido encauzada a través de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos, como órganos de asesoramiento de la Comisión. De esta manera, se ha hecho partícipes en la elaboración del informe a todos los agentes e instituciones, a través de su representación en los Consejos Consultivos, y en particular, a los gestores técnicos del sistema eléctrico y de gas natural, y a los promotores de las nuevas centrales de generación de ciclo combinado a gas.

A tal fin, se ha solicitado y recibido información de los gestores técnicos del sistema eléctrico y gasista, empresas generadoras eléctricas en régimen ordinario y especial, compañías de distribución eléctrica, operador del mercado eléctrico, asociación de empresas grandes consumidores de energía, gestor técnico del sistema de gas natural, empresas de exploración y producción de gas natural, compañías de transporte y distribución de gas natural, comercializadores de gas y promotores de ciclos combinados. Se han recibido más de setenta informes y respuestas a las solicitudes de información realizadas.

El proceso ha continuado con el análisis y evaluación de la información recibida, dando lugar a la confección del proyecto de informe marco, que fue sometido, como tal, a la aprobación del Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, para su remisión posterior a los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos.

El mencionado proyecto de Informe marco, fue debatido en sendas sesiones de los Consejos Consultivos de Hidrocarburos y de Electricidad, el día 12 de diciembre de 2001.

Finalmente, el Consejo de Administración, en su sesión del día 20 de diciembre de 2001, ha acordado aprobar el presente Informe marco de cobertura de la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura.

1.1. Objeto del informe

Con la finalidad última de disponer de un sistema eléctrico y de gas natural que permita garantizar el suministro necesario para atender la demanda con seguridad y calidad dentro del entorno liberalizado, el objetivo de este trabajo es conocer las necesidades que tienen los mencionados sectores energéticos para garantizar la cobertura de la demanda, y proponer, en su caso, medidas que, siendo eficientes, cubran el riesgo de desabastecimiento de estos sistemas.

El presente informe realiza un análisis conjunto de los sistemas de energía eléctrica y de gas natural dada la influencia cada vez mayor entre ambos sectores energéticos, y atendiendo a las posibles deficiencias de suministro en alguno de ellos pueden ser origen de problemas también en el otro sistema.

En estos últimos años, se está observando un fuerte incremento de la demanda de energía que unida al cambio en la regulación de los sectores, y una cierta paralización en el ciclo inversor, ha hecho que el exceso de capacidad de los sistemas se vea reducido.

Finalmente, es preciso señalar que, así como el presente informe no sustituye al proceso planificador establecido en la normativa vigente, tampoco debe entenderse el mismo como eximente de la responsabilidad que, en la seguridad del suministro energético, tienen los diversos protagonistas, y en particular, por su relevancia, los gestores técnicos de los sistemas involucrados.

1.2. Ámbito temporal

Como ya ha sido referenciado en el apartado anterior, la finalidad última del presente informe es disponer de un sistema eléctrico y de gas natural que permita garantizar el suministro necesario para atender la demanda con seguridad y calidad, sin poner en riesgo la libertad del mercado. Para ello es preciso conocer las necesidades que tienen los mencionados sectores energéticos para garantizar el suministro de la demanda, y proponer, en su caso, medidas que en tiempo cubran el riesgo de desabastecimiento de manera rápida. Asimismo dichas medidas, de actuación inmediata, deben ser coexistentes con los refuerzos más eficientes a largo plazo, fruto de la planificación que se está elaborando desde el Ministerio de Economía.

En consecuencia, el horizonte temporal contemplado es de corto-medio plazo: en este caso, cuatro años, periodo mínimo para el que pueden ser puestos en servicio los

refuerzos de infraestructura que permitan cubrir la demanda de forma segura.

1.3. Organización del Informe-Marco

El informe se estructura presentando, en primer lugar, una breve historia de la planificación de la energía en España. A continuación, se presenta la situación actual de la planificación de los sistemas eléctrico y gasista en España en el nuevo marco normativo, para finalmente describir el papel que desempeña cada uno de los protagonistas del sector en la seguridad del suministro.

En el capítulo 3 se describe la situación actual de los dos sistemas sujetos a consideración: gas natural y energía eléctrica. En ambos, se analiza el estado actual de la demanda, la oferta, infraestructuras y se describe su funcionamiento.

En el capítulo 4 se realiza la previsión de la demanda para ambos sistemas en el horizonte considerado.

En el capítulo 5 se estima la previsión de la oferta de energía en ambos sistemas; de manera que la demanda de gas para las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado se convierte en oferta para el sistema eléctrico.

En el capítulo 6 se analiza la cobertura del suministro para ambos sistemas, sin considerar la red.

El capítulo 7 incluye en el análisis de la cobertura las restricciones derivadas de la red de transporte y los

refuerzos precisos para atender la demanda. El resultado es una cobertura de la demanda en la que se tienen en cuenta las posibles restricciones de las que puede ser origen la red de transporte, así como los refuerzos de red cuya realización es preciso acometer, de manera inmediata, para lograr una cierta garantía de suministro.

El capítulo 8 describe los costes que suponen los nuevos refuerzos de red, conforme a la estimación realizada por los agentes.

El capítulo 9 estima la repercusión que puede tener en el medio ambiente la previsión de la oferta y demanda de energía consideradas: el impacto en el medio ambiente de la estructura de generación eléctrica, la demanda y la construcción de redes.

El capítulo 10 versa sobre otras consideraciones que pueden afectar el riesgo de abastecimiento. Así, trata acerca de la diversificación de la oferta de gas natural y de energía eléctrica, de la capacidad de almacenamiento de gas de la seguridad en equipos e instalaciones, de la interrumpibilidad en gas, de posibles mejoras de la normativa eléctrica para contribuir a la seguridad del suministro: fijación de tarifas, garantía de potencia, señales de localización, control de tensión, y finalmente, sobre los retrasos administrativos.

Por último, los capítulos 11 y 12 muestran respectivamente las conclusiones y recomendaciones que se desprenden del informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura.

2. Antecedentes

2.1. La historia de la planificación de la energía en España: los planes energéticos nacionales

Tras la Segunda Guerra Mundial, la mayoría de los países europeos (Francia, Italia, Reino Unido, etc.), ante los problemas de suministro eléctrico existentes, optaron por la creación de empresas de titularidad pública, de tipo monopolio, que garantizaran el suministro de una energía cada vez más necesaria para la reconstrucción de sus economías, ya que por diversas circunstancias, las empresas eléctricas privadas en competencia eran incapaces de garantizar el suministro.

España, por el contrario, optó por un modelo plural, con empresas públicas y privadas, coordinadas entre sí sobre una base voluntaria.

En 1968, la Administración española publicó determinada normativa sobre planificación eléctrica, fruto de la cual, en 1969, el Ministerio de Industria aprobó el primer Plan Eléctrico Nacional 1972-1981, cuya vigencia alcanzaba diez años y debía ser revisado cada dos años. De estos planes eléctricos se aprobaron dos, estando preparado un tercero, que no llegó a ver la luz.

En 1974, iniciada ya la crisis energética, el Gobierno español decidió establecer una planificación energética global, incluyendo a todos los sectores: eléctrico, carbón, petróleo y gas. La primera versión del Plan Energético Nacional (PEN) fue elaborada por el Ministerio de Industria, con la colaboración y el apoyo de las instituciones representativas de los diferentes sectores energéticos. Dos fueron las notas definitorias más características de este Plan: por un lado, supuso que la crisis era meramente coyuntural y no contemplaba, por tanto, la posibilidad de disminución del crecimiento económico y, por ende, de la demanda energética; por otro lado, se tomaron medidas para obtener un balance energético más diversificado, reduciendo la participación del petróleo en éste, así como la dependencia de fuentes energéticas exteriores. Se preveía que, en diez años, el

petróleo pasase de representar el 68 % del balance energético al 47 %, a través de un ambicioso plan de construcción de grupos nucleares, de tal forma que, durante la vigencia del PEN, habrían de entrar en explotación 23.000 MW de nuevos equipos nucleares.

Tras el restablecimiento de la democracia política en España, la planificación energética se elevó de rango y se instituyó el PEN como documento que, elaborado y aprobado por el Gobierno, fuese presentado al Parlamento. Así, se aprobó en 1979, el PEN-78, ya bajo el signo de menores crecimientos energéticos, para el periodo 1978-1987¹. Este plan energético tenía por objetivo aprovechar al máximo los recursos autóctonos y fomentar los cambios estructurales hacia esquemas productivos menos consumidores de energía. A través de una política de fijación de precios reales y el establecimiento de políticas de ahorro de energía se preveía una reducción de la demanda energética del 10% sobre la que se hubiera obtenido si al incremento previsto del PIB se hubiesen aplicado las tendencias históricas de elasticidad, renta y precio. Se consideraba necesario continuar con el programa nuclear construyendo, durante el periodo de vigencia del PEN, 9.400 MW adicionales, lo que supondría un total de 15.600 MW nucleares al final del periodo. Adicionalmente, con objeto de disminuir la dependencia del petróleo, se estableció el Programa Acelerado de Construcción de Centrales Térmicas de Carbón.

¹ PEN 1978-1987

En 1977 la crisis energética internacional tuvo una especial incidencia en España debido al consumo excesivo de energía por unidad de PNB, al uso poco racional de la energía primaria, a la escasez de recursos energéticos propios y a la incidencia de las importaciones energéticas en la balanza de pagos. Por ello, se acordó elaborar un nuevo Plan Energético que, teniendo en cuenta la necesaria conservación del medio ambiente, tratase de disminuir la intensidad del consumo energético. Los principios básicos eran el desarrollo de una política de precios realista para la energía que contuviese el despilfarro (evitando su abaratamiento en términos reales respecto de los demás bienes y servicios), una política de diversificación tanto de fuentes energéticas, como del origen de las mismas, el diseño de un plan de prospección y explotación de recursos propios de hidrocarburos, energía hidroeléctrica, carbón y combustión nuclear, fundamentado en criterios de racionalidad económica y social e impulsar la investigación y desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Respecto a la cobertura de la demanda eléctrica, el PEN-78 no consideraba el gas como alternativa en la generación convencional porque se consideraba una fuente de energía demasiado noble para quemarlo en sustitución de combustibles como el fuelóleo o el carbón de baja calidad. Así, la Directiva 75/404/CEE prohibía la mencionada utilización.

El gas natural tenía en 1978 un escaso desarrollo en España, por la casi total ausencia de yacimientos y el poco desarrollo de las infraestructuras de transporte y distribución. La empresa pública ENAGAS tenía encomendadas las funciones de aprovisionamiento, transporte y distribución del gas. Asimismo, existían problemas de venta del volumen contratado, lo que suponía un grave problema económico derivado de la cláusula de compra garantizada “take or pay” contenida en el contrato con la suministradora argelina.

En 1983, se inició una nueva revisión del PEN². Se consideró que el crecimiento de la demanda eléctrica prevista en el Plan anterior era excesivo, por lo que se prolongaría en el futuro una situación ya existente de sobrecapacidad de generación eléctrica que penalizaría,

por el fuerte ritmo de inversión, la salud financiera del Sector Eléctrico. El plan suponía un incremento de la demanda del 3,3 % para un crecimiento del PIB del mismo orden; decidió la moratoria de los proyectos de Valdecaballeros I y II, Lemoniz I y II y Trillo II; creó una sociedad mixta para la explotación óptima del parque de generación eléctrica, RED ELÉCTRICA, y una empresa estatal, ENRESA, para la gestión de los residuos radiactivos y el futuro desmantelamiento de las centrales nucleares, una vez alcanzada su vida útil.

En el sector del gas, tras el fracaso del primer intento de gasificación del país por insuficiencia de la infraestructura de transporte y distribución, la situación era muy complicada ya que al contencioso hispano-argelino por incumplimiento del programa de suministros, se añadía la falta de expectativas para una demanda estable de esta fuente de energía. En el PEN-83 se decidió hacer un seguimiento para que se acometieran las inversiones de distribución en el plazo previsto y que paralelamente se desarrollasen las acciones comerciales que aseguraran la utilización de las inversiones. Las acciones tomadas, entre las que se encuentra el Protocolo del Gas en 1985, condujeron al mayor impulso experimentado por el sector del gas a lo largo de su historia.

El mayor problema con el que se encontraron entonces los planificadores en el sector del gas fue la incertidumbre relativa a la financiación de tal volumen de inversión, así como de su materialización en el tiempo previsto.

El último de los Planes Energéticos Nacionales correspondió al periodo 1991-2000³. Trataba de conjugar los distintos objetivos de la planificación energética:

² PEN 1983-1992

Ante las dos crisis del petróleo habidas antes y durante el PEN-78, todo el entorno de países reacciona con bastante homogeneidad, a excepción de España. Así, mientras el consumo de energía primaria en la UE se reducía un 6%, en España, aumentaba un 21%. En este contexto, el PEN-83 propone, fundamentalmente, corregir estas debilidades en un momento en que en el panorama energético se prevé un horizonte de cierta estabilidad.

El nuevo Plan Energético propone como objetivos reducir la vulnerabilidad del abastecimiento energético, mejorar la eficiencia energética impulsando el ahorro y la conservación, utilizar óptimamente los recursos para satisfacer la demanda (absorbiendo los excesos de capacidad y saneando financieramente las empresas del sector) y promover la obtención del mayor valor añadido con el menor consumo de energía en el sector industrial.

Las acciones propuestas por el PEN-83 para alcanzar los objetivos son el incremento de la participación de las fuentes de energía autóctonas, el incremento del consumo del gas natural, la diversificación de los orígenes de los crudos, una política desincentivadora del consumo, aplicar políticas de precios tendentes a la autofinanciación sectorial y absorber el exceso de capacidad mediante la desaceleración de las inversiones. En el sector eléctrico, el exceso de capacidad condujo a la paralización de las centrales nucleares.

³ PEN 1991-2002

El PEN 1991-2000 supone una innovación en forma y contenido y sigue una línea muy similar a los planes coetáneos elaborados en todo el área de la OCDE. Destaca la generalidad de sus planteamientos y la flexibilidad de la planificación propuesta, confiando a la liberalización de los mercados energéticos una mejor asignación de recursos. Establece sus bases en el objetivo definido por la Comisión Europea de un mercado interior de la energía que garantice, a los mejores precios, la disponibilidad estable de la misma.

minimización de coste, diversificación de fuentes, autoabastecimiento y protección medioambiental, en un entorno de precios moderados y una estabilidad de los mercados energéticos notablemente superior a la de la década anterior. Así, tras una descripción del escenario internacional, se hacía una previsión de la demanda y de la oferta de los diversos sectores: eléctrico, nuclear, carbón, gas natural y petróleo; dedicando dos capítulos en exclusiva, uno, a la energía y medio ambiente y, otro, a la investigación y desarrollo en el sector energético.

Sin entrar en detalle sobre las cifras de este Plan, que no se cumplieron al menos en lo relativo al equipamiento eléctrico, cabe reseñar como más destacable el hecho de que, por primera vez, se establecieron unos objetivos medioambientales de política energética y se trató de incrementar la penetración del gas natural, fijando como objetivo que esta fuente energética pasase del 5,6 % en 1990, a un 12 % en el año 2000.

También es preciso destacar los compromisos que el Gobierno adquiría en este Plan, como por ejemplo, la

Los objetivos del PEN 1991-2000 son una minimización de costes, la diversificación energética, el autoabastecimiento y la protección ambiental. La minimización del coste y la mejora de la eficiencia inducirán a incrementar el peso del gas natural y esta acción acompañada de una mayor participación de las energías renovables contribuye a la consecución de los objetivos de diversificación energética y conservación ambiental. Así la diferenciación del PEN 1991-2000 consiste en el protagonismo del gas natural en la cobertura del incremento de la demanda energética para el espacio temporal considerado.

En el sector eléctrico adquiere especial relevancia la planificación del nuevo equipamiento. El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética propuesto apoya la prolongación de la vida útil del parque generador así como la aportación de los autoprodutores próxima al 10% del total de generación eléctrica del año 2000 con uso predominante del gas en cogeneración y de energías renovables. Esto propiciará plantas generadoras más próximas al consumo lo que permite eliminar tanto pérdidas de transporte como necesidades de inversión.

En el sector gasístico, el PEN apuesta por primera vez en la historia del mismo por un fuerte incremento del consumo para pasar de 5,6% de la cobertura de la demanda de energía primaria en 1990 al 12% previsto en el 2000, quedando aún por debajo de la media comunitaria cifrada en el 18%. Por tanto, la extensión y mejora de las infraestructuras será clave en la política de oferta. También se pretende conseguir la minimización de costes de transporte en armonía con los restantes consumidores europeos, procurando, simultáneamente, la diversificación de orígenes de aprovisionamiento.

presentación de un proyecto de Ley sobre el Sector Eléctrico, que se cumplió, o la elaboración, por parte del entonces Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, de un Plan de Calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica que entrase en vigor antes de diciembre de 1992, que no se cumplió.

2.2. La planificación de la energía en España: situación actual

Mucho se ha hablado sobre la necesidad de la planificación energética y, existe casi un consenso generalizado sobre que ésta no ha de ser vinculante, tanto es así que, el legislador, al regular la planificación eléctrica en el artículo 4 de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, señala que “...la planificación que tendrá carácter indicativo ...”

Comenzando por el carácter vinculante o indicativo de la planificación, basta una mirada a la realidad actual, y al contenido de los diversos planes energéticos, para comprobar que nunca se han cumplido las previsiones de nuevo equipamiento, por lo que, difícilmente se puede mantener que la planificación energética era vinculante: ni ahora hay 33.000 MW de centrales nucleares construidos, ni el parque generador de carbón autóctono se ha incrementado en los 1.800 MW que señalaba el PEN 1991-2000.

La presunta obligación de construir las nuevas centrales que se recogían en los planes energéticos ha servido para justificar otras cosas, pero, en modo alguno, se basa en hechos contrastables con la realidad. Ésta dice que lo que se construía no correspondía con lo que se indicaba en los planes energéticos, y normalmente, no se alcanzaban los programas de construcción que se incluían en los planes.

Sobre si es necesaria la planificación energética, parece que ésta se quiere contraponer a la existencia de un mercado liberalizado, como si ambos conceptos tuviesen necesariamente un carácter antagónico y no pudiesen ser complementarios.

Los que niegan la necesidad de la planificación energética parece que parten del principio de que, si las preferencias de los consumidores o el coste de los factores se modifican, también lo harán las funciones de oferta y demanda, llegándose a un nuevo equilibrio, con nuevos valores de cantidades y precios. Sin negar un razonamiento como el señalado, que seguro que es cierto en el largo plazo, una vez se alcance el nuevo equilibrio, cabría hacer unas precisiones sobre el período que transcurre entre ambos equilibrios.

Por un lado, desde la oferta, se ha de señalar que, en general, los proyectos energéticos tienen un periodo de maduración bastante largo. Es evidente que el nuevo ciclo inversor se basa en proyectos –ciclos combinados– con periodos de construcción mucho más cortos de lo que llevaba la construcción de las antiguas centrales nucleares, por ejemplo. Pero también lo es que las sociedades desarrolladas se vuelven más complejas, incrementando con ello la cantidad de agentes y Administraciones involucrados en las decisiones, y las exigencias medioambientales y de empleo de recursos naturales. Esto da como resultado que, si bien se van a construir las centrales en menos tiempo, a efectos prácticos, el periodo que transcurre entre que se toma la decisión de instalar un nuevo grupo, y que éste esté operativo, difícilmente es inferior a los cinco años.

Por otro lado, desde la perspectiva de la demanda, tampoco la demanda-precio es elástica a corto plazo. Desde luego una variación de precios no hace que el consumidor doméstico modifique su consumo en el corto plazo, ni que lo hagan las empresas cuyo coste de la energía representa una pequeña parte de sus costes de producción. En un caso, una elevación de precios disminuirá la renta disponible de las familias a emplear en la adquisición de otros bienes o servicios y, en otro, disminuirá la competitividad de las empresas. Pero, en cualquier caso, las decisiones de inversión, que son las que pueden cambiar la demanda de estos consumidores, en general, sólo se producen cuando se precisa reemplazar las instalaciones de los consumidores, y esto no se

produce en el corto plazo. Por tanto, sólo las empresas muy intensivas en energía, y que cada vez tienen un menor peso en el tejido económico de los países desarrollados, son capaces de modificar su demanda en el corto plazo.

En conclusión, dado que la oferta resulta bastante rígida a corto plazo, y que la demanda también es poco elástica, y además tiene unos costes sociales de adaptación muy elevados si se modifican los precios rápidamente, no resulta fácil volver a una situación de equilibrio una vez que, por cualquier motivo, se ha perturbado éste, aunque sólo sea debido al incremento vegetativo de la demanda.

Si a esto se une la enorme dependencia que las sociedades desarrolladas tienen de la energía, hasta hacer de ella un sector estratégico y clave de la economía de los países, todo aconsejaría que, si bien se deben aprovechar las mejoras de eficiencia que se logran con un mercado en competencia, no se base todo el funcionamiento de los sectores energéticos en mercados en competencia con una visión sólo de corto plazo, si no que se empleen los mecanismos regulatorios disponibles para que se logren los objetivos que se buscan, sin que se produzcan crisis intermedias, por falta de previsión o porque no se tomaron medidas a su debido tiempo.

En párrafos anteriores se ha tratado de señalar que la planificación energética no es ni mucho menos contrapuesta al mercado, si no que, son conceptos que se pueden complementar y enriquecer. Sólo desde una perspectiva global y de largo plazo, es posible conjugar distintos objetivos, obteniendo el máximo de bienestar social. En caso contrario, si se toman decisiones en base a objetivos parciales y de corto plazo, los resultados pueden acabar siendo contraproducentes y alejados del óptimo de bienestar.

Únicamente con un horizonte temporal suficientemente dilatado es posible establecer unas reglas de juego que den estabilidad al suministro energético, facilitando las decisiones de los agentes, informando a otros agentes

económicos y a la sociedad en general, sobre la posible evolución de un sector, el energético, que resulta básico, no sólo como suministrador del resto de los sectores económicos y de los hogares, sino, también, como demandante de bienes y servicios. Asimismo, cabe señalar que, es en el ámbito de la planificación energética, donde los poderes públicos venían asumiendo compromisos de largo plazo para la mejora del suministro en sus diversos aspectos: ordenación sectorial, calidad, medioambiente, investigación y desarrollo y que, al desaparecer aquélla, actualmente no se concretan en documento alguno.

Se trataría por tanto de destacar la necesidad de retomar la visión energética de largo plazo con una nueva perspectiva. No se trataría ya de elaborar planes energéticos en los que apareciesen las nuevas centrales plenamente identificadas, pero sí de establecer mecanismos regulatorios que permitiesen que los agentes tomasen las decisiones libremente, pero salvaguardando los objetivos que se estableciesen de garantía de suministro, calidad de éste y protección del medioambiente.

2.3. La planificación en el nuevo marco normativo

El legislador, en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, ya desde su exposición de motivos, señala una serie de aspectos que es preciso destacar. Así, dice que “... la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica”. También indica que “La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio

ambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico”. Añade además que “La planificación estatal, por último, queda restringida a las instalaciones de transporte, buscando así su imbricación en la planificación urbanística y en la ordenación del territorio. Se abandona la idea de una planificación determinante de las decisiones de inversión de las empresas eléctricas, que es sustituida por una planificación indicativa de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector eléctrico en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos” y que “De esta forma, se configura un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, en el que la libre iniciativa empresarial adquirirá el protagonismo que le corresponde. Todo ello sin perjuicio de la necesaria regulación propia de las características de este sector, entre las que destacan la necesidad de coordinación económica y técnica de su funcionamiento” (art. 4 Ley 54/1997).

Este modelo normativo se extiende también al sector del gas natural. De esta forma en lo referente a la planificación gasista, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, señala en su artículo 4 que “La planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica” y “a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos”; se repite pues el guión eléctrico para las redes, consideradas como monopolios naturales, “teniendo en estos casos [la planificación] carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos”.

Es decir que el legislador con estas Leyes pretende que se liberalicen los sectores en sus actividades de generación (o aprovisionamiento para el sector del gas) y comercialización, de manera que las actividades de redes sigan reguladas y sometidas a una planificación vinculante.

De esta forma, las normas señalan en repetidas ocasiones que es necesaria la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte y aunque las Leyes tienen como objetivo la garantía del suministro, al tratar la planificación energética, dejan claro que la misma queda restringida al transporte. Así, la planificación que, como se ha visto era anteriormente determinante de las decisiones de las empresas pasa a ser indicativa, ciñéndose a estimar los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector⁴.

⁴ Tampoco la Ley 54/1997 en su parte dispositiva parece mostrar un especial interés planificador. Así, en el artículo 4, único dedicado a la planificación, tras reiterar que la planificación tiene carácter indicativo, salvo para el transporte, señala los aspectos a los que se debe referir la planificación:

- a) Previsión de la demanda.
 - b) Estimación de la potencia mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.
 - c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución.
 - d) El establecimiento de líneas de actuación en materia de calidad de servicio.
 - e) Actuaciones sobre la demanda.
 - f) Evolución de las condiciones de mercado para la consecución de la garantía de suministros.
 - g) Los criterios de protección medioambiental
- Parece referirse más bien a estimaciones, previsiones y, como mucho, a la fijación de criterios bastantes generales.

Este esquema se repite en el sector del gas natural para el que la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, indica que. “Dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos:

- a) *Previsión de la demanda de productos derivados del petróleo y del gas natural a lo largo del periodo contemplado [...]*
- d) *Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.*
- e) *Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.*
- f) *Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles [...].*
- h) *Los criterios de protección medioambiental que deben informar las actividades objeto de la presente Ley.”*

2.4. Los nuevos papeles a desempeñar por los protagonistas de los sectores energéticos en la seguridad del suministro

En los anteriores apartados se ha presentado la historia de la planificación en España. De forma simplificada, la anterior planificación energética, en lo que se refiere a la construcción de nuevas centrales eléctricas, aunque no era vinculante basaba su efectividad en dos factores: primero, en la existencia de empresas públicas que seguían las consignas de la planificación energética nacional; y segundo, para las empresas privadas, en un compromiso de no abandono de la Administración ante los posibles errores de inversión derivados de dicha planificación.

En la actualidad, este panorama ha cambiado: los sectores se han liberalizado, las empresas se han privatizado, y son las únicas responsables de sus aciertos o fracasos en la inversión de la nueva generación.

Para profundizar en la situación actual, a continuación se pone de manifiesto cuáles son las responsabilidades de cada agente en la seguridad del suministro. Para ello, se divide la presentación de estos aspectos, en dos horizontes: largo y corto plazo

a) La seguridad del suministro en el largo plazo

Una adecuada seguridad del suministro en el largo plazo, supone que debe haber un esfuerzo inversor que permita disponer en todo momento de una capacidad de suministro mayor que la demanda. Para que exista un suministro seguro, se ha de tener no sólo una suficiente oferta de energía al sistema, sino también una capacidad de llevar dicha energía hasta el consumidor final; esto es, una red suficiente.

Expansión de la oferta: equilibrio oferta-demanda

Veáse en primer lugar cuáles son las responsabilidades actuales en la consecución del equilibrio oferta-demanda

futuro, o como denominación más común en el caso eléctrico, expansión de la generación.

En la actualidad, la legislación española tanto en lo relativo al sector eléctrico como al de hidrocarburos, establece que la planificación tendrá carácter indicativo - salvo en lo relativo a las instalaciones de transporte eléctrico y los gasoductos de la red básica-. Esta planificación tiene que ser realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados⁵.

Existe pues, una responsabilidad del Estado en la planificación energética que, aunque vinculante sólo en lo relativo a redes, hay que entender extendida también al balance suministro-demanda.

Puesto que el balance oferta-demanda es una tarea asignada a las reglas del libre mercado, ya que tanto la generación y comercialización eléctrica como la producción, aprovisionamiento y comercialización de gas son actividades liberalizadas, podría ser más adecuado etimológicamente hablando, llamar supervisión del Estado a esta planificación estatal. Este papel supervisor del Estado, está en línea con las iniciativas europeas⁶.

Para el sector eléctrico, el riesgo en no alcanzar un equilibrio oferta-demanda en el largo plazo estriba en que exista una generación insuficiente para cubrir la demanda en algún período.

En este sentido, como fruto del papel supervisor del Estado, en el caso de que se detectaran riesgos

inadecuados, éstos deberían subsanarse mediante la incorporación de reglas que proporcionaran las señales de mercado adecuadas para garantizar un nivel apropiado de cobertura. Este enunciado fácil de plantear, presenta dificultades prácticas: las reglas han de establecerse con tiempo suficiente (las decisiones se toman hoy pero las consecuencias son futuras) y deben ser suficientemente estables en el tiempo.

Para el caso del gas natural, el riesgo en el equilibrio oferta-demanda implica el que exista un aprovisionamiento insuficiente o fallido. Éste puede presentarse en el caso de que los países productores de gas puedan restringir, por razones políticas o de cártel, el gas que suministran, ya sea directamente o a través del precio.

La Ley de Hidrocarburos intenta atajar este riesgo mediante la imposición de obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y la diversificación del suministro⁷.

En ambos casos, eléctrico y gasista, una mayor integración de los mercados, una red de transporte suficientemente interconectada, una mayor concurrencia de agentes, un desarrollo de centros de comercio *hubs* y una mayor cooperación entre países, son factores que contribuyen a un riesgo menor de desabastecimiento.

En conclusión, una supervisión y control del equilibrio suministro-demanda es compatible con un mercado en competencia, en el que la libre iniciativa empresarial ha de tomar las decisiones de inversión para la incorporación de energía al sistema.

Expansión de la red

Veáse en segundo lugar, cuáles son las responsabilidades en la *expansión de la red futura*.

⁵ Ver artículo 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico y artículo 4 de la Ley 34/1998 del sector de Hidrocarburos

⁶ Así, la Comisión Europea, en reconocimiento de la importancia estratégica que tiene la seguridad del suministro, ha recomendado en su propuesta de modificación de las directivas existentes de gas y electricidad [COM(2001) 125] que los Estados miembros designen un organismo supervisor de los temas relativos a seguridad del suministro; en particular el equilibrio suministro-demanda futuro, que emita un informe anual que evalúe dicha seguridad e incluya medidas en caso de que fueran necesarias.

⁷ Ver Capítulo VIII de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Para que exista un suministro seguro es imprescindible que la red sea capaz de transferir la energía desde los centros de producción al consumo. Toda seguridad lleva aparejado un coste. Cuanto más alto es el nivel de seguridad, más alto es el coste que conlleva.

Como se ha señalado numerosas veces, la planificación de la *red de transporte* por su carácter de “monopolio natural” tiene carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema⁸. Pero existe un matiz importante que diferencia en la actualidad la planificación eléctrica de la planificación en materia de hidrocarburos: esta última, tiene el carácter de mínimo exigible para la garantía del suministro⁹. Con ello, parece que queda abierta la posibilidad de ampliar o añadir nuevas instalaciones, aunque éstas no estén contempladas dentro de la planificación. Esto puede llevar a una situación en la que cualquier instalación, sin importar si es o no necesaria, tenga que ser retribuida por el sistema¹⁰, lo que conlleva un riesgo de proliferación de instalaciones de dudosa necesidad para el conjunto del sistema. Este problema podría solucionarse de dos formas: la primera sería hacer desaparecer el concepto de planificación de mínimo, con lo que toda nueva instalación tendría que estar incluida en la planificación; y la segunda solución podría ser que la retribución económica incentivara sólo a las instalaciones

más eficientes, por ejemplo por el uso de las mismas. Sin embargo, esta última solución plantea serias dificultades, ya que nuevas instalaciones que no fueran el fruto de la planificación podrían entrar en conflicto con las provenientes de la misma, por ejemplo provocando una disminución en su utilización. Y al estar garantizada la viabilidad económica de las instalaciones fruto de la planificación se tendería, en consecuencia, a un encarecimiento del sistema regulado. Esto es, la convivencia de un sistema planificado con uno libre, sujetos al mismo régimen retributivo, parece muy compleja.

Sin embargo, este concepto de planificación de mínimos no aparece referido a la planificación eléctrica. Por consiguiente, además, por cuestiones de coherencia con el sistema eléctrico, podría ser más adecuada que la planificación de la red de gas fuera realmente vinculante; esto es, suprimir el concepto de mínimos en la misma, e incluir en la planificación las plantas de regasificación.

Esta planificación tiene que ser realizada por el Gobierno, a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas, a partir de las propuestas de desarrollo realizadas por el gestor técnico del sistema, ya sea eléctrico o gasista, con la participación de los agentes.

Finalmente, en el capítulo de redes, para el caso de la red de distribución, la seguridad del suministro, es una obligación de la empresa distribuidora¹¹, que ha de proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas. Por consiguiente, se debe asegurar que la retribución de la actividad de distribución presente incentivos adecuados a su desarrollo. La retribución mediante una cantidad fijada y que no tenga como patrón relevante la calidad del servicio prestado, puede hacer tender a las empresas a una inversión insuficiente, y en consecuencia, a una pobre seguridad en el suministro.

⁸ En el sector eléctrico la normativa de planificación de la red de transporte se encuentra desarrollada en 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. En el sector del gas, el artículo 64 de la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos introducido por el Real Decreto-Ley 6/2000 atribuye la función de proponer el desarrollo de la red al Gestor Técnico del Sistema.

⁹ Dicho concepto de “mínimo exigible” aparece tanto en el artículo 4 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos como en el recientemente publicado Real Decreto 949/2001, en su Disposición Adicional Segunda, dedicada a la planificación en materia de hidrocarburos.

¹⁰ El artículo 15 del Real Decreto 949/2001 establece lo siguiente: “Las actividades reguladas destinadas al suministro de gas natural serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en el presente Real Decreto con cargo a las tarifas, los peajes y cánones. La retribución de las actividades reguladas atenderá a los criterios generales siguientes: a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el periodo de vida útil de las mismas. b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos”.

¹¹ Artículo 74 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y artículo 41 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

b) La seguridad del suministro en el corto plazo

Un suministro seguro en el corto plazo supone que todos los elementos de gestión, casación, operación, control, reserva, protección, comunicación, etc., funcionan correctamente haciendo que el consumidor reciba su producto en las condiciones adecuadas de calidad.

En el corto plazo, las responsabilidades son más inequívocas.

Los transportistas deben prestar el servicio de forma regular y continua, conforme a las instrucciones impartidas por el gestor técnico del sistema, con los adecuados niveles de calidad y mantener las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica¹².

También, es obligación de los distribuidores el garantizar un suministro de forma regular y continua y mantener las

instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica¹³.

Finalmente, corresponde al gestor técnico del sistema la responsabilidad de garantizar la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación, del sistema de producción y transporte para el caso eléctrico o entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución, en el caso del gas¹⁴.

En todo caso, el suministro seguro en el corto plazo es consecuencia directa de las decisiones de inversión en el largo plazo, y por consiguiente, será heredero de los aciertos o errores del mismo.

En definitiva, la seguridad del suministro es, y seguirá siendo, algo primordial en los mercados de gas y electricidad¹⁵.

¹² Ver artículo 68 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos y artículo 7 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

¹³ Ver artículo 74 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y artículo 41 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

¹⁴ Ver artículo 34 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y Artículo 64 de la Ley 34/1998 de 7 de octubre del sector de hidrocarburos, incluido por el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

¹⁵ La importancia que en la Unión Europea se está dando a la seguridad en el abastecimiento energético se pone de manifiesto en el libro verde de la Unión Europea "Towards a European Strategy for the security of energy supply".

3. La situación actual

La preocupación por la seguridad del abastecimiento energético es común a los países miembros de la Unión Europea. El consumo cada vez mayor de energía y la dependencia externa ha llevado a la Comisión Europea a elaborar el pasado año el libro verde¹ “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”, en el que se examina, entre otros, el problema de la seguridad del abastecimiento en Europa y su relación con la creación del mercado interior de la electricidad y el gas.

Una de las conclusiones del mencionado libro verde es que la integración de los mercados de la energía contribuye a la seguridad del suministro.

Para favorecer la integración de los mercados, nacieron las Directivas europeas de gas y electricidad. Las Directivas sobre la electricidad y el gas, adoptadas en 1996 y 1998 y aplicadas en febrero de 1999 y agosto de 2000 respectivamente, han permitido sentar las bases para la consecución de un mercado interior en competencia en ambos sectores. La normativa española también ha avanzado en este sentido, contribuyendo a aumentar la eficacia del sector energético y la competitividad de su economía.

La Comisión Europea en su propuesta de modificación de Directiva², considera que un objetivo básico de servicio público –como es el derecho de los consumidores domésticos a un suministro eléctrico en condiciones razonables- debe verse como un objetivo subyacente del mercado interior. Por ello, propone a los Estados Miembros que adopten las medidas necesarias para garantizar este derecho. En particular, las encaminadas a garantizar los niveles adecuados de mantenimiento y desarrollo de la infraestructura y las interconexiones.

Estas medidas de salvaguardia deben garantizar que se evite la situación creada en California, donde se ha observado una falta de suministro de energía eléctrica y una escalada artificial de sus precios. Ello se ha debido a una combinación de factores: prácticas de precios anticompetitivas y oligopolísticas; imposibilidad de compensar los riesgos mediante acuerdos de suministro a largo plazo; fuerte incremento de la demanda; falta de nuevas instalaciones de generación por estrictas restricciones urbanísticas; entorno normativo incierto; congelación de los precios al por menor; falta de interconexiones y acuerdos de suministro con los Estados colindantes; carencia de acuerdos comerciales adecuados con otros Estados, etc.

Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía ha publicado recientemente un estudio³ en profundidad sobre la política energética de nuestro país, (que es miembro de dicha organización). Corresponde a la revisión realizada por dicha agencia para el año 2001, tras la anterior edición publicada hace ahora cinco años. Este informe describe a España como uno de los países más avanzados en el proceso de liberalización de los mercados energéticos, aunque aún necesita hacer frente a los desafíos que se presentan para seguir adelante con dicho proceso durante la próxima década.

Entre sus recomendaciones de carácter general, se apunta que “España necesita asegurar que puede hacer frente a la demanda creciente de energía. Debe introducir la competencia plena en los mercados del gas, petróleo y electricidad, a la vez que controla el crecimiento de las emisiones de CO₂, las cuales desestabilizan el clima del planeta”. Así pues, teniendo en cuenta que el mercado español sólo es capaz de generar el 25% de la energía que necesita, la Agencia Internacional de la Energía aprueba el énfasis hecho por nuestro país en materia de seguridad de suministro y señala la necesidad de seguir en esta línea, pero sin afectar negativamente a la competencia.

¹ Commission of the European Communities, *Green Paper* “Towards an European strategy for the security of energy supply”, 29 November 2000.

² Comisión de las Comunidades Europeas. Bruselas, 13-3-2001 COM(2001) 125 final.

³ Energy Policies of IEA Countries. Spain 2001 Review.

Se contemplan una serie de factores y recomendaciones que, bajo su criterio, deberían tenerse en cuenta en el desarrollo de nuestro mercado energético. Entre ellas se encuentra la necesidad de continuar con la revisión de las proyecciones de oferta-demanda vigilando el elevado crecimiento de la demanda y progresar en el camino de la liberalización, incrementar el número de agentes en el mercado energético con el objetivo de estimular la competencia dentro del mismo, concretar los detalles técnicos para la apertura total del mercado gasista y eléctrico y ayudar a los pequeños consumidores a prepararse para ese momento, así como fomentar la construcción de nuevas entradas al sistema o el aumento de la capacidad de las existentes, en el caso del gas asegurar que la obligación de diversificación no suponga una barrera de entrada a nuevos agentes, y en el caso eléctrico comprobar que los pagos y subsidios a dicho mercado funcionan efectivamente y promocionan la eficiencia del sistema. Estas medidas se encuentran en línea con las observaciones realizadas a lo largo de la redacción de este informe y con la propia filosofía y objetivos de la Comisión.

Para resolver el problema de la seguridad del suministro, la Comisión Europea propone que los Estados miembros controlen el equilibrio entre oferta y demanda, las instalaciones previstas y el grado de competencia en el mercado.

Siguiendo este esquema, a continuación se analiza el estado actual del sistema de gas natural y eléctrico, atendiendo tanto al equilibrio oferta-demanda como a la capacidad de las instalaciones de dichos sistemas.

3.1. Estado actual del sistema de gas natural

A continuación se describe el panorama general del sistema de gas natural, como introducción al análisis de su demanda y oferta.

El gas natural en España se caracteriza en particular por su relativamente reciente incorporación al sector energético español, así como por haber mantenido un continuado y fuerte crecimiento durante los últimos años, alcanzando porcentajes de crecimiento en la demanda sensiblemente superiores al crecimiento global de la demanda energética española. Ello ha determinado el relevante aumento de su participación en los balances de energía primaria y final en España.

Las **figuras 3.1.1** y **3.1.2** muestran los significativos cambios habidos en la estructura de las energías primarias⁴ y finales⁵ en España en relación con el gas natural.

⁴ Energía primaria es la energía que no ha sido sometida a ningún proceso de conversión.

⁵ La energía final es la energía suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil.

Figura 3.1.1: Estructura de la energía primaria en España

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	E. Renovables
1993	19,5%	52,5%	6,2%	15,4%	6,4%
1994	18,6%	53,4%	6,7%	14,8%	6,6%
1995	18,5%	53,9%	7,4%	14,3%	6,0%
1996	15,6%	54,5%	8,3%	14,4%	7,3%
1997	16,7%	53,3%	10,3%	13,4%	6,3%
1998	16,0%	53,8%	10,3%	13,4%	6,5%
1999	17,5%	52,6%	11,3%	12,8%	5,8%
2000	17,3%	51,7%	12,2%	12,9%	5,9%

Fuente: MINECO

Figura 3.1.2: Estructura de la energía final en España

Año	Carbón	Prod. Petrolíferos	Gas Natural	Electricidad	E. Renovables
1993	4,7%	64,7%	7,7%	17,4%	5,5%
1994	4,3%	64,8%	8,2%	17,4%	5,3%
1995	3,7%	65,1%	9,1%	17,3%	4,8%
1996	3,3%	64,8%	9,9%	17,3%	4,7%
1997	3,0%	64,7%	10,5%	17,2%	4,5%
1998	3,1%	64,1%	11,6%	17,1%	4,2%
1999	3,0%	62,4%	12,7%	17,8%	4,1%
2000	2,9%	61,6%	13,7%	17,9%	4,0%

Fuente: MINECO

En los últimos siete años, correspondientes al periodo 1993-2000, la participación del gas natural en los balances de energía primaria y final en España se ha doblado prácticamente, alcanzando en el año 2000 una participación del 12,2% en el balance de energía primaria y un 13,7% en el balance de energía final, valores en línea con lo estimado según el PEN 1991-2000.

No obstante y a pesar de estos importantes progresos en la participación del gas natural en el balance energético, a partir de la comparación con otros países desarrollados, se pone de manifiesto que España todavía presenta un porcentaje de participación del gas natural sensiblemente inferior al existente en dichos países, tal como se muestra en la **figura 3.1.3**; siendo por tanto, todavía alto, el potencial de crecimiento en el futuro.

El desarrollo del sector gasista español se ha manifestado en un espectacular crecimiento de las ventas superior al 15% anual entre 1995 y 2000, pasando de un consumo de 8,1 a 16,9 bcm y de 2,7 a 4,2 millones de clientes; y en un aumento de la inversión en las infraestructuras de transporte y distribución con un crecimiento de 3.000 km/año y una longitud de la red de gasoductos de 37.000 km que han permitido gasificar en los últimos cinco años todas las Comunidades Autónomas peninsulares, y un total de 948 municipios.

Por tanto, sólo muy recientemente llega el gas natural a todas las Comunidades Autónomas de la Península.

Ello se consigue con la construcción y puesta en marcha en el año 1998 de los gasoductos: Tuy-Villalba-Llanera y Córdoba-Badajoz, con lo que se inicia el suministro de gas a las Comunidades Autónomas de Extremadura y Galicia. No obstante, todavía quedan por conectar mediante gasoducto importantes ciudades, tal como se pone de manifiesto en el apartado 3.1.3.

Para las Comunidades Autónomas insulares de Baleares y Canarias hay actualmente en estudio planes e iniciativas para dotarlas de las infraestructuras necesarias que hagan posible en el futuro el suministro de gas natural canalizado.

Figura 3.1.3: Participación del gas natural. Energía primaria en el mundo. Año 1999

País	% Energía primaria
EE.UU.	25,2%
Canadá	28,2%
Alemania	21,8%
Francia	13,4%
Italia	33,5%
Reino Unido	37,1%
Australia	17,3%
Japón	13,2%
Total Mundo	24,2%
OCDE	22,3%
Unión Europea	23,1%
ESPAÑA	11,3%

Fuente: Informe Anual de Sedigas 2000

Dada la carencia de gas natural, se prevé que el ciclo combinado que actualmente se está construyendo en Mallorca tenga que funcionar con gasoil. Además, falta por desarrollar la reglamentación singular que ha de regular las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares.

Esta tardía penetración del gas natural en España respecto a otros países europeos se debe, entre otros aspectos, a los problemas derivados de los aprovisionamientos, que han condicionado el tipo de desarrollo e infraestructura gasista existente, y deberán tenerse en cuenta para el diseño de la nueva infraestructura que será necesaria construir en el futuro.

En primer lugar, la práctica ausencia de yacimientos nacionales de gas de tamaño significativo y la lejanía de los yacimientos europeos, obliga a importar la práctica totalidad del gas natural consumido cumpliendo unas políticas de diversificación en los aprovisionamientos, y a disponer de unas reservas de gas suficientes para hacer frente a eventuales problemas en los suministros.

En segundo lugar, nuestra posición periférica en Europa, nos hace estar alejados de los importantes mercados de gas europeos, máxime al estar débilmente interconectados con la red europea, circunstancia que dificulta la traslación a España de los precios del gas vigentes en Europa.

En tercer lugar, por nuestra proximidad con Argelia, importante país productor y con significativas reservas de gas natural, España se abastece en un 60% del total de sus necesidades del gas argelino, siendo esta cifra, la máxima que puede alcanzar un mismo país aprovisionador.

En cuarto lugar, hay una importante participación del Gas Natural Licuado (GNL) en la estructura del aprovisionamiento, alcanzando un 50% del total en el año 2000, y siendo el GNL la fuente principal de gas para

atender al esperado crecimiento de la demanda de los próximos años.

En quinto lugar, los aprovisionamientos de gas se han venido realizando mediante contratos de compra garantizada “*take or pay*” y a largo plazo (20 años), según las prácticas habituales en estos mercados; aunque en estos últimos años, ya son posibles los contratos de suministro de GNL a plazos más cortos, de menos de dos años de duración.

Finalmente, hay que señalar la vinculación existente en los contratos de aprovisionamiento entre los precios del gas natural y la cotización internacional del petróleo y sus derivados, así como la compra del producto en dólares, que origina una gran volatilidad en el precio final del gas y que determina su competitividad frente a otros combustibles.

3.1.1. La demanda de gas natural

La demanda de gas natural según sus usos se origina fundamentalmente en tres segmentos de mercados: doméstico-comercial, industrial y de generación eléctrica. Asimismo, la demanda se reparte geográficamente entre las distintas Comunidades Autónomas, en las que el gas natural presenta un grado de penetración diferente como consecuencia del progresivo desarrollo de la red de transporte y distribución habido en España.

Atendiendo a continuación a estos dos importantes aspectos, el primer apartado analiza la evolución de la demanda registrada en los últimos años en dos partes: la primera relativa a los tres segmentos de mercado mencionados y la segunda según su reparto geográfico en las distintas zonas de consumo.

El segundo apartado hace referencia al reciente mercado liberalizado que surge de los cambios regulatorios experimentados por la industria del gas que introduce la liberalización del sector con el consiguiente cambio en la estructura empresarial y de funcionamiento del mercado.

Evolución de la demanda agregada

El consumo de gas natural en España se situó durante el año 1999 en 150.191 millones de termias (Mte) o su equivalente 174.672 GWh, en 2000 en 169.201 Mte (196.781 GWh) y en el primer semestre de 2001 el consumo acumulado fue de 89.703 Mte (104.325 GWh). La **figura 3.1.4** muestra que las tasas crecimiento anual del consumo en los tres últimos años han registrado valores elevados, por encima del 12%, si bien se observa un cierto cambio en la tendencia en los primeros meses del año 2001.

Así, en la **figura 3.1.5** se aprecia, que desde noviembre de 2000, hay una continua disminución en la tasa de crecimiento anual del consumo, que llega a valores cercanos al 4%, en consonancia con las tasas de crecimiento de los mercados más maduros del resto de

energías. Esta variación en las tasas de crecimiento, se puede explicar mediante el análisis de los distintos mercados que componen la demanda, de su reparto geográfico en las diferentes zonas de consumo, así como del análisis del resto de variables que influyen en el consumo de estos mercados, tales como los precios, la climatología, la coyuntura económica, etc.

La demanda por segmento de mercado

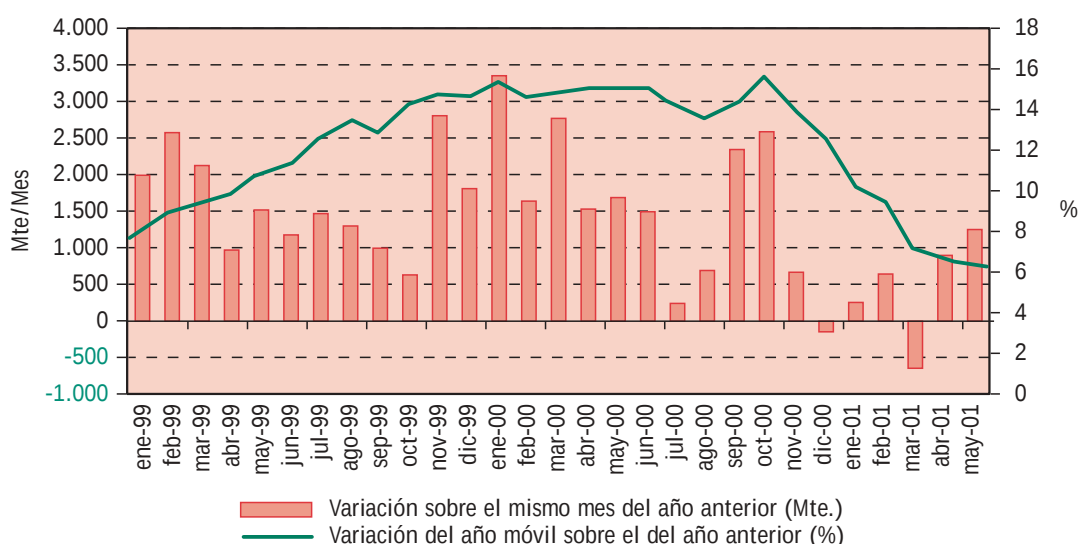
Como se ha señalado anteriormente en el mercado del gas natural cabe diferenciar, según sus usos y consumidores, tres segmentos: doméstico – comercial, industrial, y el destinado a la generación de energía eléctrica. Por sus características, dichos mercados muestran comportamientos particulares que requieren un análisis individual.

Figura 3.1.4: Evolución de la demanda agregada de gas natural en España

Demanda agregada en Mte				Crecimiento %		
1998	1999	2000	1 ^{er} sem. 2001	99/98	00/99	1 ^{er} sem. 01/00
131.011	150.191	169.201	89.703	15%	13%	4%

Fuente: ENAGAS

Figura 3.1.5: Evolución en la tasa de crecimiento de la demanda agregada en el año móvil



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos. MINECO

El *mercado doméstico – comercial* se compone de aquellos suministros de gas que en régimen firme se destinan al consumo residencial y al sector servicios, principalmente para usos térmicos. Se caracterizan por la estacionalidad de su demanda y su elevada correlación con la temperatura, que es la principal responsable de las puntas de consumo en el invierno. Este mercado se compone de un gran número de clientes, que alcanza los 4,2 millones en el año 2000, con pequeño consumo unitario, de aproximadamente 7.000 termias / año.

El *mercado industrial* se corresponde con los consumos de gas realizados por el sector industrial para sus procesos productivos. Se caracteriza por un consumo estable de gas a lo largo del año, excepto en agosto que es el mes habitualmente destinado a la parada por mantenimiento y vacaciones. El número de clientes es pequeño, alcanzando la cifra de 4.617 en el año 2000, y su consumo unitario es elevado (28,1 Mte/año) y sensible a las variaciones en el precio del gas. Según el régimen de suministro, cabe distinguir entre los consumidores firmes, interrumpibles, materia prima, y de GNL. En particular merece una

especial mención, por su interrelación con el mercado eléctrico, el consumo de gas para cogeneración que se realiza dentro de los consumos firmes.

El mercado de *generación eléctrica* se compone de suministros de carácter interrumpible destinados a centrales de producción de energía eléctrica de fuel/gas. Tienen un consumo irregular de gas a lo largo del año que depende fundamentalmente del diferencial de precios en cada momento entre el gas y el fuel y las necesidades del mercado eléctrico.

Según se puede observar en la **figura 3.1.6**, la evolución de la demanda ha sido diferente para cada uno de los tres segmentos de mercado indicados.

Evolución de la demanda doméstico-comercial

La evolución de la demanda doméstico comercial depende básicamente de la temperatura, y del crecimiento del número de clientes; consecuencia por un lado, del esfuerzo comercial de saturación para la captación de clientes en las redes existentes, y por otro lado, de la inversión que se haya realizado en cada

Figura 3.1.6: Evolución de la demanda por segmentos de mercado

Demanda de gas natural por sector de consumo en Mte					Crecimiento			
Mercados	1998	1999	2000		1 ^{er} sem. 2001	99/98	00/99	1 ^{er} sem. 01/00
			Mte	% s/ total				
Doméstico – comercial	23.262	27.831	29.649	18%	17.595	20%	7%	2%
Industrial	101.552	115.759	130.633	77%	69.554	14%	13%	7%
Generación eléctrica	6.197	6.601	8.919	5%	2.454	7%	35%	-40%
Total	131.011	150.191	169.201	100%	89.703	15%	13%	4%

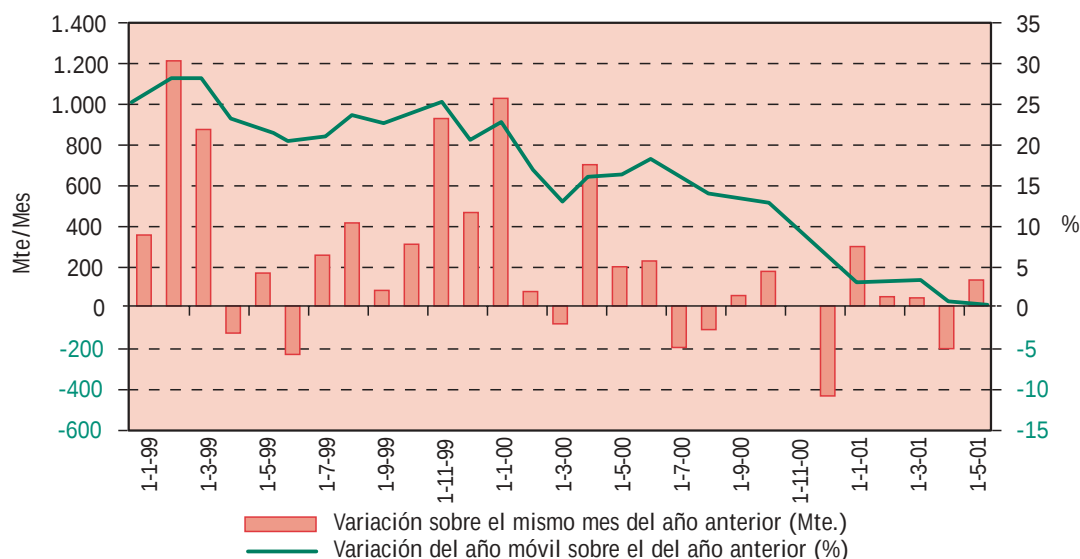
Fuente: ENAGAS, S.A.

Figura 3.1.7: Evolución de la demanda doméstico-comercial

Mercado Doméstico-Comercial en Mte				Crecimiento		
1998	1999	2000	1 ^{er} sem. 2001	99/98	00/99	1 ^{er} sem. 00/01
23.262	27.831	29.649	17.595	20%	7%	2%

Fuente: ENAGAS, S.A.

Figura 3.1.8: Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda doméstico-comercial



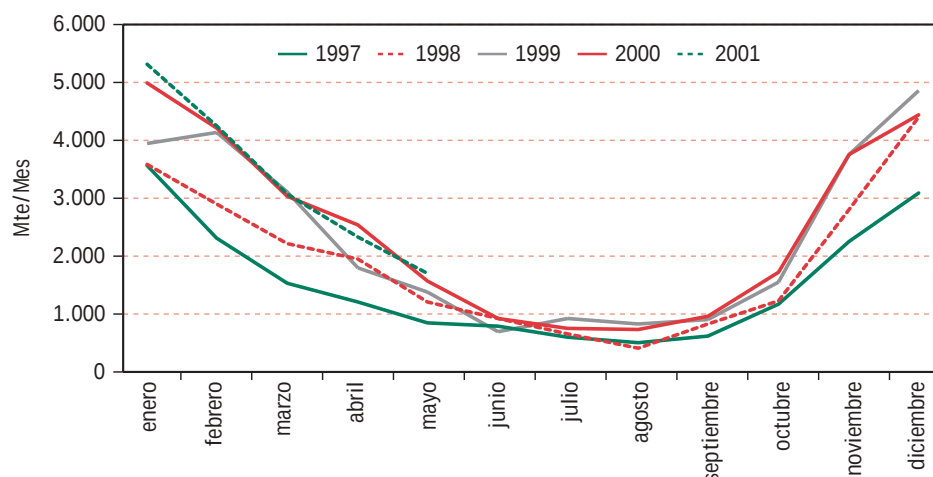
Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

año para la expansión de las redes y captación de clientes en nuevas zonas geográficas y municipios.

El consumo de gas natural para usos doméstico-comerciales en España se situó durante el año 2000 en 29.649 Mte, siendo en el primer semestre de 2001 el consumo acumulado de 17.595 Mte. Como se muestra en las **figuras 3.1.7 y 3.1.8** la tasa de crecimiento anual del consumo en los tres últimos años ha evolucionado a la baja: en 1999 fue de 20%, en 2000 de 7% y en el primer semestre de 2001 de 2%.

El análisis mensual de las variaciones del consumo en este mercado representado en la **figura 3.1.9** muestra que los crecimientos registrados en la demanda se originaron principalmente durante los inviernos 1998/99 y 1999/00. También se observa el escaso crecimiento habido en el invierno 2000/01 como consecuencia de las suaves temperaturas invernales, que en el último año, es una de las causas principales del bajo crecimiento de este mercado.

Figura 3.1.9: Evolución de la demanda doméstico-comercial



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

No obstante, el sostenido esfuerzo comercial e inversor realizado por las compañías distribuidoras se pone de manifiesto por el incremento experimentado en el número de clientes y en los nuevos municipios con suministro de gas, que mantienen el crecimiento habido en años anteriores (ver **figura 3.1.10**), y que permitirá en el futuro continuar con los aumentos en la demanda.

Por otra parte, el precio de referencia de las tarifas de gas doméstico comerciales ha aumentado un 23% entre febrero de 2000 a febrero de 2001, lo que aumenta la factura por el consumo de gas natural de las familias y, a pesar de su poca elasticidad al precio, podría estar incentivando la moderación de la demanda de estos consumidores.

En definitiva, el consumo doméstico-comercial muestra durante los años 2000 y 2001 un menor crecimiento que en años anteriores, que se explica por razones coyunturales relacionadas con un invierno cálido y en menor medida por un fuerte incremento de los precios del gas natural; aunque es de prever que las tasas de crecimiento tenderán a

recuperarse en el futuro ya que se mantiene la captación de nuevos clientes y la penetración en nuevos municipios.

Evolución de la demanda industrial

La evolución de la demanda industrial está relacionada con los niveles de precios del gas natural y su competitividad respecto a las energías alternativas, de la coyuntura económica, de la expansión de las redes, así como de la producción de electricidad mediante instalaciones de cogeneración con gas.

El consumo de gas natural para usos industriales en España, como muestra la **figura 3.1.11**, se situó durante el año 1999 en 115.759 Mte, en el 2000 en 130.633 Mte y en el primer semestre de 2001 el consumo acumulado fue de 69.554 Mte. El crecimiento anual del consumo industrial se mantuvo en 1999 y 2000 en torno al 13%, pero la variación anual del crecimiento en el primer semestre de 2001, respecto a 2000, se muestra considerablemente inferior con una tasa del 7% (ver **figuras 3.1.11 y 3.1.12**).

Figura 3.1.10: Evolución del número de clientes y precios del gas natural de los usos doméstico-comerciales

Variables relacionadas con la evolución del mercado doméstico- comercial	1998	1999	2000
Número de clientes (miles)	3.426	3.773	4.122
Incremento en el número de clientes (miles)	269	347	349
Consumo anual medio por cliente (te)	6.790	7.376	7.193
Nº municipios con suministro de gas natural/ manufacturado	746	876	948
Precio de referencia tarifas doméstico-comerciales (PTA/te)	6,90 – 6,67	6,48 – 6,89	7,33 – 8,33

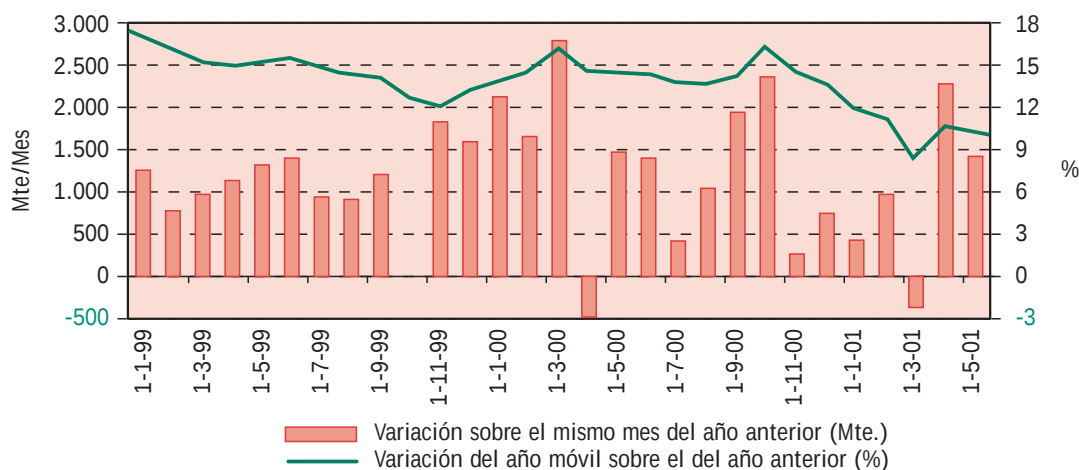
Fuente: CNE, Sedigas

Figura 3.1.11: Evolución de la demanda para usos industriales

Demanda de gas natural industrial en Mte				Crecimiento %	
Mercados	1998	1999	2000		99/98
			Mte	% s/ total	00/99
Industrial total	101.552	115.759	130.633	100%	14%
• Firme	79.756	92.912	103.200	79%	16%
• Interrumpible	16.267	17.598	22.208	17%	8%
• Amoníaco	5.529	5.249	5.225	4%	-5%

Fuente: ENAGAS, S.A.

Figura 3.1.12: Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda para usos industriales



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

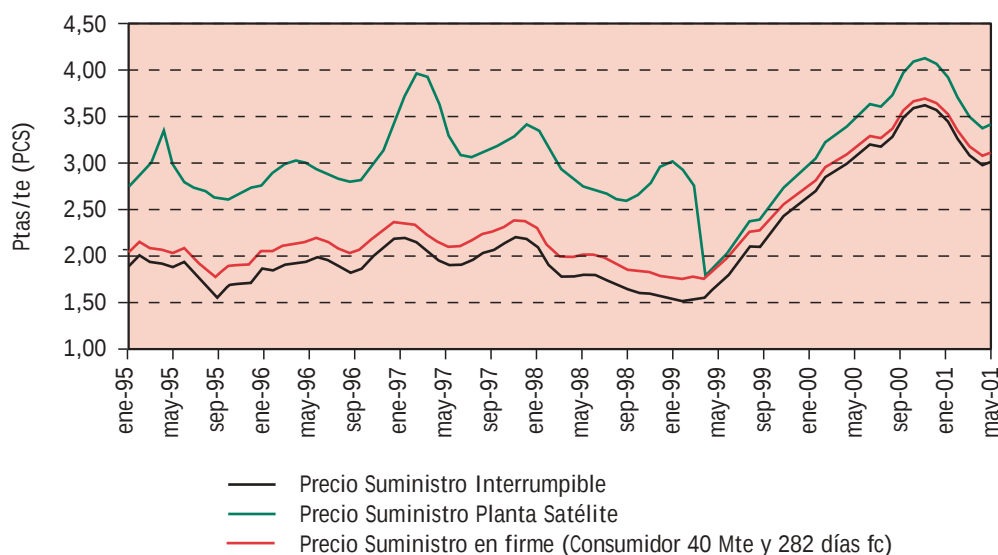
Dentro del mercado industrial el consumo firme es el más importante y supone el 79% del total, correspondiendo un 17% a los suministros interrumpibles y el resto al consumo destinado a la producción de amoníaco.

El mencionado descenso en la primera parte del año 2001 en las tasas de crecimiento en el mercado industrial puede ser consecuencia de la escalada en los precios del gas, así como de la desaceleración económica que afecta especialmente a los índices de producción industrial y de la desfavorable evolución observada en el mercado de

cogeneración y en el consumo de los clientes acogidos a interrumpibilidad.

Las tarifas del gas natural para los tres tipos de suministros industriales, firme, interrumpible y planta satélite, están indexadas a los precios del petróleo y sus derivados. Su crecimiento continuado desde mayo de 1999 ha dado lugar a fuertes aumentos en los precios del gas desde dicha fecha. Así, las tarifas firme, interrumpible y para planta satélite crecieron continuamente desde mayo de 1999 hasta el máximo habido en enero de 2001: pasando de 1,8 a 3,7

Figura 3.1.13: Evolución de las tarifas para usos industriales de gas natural



Fuente: CNE

PTA/te; de 1,6 a 3,7 PTA/te; y de 1,8 a 4,2 PTA/te respectivamente. Su evolución se muestra en la **figura 3.1.13**.

Así como la coyuntura económica del periodo se muestra muy favorable entre 1998 y 2000, a partir del año 2001 la producción industrial empieza a contraerse y las tasas interanuales de crecimiento arrojan valores negativos, ver **figura 3.1.14**.

Figura 3.1.14: Evolución del PIB y del índice de la producción industrial

Años	PIB	Índice de Producción industrial Tasa de crecimiento
1998	4,3	5,4
1999	4,0	2,6
2000	4,1	4,0
2001- I trimestre	3,3	
2001 II trimestre	3,0	-1,2

Fuente: Banco de España

Demanda industrial firme

El segmento del mercado industrial en firme es el más importante en el total de la demanda agregada. Se compone en un 62 % de los consumos destinados a los usos térmicos propios de los diferentes procesos industriales y en un 38% se destina al mercado de la cogeneración. Por modalidad de suministro cabe a su vez distinguir un 6% de suministros mediante plantas satélites de GNL destinados también a usos

térmicos y de cogeneración, siendo el resto del gas suministrado mediante canalización (ver **figura 3.1.15**).

La demanda para usos térmicos del mercado industrial firme muestra una evolución de la tasa de crecimiento sostenida en torno al 10% - 14% durante los tres últimos años.

En el mercado industrial firme ha sido significativa la contribución del mercado de cogeneración, que ha venido creciendo a tasas superiores a la de los consumos destinados a usos térmicos. Esta situación se modifica durante el año 2000, reduciendo su crecimiento a una tasa del 6% como consecuencia del continuo incremento en los precios del gas que se experimenta desde mayo de 1999 y se agrava durante el invierno 2000/2001 por los precios más reducidos registrados en el pool eléctrico, lo que ocasiona la aparición de tasas negativas de crecimiento (ver **figura 3.1.16**).

El consumo de la cogeneración depende de la favorable relación entre los precios del gas y la retribución por la energía eléctrica vertida a la red⁶ así como de la potencia instalada en cogeneración.

⁶ La remuneración de la cogeneración es de dos tipos: si la instalación está acogida al R.D. 2366/1994 el kWh vertido a la red se remunera en función de unas primas específicas publicadas anualmente, si la instalación se acoge al R.D. 2818/1998 el kWh vertido a la red se remunera según el precio del pool eléctrico más una prima establecida anualmente.

Figura 3.1.15: Evolución de la demanda industrial de uso no interrumpible

Demanda de gas natural industrial firme en Mte				Crecimiento		
Mercados	1998	1999	2000		99/98	00/99
			Mte	% s/total		
Firme total	79.756	92.912	103.200	100%	16%	12%
• Canalizado	77.749	89.040	97.982	95%	15%	12%
• No canalizado. Plantas satélite ⁽¹⁾	2.007	3.872	5.218	5%	93%	35%
• Usos térmicos	49.246	55.843	63.867	62%	10%	14%
• Cogeneración ⁽²⁾	30.510	37.069	39.333	38%	21%	6%

(1) No incluye el GNL destinado a plantas de regasificación de compañías distribuidoras para su posterior suministro a cliente doméstico- comercial

(2) Valor estimado a partir de la producción de energía eléctrica vertida a la red, suponiendo un autoconsumo del 25% y un rendimiento eléctrico medio del 36%

Fuente: Enagas, S.A., REE y CNE

Figura 3.1.16: Evolución del mercado de la cogeneración de gas natural

Variables relacionadas con la evolución de la cogeneración de gas natural	1998	1999	2000	1 ^{er} sem. 2001	Crecimiento		
					99/98	00/99	1 ^{er} sem. 01/00
Consumo cogeneración gas natural (Mte) ⁽¹⁾	30.510	37.069	39.333	18.096	21%	6%	-11%
Producción de cogeneración de gas natural vertida a la red (GWh)	9.032	10.974	11.644	5.357	21%	6%	-11%
Potencia instalada (MW)	2.247	2.537	3.003	3.190	13%	18%	22%
Precio suministro en firme (pta/te)	2,06	2,05	3,17	3,40	0%	55%	17%
Precio medio ponderado pool eléctrico (pta/kWh)	.	4,45	5,09	4,52	4%	19%	-23%

(1) Valor estimado a partir de la producción de energía eléctrica vertida a la red, suponiendo un autoconsumo del 25% y un rendimiento eléctrico medio del 36%

Fuente: REE, CNE, OMEL

Respecto a la relación entre los precios del gas y la retribución de la energía eléctrica vertida a la red, durante el primer semestre de 2001 se dieron dos circunstancias: por una parte, la tarifa firme para usos industriales creció respecto del mismo semestre de 2000 un 17%, lo cual redujo el margen bruto de explotación del kWh producido; por otra parte, los precios del pool eléctrico cayeron en el mismo periodo un 23%, provocando una caída adicional en el margen de aquellas instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 cuya retribución se calcula en función de dicho precio.

Ambos factores dieron lugar a que algunas instalaciones redujeran su producción de electricidad vertida a la red, en especial, durante las horas valle en las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998, cuya retribución depende del precio del pool, con la consiguiente reducción de su consumo de gas en el segmento industrial firme.

A pesar de la caída en la retribución de la cogeneración durante los años 2000 y 2001, la inercia existente en la construcción de nuevas plantas, ha supuesto una continuada incorporación, hasta la fecha, de nuevas instalaciones de cogeneración. Ello se observa por el continuado aumento de la potencia instalada, manteniendo

la tendencia observada en los últimos años; por tanto, se mantiene y aumenta el potencial de consumo de gas de este mercado, permitiendo en el futuro, que su consumo pueda recuperarse.

La potencia disponible en grupos de cogeneración con gas alcanza a finales del primer semestre de 2001 un valor de 3.190 MW, con un crecimiento sobre el mismo semestre del año anterior del 22%.

El consumo de gas natural mediante plantas satélite de GNL se destina a aquellos puntos de consumo no conectados al sistema de transporte por gasoducto que se aprovisionan mediante camiones cisterna. Por tratarse de un mercado incipiente, el desarrollo de los suministros para plantas satélites ha crecido de forma considerable desde 1997 y registra una alta tasa de crecimiento del 35%, entre 1999 y 2000, que podría mantenerse en el corto plazo si continúan las condiciones comerciales que han permitido los crecimientos alcanzados, así como si se dispone de los suficientes cargaderos en las plantas de regasificación. En todo caso, a largo plazo, y a medida que se incrementa la red de gasoductos, las plantas satélites irán desapareciendo y su mercado será integrado en la red.

Demanda industrial interrumpible

Este segmento ocupa el segundo lugar en importancia por su volumen dentro del conjunto del mercado industrial suponiendo un 17% del mismo. El consumo en 1999 fue de 17.598 Mte y en el año 2000 de 22.208 Mte, con un incremento del 26%, tal y como muestra la **figura 3.1.17**.

La estimación existente en este mercado para el conjunto del año 2001 no se encuentra en la línea recomendada, ya que se espera un consumo de 18.000 Mte, suponiendo una reducción sobre el año 2000 de unos 4.000 Mte. Esta disminución se puede explicar en primer lugar, por una falta de competitividad coyuntural con las energías alternativas, en segundo lugar, por la baja diferencia existente entre los precios del gas en régimen firme e

Figura 3.1.17: Evolución de la demanda industrial de gas natural de uso interrumpible

Demanda industrial interrumpible	1998	1999	2000	Crecimiento	
				99/98	00/99
Consumo interrumpible (Mte)	16.267	17.598	22.208	8%	26%
Precio suministro interrumpible (PTA/te)	1,84	1,87	3,08	2%	65%

Fuente: ENAGAS, S.A

Este mercado se caracteriza, de un lado, por el menor precio del gas en relación con los suministros firmes, y por otro lado, por el posible empleo de combustibles alternativos al gas, principalmente el fuel-oil en los procesos industriales, permitiendo la interrupción del suministro de gas, si se suministra a tarifa regulada por parte de la distribuidora con un preaviso mínimo de 24 horas. Esto proporciona una cierta variabilidad a la demanda de gas.

Esta peculiaridad de uso de una energía alternativa al gas natural otorga ciertas ventajas tanto al consumidor como al sistema gasista, ya que en el primer caso, el consumidor puede elegir la energía que tenga el precio más ventajoso en cada momento, y al sistema gasista le permite gestionar la demanda global o local, suprimiendo los suministros de gas a los clientes interrumpibles en los momentos en que el sistema lo requiera.

Por tanto, este mercado tiene una importancia singular por su posibilidad de contribuir a moderar la demanda de gas en momentos punta, mejorando la seguridad del suministro en el sistema y evitando mayores inversiones en infraestructuras, por lo que podría resultar aconsejable su mantenimiento, también en el mercado liberalizado y, eventualmente, incentivar su crecimiento.

interrumpible, que puede incentivar el paso de clientes en régimen interrumpible al régimen firme, y finalmente, por la posible salida de estos consumidores desde el régimen a tarifa al mercado liberalizado, donde no está contemplado el régimen interrumpible.

Demanda para materia prima

La demanda de gas natural como materia prima se destina actualmente a la fabricación de amoníaco. Hasta mayo de 2001, los precios se negociaban entre las partes, y a partir de esa fecha, se estableció una tarifa con un valor inferior al resto de tarifas industriales y que, frecuentemente, no cubre ni siquiera el coste de la materia prima.

El amoníaco, destinado fundamentalmente a la producción de fertilizantes y explosivos, es una industria estabilizada por lo que este consumo se mantiene prácticamente constante en torno a valores de 5.200 Mte/año.

Evolución de la demanda de generación eléctrica

Dado que este tipo de generación en general se emplea para solucionar problemas de demanda punta de electricidad y de restricciones técnicas en el suministro

eléctrico, el consumo del mercado de generación eléctrica se muestra errático a lo largo del año. En las centrales térmicas actuales pueden utilizar fuel o gas, por lo que su consumo depende fundamentalmente del diferencial de precios entre los dos combustibles.

Por tanto su evolución está relacionada con los siguientes factores: los precios del fuel y del gas natural; la producción de electricidad mediante otros combustibles (hidraulicidad, carbón, etc.); y la demanda punta de electricidad.

La escalada de los precios del gas, un año de alta hidraulicidad y con temperaturas cálidas, ha dado lugar a un retroceso en el consumo de gas para centrales térmicas del 42% en el primer semestre de 2001 que explicaría en buena parte la reducción de la demanda agregada, tal y como se muestra en la **figura 3.1.18**.

Sólo cuatro Comunidades Autónomas, Cataluña, Valencia, Madrid y País Vasco concentran alrededor del 60% del consumo total peninsular, y junto con Aragón, Andalucía, Castilla-La Mancha y Castilla y León suman el 90% (ver **figura 3.1.19**). Por tanto, la evolución de estos mercados determina enormemente la evolución de la demanda agregada.

Del mismo modo, en las **figuras 3.1.20 y 3.1.21** se observa que la distribución del consumo de gas por segmentos de mercado es diversa entre las Comunidades Autónomas. Esto determina en gran medida la evolución de su demanda, que estará fuertemente ligada a su reparto por segmentos de mercado.

Así, se observa que mientras algunas Comunidades como Castilla-La Mancha o Andalucía presentan, respecto al resto, un desproporcionado porcentaje de su consumo de gas natural destinado a generación

Figura 3.1.18: Demanda de gas natural para generación de energía eléctrica

Consumo Centrales Térmicas (Mte)				Crecimiento		
1998	1999	2000	1 ^{er} sem. 2001	99/98	00/99	1 ^{er} sem. 01/00
6.197	6.601	8.919	2.454	7%	35%	-42%

Fuente: ENAGAS, S.A.

La demanda futura de gas para generación eléctrica se trasladará sobre todo a las centrales de ciclo combinado, y este tipo de centrales convencionales perderán relevancia en el consumo de gas natural.

La demanda de gas por áreas geográficas

La demanda de gas natural peninsular se reparte en tres zonas definidas a partir de la configuración y de la operación del Sistema Gasista: Área del Mediterráneo, Área del Ebro, Área Oeste de Haro. En cada una de estas áreas el gas natural ha penetrado de forma diversa.

eléctrica, un 22 y 12%, otras como Madrid con un 63% tienen un peso del consumo doméstico comercial muy importante. Por otro lado, la Comunidad Valenciana destina un 96% del consumo al mercado industrial y sólo un 4% al doméstico comercial.

Área del Mediterráneo

Valencia, y en especial Cataluña, son las Comunidades que consumen una mayor cantidad de gas natural. Estas dos Comunidades concentran cerca del 50% de la demanda industrial y un 36% de la demanda doméstico comercial.

Figura 3.1.19: Demanda de gas natural por Comunidades Autónomas y zonas geográficas en la Península (bcm)

Zona geográfica	1999	2000		Crecimiento %	
		bcm	% sobre total	00/99	01/00 ^(*)
Área Mediterráneo	6,48	7,39	43,3%	14,1%	3,0%
Cataluña	3,90	4,45	26,1%	14,1%	1,8%
Comunidad Valenciana	2,41	2,66	16,1%	10,5%	4,4%
Murcia	0,17	0,28	1,1%	65,3%	9,1%
Área Ebro	2,76	3,17	18,5%	14,9%	8,2%
Aragón	0,93	1,03	6,2%	11,2%	10,1%
La Rioja	0,08	0,11	0,5%	38,4%	-0,1%
Navarra	0,39	0,44	2,6%	12,0%	29,5%
País Vasco	1,36	1,59	9,1%	16,8%	1,1%
Área del Oeste de Haro	5,72	6,39	38,2%	11,8%	15,1%
Galicia	0,11	0,20	0,7%	82,2%	30,9%
Asturias	0,37	0,43	2,5%	13,9%	45,2%
Cantabria	0,31	0,32	2,1%	2,0%	33,5%
Castilla y León	0,96	1,10	6,4%	14,9%	15,3%
Madrid	1,27	1,39	8,5%	9,0%	17,2%
Castilla-La Mancha	0,89	1,04	5,9%	16,5%	-0,3%
Andalucía	1,78	1,88	11,9%	5,5%	11,7%
Extremadura	0,04	0,06	0,2%	72,8%	31,0%
TOTAL PENÍNSULA	14,96	16,96	100,0%	13,4%	8,5%

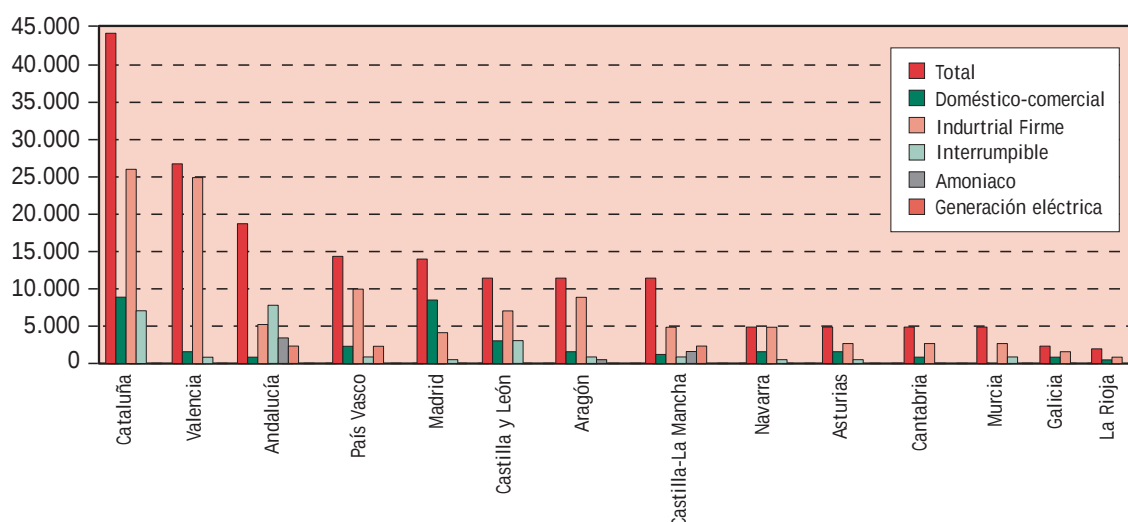
Fuente: ENAGAS, S.A.

Figura 3.1.20: Distribución de la demanda de las áreas geográficas por segmentos de mercado

Zona geográfica	Doméstico-comercial		Industrial		Generación eléctrica	
	% consumo área	% total nacional	% consumo área	% total nacional	% consumo área	% total nacional
Área Mediterráneo	14%	36%	81%	46%	4%	36%
Cataluña	21%	32%	72%	25%	7%	36%
Comunidad Valenciana	4%	4%	96%	20%	0%	0%
Murcia	3%	0%	97%	2%	0%	0%
Área Ebro	14%	15%	82%	19%	4%	14%
Aragón	12%	4%	85%	7%	3%	4%
La Rioja	28%	1%	72%	1%	0%	0%
Navarra	20%	3%	80%	3%	0%	0%
País Vasco	13%	7%	81%	9%	6%	10%
Área del Oeste de Haro	22%	49%	71%	35%	7%	50%
Galicia	19%	1%	81%	1%	0%	0%
Asturias	25%	4%	75%	2%	0%	0%
Cantabria	13%	1%	87%	2%	0%	0%
Castilla y León	21%	8%	79%	7%	0%	0%
Madrid	63%	30%	37%	4%	0%	0%
Castilla-La Mancha	6%	2%	73%	6%	22%	25%
Andalucía	4%	3%	84%	12%	12%	25%
Extremadura	4%	0%	96%	0%	0%	0%
TOTAL PENÍNSULA	17%	100%	77%	100%	5%	100%

Fuente: Compañías distribuidoras

Figura 3.1.21: Demanda por segmentos de consumo y Comunidades Autónomas



Fuentes: Compañías Distribuidoras

Durante el año 2001 el crecimiento del consumo de gas, respecto a años anteriores, muestra signos de moderación en las dos Comunidades.

Cataluña es el mercado más maduro de todas las Comunidades Autónomas, ya que inició su gasificación hace más de 30 años. Muestra una evolución muy favorable en todos los años, si bien, experimenta una moderación en la tasa de crecimiento esperada del 2001 como consecuencia de una contracción en el consumo de gas para generación eléctrica y un menor crecimiento esperado en el mercado industrial interrumpible y firme.

La **Comunidad Valenciana** presenta un alto volumen de consumo industrial destinado al mercado de cogeneración y de azulejeros. En el año 2000 crece a una tasa del 10%, pero, para el 2001, el valor esperado se reduce al 4,4 principalmente por un menor crecimiento esperado del mercado industrial firme e interrumpible.

En **Murcia** el mercado del gas natural es todavía pequeño e incipiente, y presenta la peculiaridad de que un gran número de suministros se realiza a través de plantas

satélites por lo que crece a tasas muy altas. Además, presenta una perspectiva de crecimiento muy importante en consumo industrial.

Área del Ebro

El **País Vasco** es el punto de consumo más importante de esta zona, en especial en el sector industrial. Se observa una moderación en el crecimiento esperado del 1,1%, ocasionado por el mercado industrial.

Aragón es un mercado relativamente importante a nivel nacional y todavía en expansión, con fuertes tasas de crecimiento esperadas en 2001 basadas en especial en el mercado industrial firme.

Navarra presenta una cuota del 3% del mercado nacional. Para el año 2000, tanto en mercado industrial como el doméstico-comercial experimentan tasas de crecimiento altas del 42% y 17%, respectivamente, que las compañías distribuidoras esperan que se repitan en el 2001.

La Rioja después de Extremadura, es el mercado peninsular más pequeño. Tras fuertes tasas de

crecimiento en el año 2000, la contracción esperada del mercado industrial puede dar lugar a un estancamiento del consumo esperado del año 2001.

Área del Oeste de Haro

Madrid es la comunidad con mayor consumo de la zona. Debido al sector servicios, su desarrollo ha sido más importante en el ámbito doméstico-comercial, un 30% sobre el total nacional, que en el industrial, 4% sobre el total nacional. Madrid es un mercado en expansión, con un crecimiento esperado para los años 2000 y 2001 del 9 y el 17%, respectivamente. Este aumento del consumo para el 2001 se espera que se deba sobre todo al segmento industrial para el que se prevé un crecimiento de un 40%.

Andalucía presenta varias peculiaridades: concentra el 34% del mercado interrumpible nacional, destina un 31% del gas a la producción de amoníaco y el 25% al mercado de generación eléctrica. El crecimiento en 2000 del 5% en esta Comunidad se debe tanto al mercado industrial, en especial, el interrumpible, como al doméstico, que registraron valores de 12% y 14%, respectivamente. Su evolución muestra que es un mercado en expansión con potenciales de consumo, y que a pesar de la contracción de la demanda de generación eléctrica y la estabilización de la demanda de amoníaco muestra una tasa de crecimiento esperada del 12% para el año 2001, debido tanto al mercado industrial como al doméstico-comercial.

Castilla y León tiene un elevado desarrollo del mercado gasista. Presenta tasas de crecimiento importantes tanto en el mercado doméstico-comercial como en el industrial del 14% en el año 2000 y se espera que siga creciendo durante el año 2001.

Castilla-La Mancha presenta un comportamiento del mercado positivo para los sectores doméstico-comercial e industrial, si bien, a causa de la caída del mercado de generación eléctrica prevista en el año 2001, las

compañías distribuidoras esperan una desaceleración de la demanda de gas natural.

Galicia: es un mercado incipiente y en expansión con un fuerte crecimiento.

Cantabria es la única Comunidad cuyo consumo de gas en el año 2000 crece por debajo del 5% como consecuencia de la saturación que existe en los municipios con gas. Para el año 2001, se prevé la finalización de la construcción de infraestructuras que permitirán nuevos consumos y crecer a una tasa esperada de 33%.

Asturias: Tiene una cuota del mercado industrial muy importante. Es un mercado en crecimiento que registra tasas para el 2000 del 15%.

Extremadura: Es el mercado peninsular más pequeño con una penetración del gas natural muy reducida ocasionada por su reciente incorporación al mercado de gas.

El mercado liberalizado

El mercado liberalizado en el sector del gas se establece en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, mediante un conjunto de medidas que hacen posible la elección por parte de los consumidores cualificados de su compañía suministradora. Esta nueva posibilidad de suministro, de una manera directa y a corto plazo, no genera nueva demanda, sino una nueva modalidad de suministro al mercado existente descrito en los apartados anteriores.

Por tanto, el mercado liberalizado coexiste con el mercado regulado y compite con el suministro realizado a los consumidores cualificados por las compañías distribuidoras a precios regulados.

En diciembre de 1999, la comercializadora del grupo CEPSA inicia su operación en el mercado liberalizado y es rápidamente seguida por algunas de sus competidoras. Actualmente, de un total de 28 comercializadoras con

autorización provisional, existen cinco operando en el mercado con un volumen total de ventas para el año 2000 de 16.130 Mte, que en el primer semestre de 2001, alcanzan 32.045 Mte.

Respecto a la diversificación, la Ley del Sector Hidrocarburos limita al 60% las importaciones de gas natural desde un mismo país aprovisionador. Sobre las reservas mínimas, la misma Ley en su artículo 98,

Figura 3.1.22: El mercado liberalizado en la demanda de gas natural

Mercados	1 ^{er} sem. 2000		Total 2000		1 ^{er} sem. 2001		Crecimiento
	Mte	% s/total	Mte	% s/total	Mte	% s/total	1 ^{er} sem. 01/00
Doméstico–comercial	17.235	20%	29.649	18%	17.595	20%	2%
Industrial	65.011	75%	130.633	77%	69.653	78%	7%
. Regulado	62.866	73%	114.503	68%	37.608	42%	-40%
. Liberalizado	2.145	2%	16.130	10%	32.045	36%	1.394%
Generación eléctrica	4.200	5%	8.919	5%	2.454	2%	-42%
Total	86.446	100%	169.201	100%	89.702	100%	4%

Fuente: ENAGAS, S.A.

A finales del primer semestre del 2001, la demanda abastecida a través del mercado liberalizado supone un 36% del total, con un crecimiento de 29.900 Mte sobre el mismo semestre del año anterior. Los suministros bajo esta modalidad se vienen realizando a precios inferiores a las tarifas publicadas, con los consiguientes beneficios para los consumidores.

Todo lo indicado nos lleva a concluir que esta nueva forma de comercializar el gas natural superará en el año 2001 claramente a los suministros realizados al mercado industrial mediante el régimen a tarifa, trasladando al mercado liberalizado unos menores precios en beneficio de los consumidores.

3.1.2. La oferta de gas natural

España carece prácticamente de gas natural ya que no posee yacimientos de esta sustancia, por lo que el abastecimiento de gas proviene en más del 98% de otros países. Esto tiene implicaciones directas en la política de seguridad de suministro que obliga tanto a la diversificación de los países suministradores como a un mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

establece a los operadores de gas la obligación de mantener existencias mínimas equivalentes a treinta y cinco de sus ventas firmes.

Por otra parte, España se encuentra en una situación muy alejada de los principales mercados europeos y está débilmente conectada con la red europea.

Asimismo, la proximidad de España con Argelia ha favorecido el abastecimiento de gas argelino hasta el máximo permitido del 60%.

Una particularidad de los aprovisionamientos españoles de gas es la alta participación de las importaciones de GNL, que alcanza el 50% del total en el año 2000 y, se espera que sea el tipo de suministro más empleado en el futuro por los nuevos operadores del mercado liberalizado.

La mayor parte de los aprovisionamientos se negocia con contratos de largo plazo que incorporan una cláusula de compra garantizada "take or pay", que asegura que una vez contratado el gas sea retirado o pagado. Esto se debe a las grandes inversiones iniciales necesarias para explotar

los yacimientos de gas e impone graves restricciones en la liquidez de los mercados de gas.

Para resolver estas limitaciones, recientemente se han desarrollado mercados de oportunidad y a corto plazo de GNL, mercados spot de GNL, que ayudan a resolver marginalmente los problemas de déficit o de exceso de abastecimiento y en los que España, como gran consumidor de GNL, participa activamente.

Los precios de los contratos de aprovisionamiento en su mayoría están vinculados a los de los precios en los mercados spot de productos petrolíferos y sus derivados, lo que confiere una gran volatilidad al precio final del gas.

Con los cambios regulatorios introducidos en la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, se modifica el tradicional sistema de aprovisionamientos en el que ENAGAS, S.A. centralizaba todas las compras de gas natural para el abastecimiento del mercado español y se sustituye por un funcionamiento de mercado, en el que las empresas comercializadoras son las responsables de los aprovisionamientos de sus clientes en el mercado liberalizado, si bien las compañías transportistas han de mantener sus adquisiciones de gas destinadas al abastecimiento del mercado regulado.

Actualmente, el primer grupo aprovisionador en España es el grupo Gas Natural Sdg que a través de su filial Gas Natural Aprovisionamientos gestiona la mayoría de los contratos a largo plazo con los países proveedores de este combustible. Muchos de estos contratos se adquirieron a partir de la escisión de activos de Enagas, S.A. en el año 1999 cuando se realizó la separación jurídica entre ambas sociedades. Desde entonces, Enagas adquiere el gas natural para su suministro al mercado regulado a Gas Natural Aprovisionamientos, S.A., que también suministra a Gas Natural Comercializadora, S.A. que en el primer semestre de 2001 vendió 25.478 Mte, el 80% del mercado liberalizado, que comparte con Cepsa, Shell, BP, Endesa y otras compañías.

Las características de los aprovisionamientos en el marco de la liberalización del sector del gas tienen importantes implicaciones en la gestión y funcionamiento del sistema gasista que condicionan su diseño y su desarrollo en el futuro.

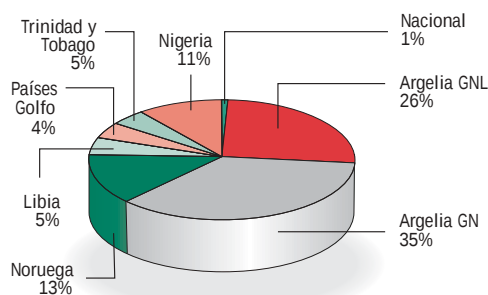
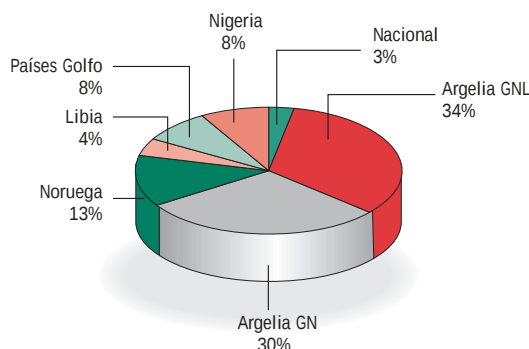
A continuación, se analiza la evolución y la composición de los aprovisionamientos en España, su diversificación por origen, los tipos de contratos existentes la penetración de los nuevos operadores en el mercado liberalizado, así como el nuevo sistema de aprovisionamientos que introduce la liberalización con sus implicaciones.

Descripción de los aprovisionamientos de Gas Natural

Los aprovisionamientos en el año 2000 se situaron en 173.390 Mte, de los cuales se destinaron 3.265 a existencias y 924 fueron mermas y pérdidas del sistema. Para el primer semestre de 2001, los aprovisionamientos fueron de 88.175 Mte, se redujeron las reservas en 1.095 Mte por motivos estacionales, siendo las pérdidas y mermas de 433 Mte.

España se caracteriza por tener una estructura de aprovisionamiento muy concentrada. El 60% de las compras proceden de Argelia, el máximo que permite la Ley, y el 14% de Noruega, representando la producción nacional en torno a un 2%. El resto de los aprovisionamientos tiene diversas procedencias, Nigeria, Trinidad y Tobago etc.(ver **figura 3.1.23**)

La mitad de los aprovisionamientos de gas natural, se recibe por medio de dos conexiones, una con Francia a través del gasoducto de Lacq-Calahorra y otro con el Magreb, que se finalizó en 1996. La otra mitad de los aprovisionamientos son importaciones de GNL procedentes en gran parte también de Argelia, de Nigeria, Trinidad y Tobago, Libia y Países del Golfo. Los barcos de GNL se descargan en las tres plantas de regasificación que existen actualmente: Barcelona, Cartagena y Huelva.

Figura 3.1.23: Origen de los aprovisionamientos en 2000 y primer semestre de 2001
Origen de los aprovisionamientos. Año 2000

Origen de los aprovisionamientos 1^{er} sem. 2001


Fuente: ENAGAS

Figura 3.1.24: Evolución de los aprovisionamientos de gas natural en España por orígenes (Mte)

Países	1995	1996	1997	1998	1999	2000	1 ^{er} sem. 2001
Nacional	5.966	4.327	1.645	1.032	1.369	1.458	2.650
Argelia	45.073	54.159	79.845	86.948	99.623	106.669	55.448
Argelia GNL	45.073	47.738	32.548	35.410	39.236	44.752	29.368
Argelia GN	0	6.421	47.297	51.538	60.387	61.917	26.080
Noruega	14.084	13.201	17.241	22.981	23.028	23.099	11.439
Libia	14.890	12.048	11.164	9.084	9.634	7.993	3.950
Países Golfo	4.135	9.412	13.567	11.152	11.523	5.672	7.450
Trinidad y Tobago	0	0	0	0	7.472	7.875	0
Nigeria	0	0	0	0	764	18.768	7.238
Otros	6.450	4.163	6.191	3.706	2.976	1.855	0
TOTAL	90.598	97.310	129.653	134.903	156.389	173.390	88.175

Fuente: Sedigas y Enagas, S.A.

Esta participación tan alta del GNL en los aprovisionamientos tiene importantes repercusiones en la operación y logística del sistema, ya que las aportaciones o entradas de gas se realizan de forma discreta, mientras que las salidas en la red de gasoductos se producen de forma continua. Esto obliga a coordinar con exactitud las descargas de los barcos de cada planta para que no se produzcan situaciones de desabastecimiento y a mantener en cada momento unas elevadas existencias de gas en costosas infraestructuras de almacenamiento de GNL.

Prácticamente, la totalidad de los contratos son de largo plazo y contienen la cláusula de "take or pay". Por su volumen y antigüedad, los más importantes son los del gas argelino con un precio que históricamente ha sido muy ventajoso, aunque su competitividad depende de la evolución de los precios de la cesta de combustibles derivados del petróleo a los que está indexado.

El 28 de junio de 2001 se aprobó la Orden Ministerial que establecía el reparto del 25% gas natural procedente de Argelia a través del

gasoducto del Magreb para las comercializadoras. Esto representará alrededor de unas 18.500 Mte anuales, un 9% del consumo total esperado para el año 2002, y permitirá aumentar la cuota del mercado liberalizado y el número de comercializadoras en operación. El 75% de este contrato se asigna a Enagas, S.A. para abastecer al mercado regulado.

Los contratos con Noruega son también antiguos e importantes para el abastecimiento del mercado español, porque el gas se recibe por gasoducto a través de la interconexión con Francia y abastece a la parte norte del país con elevadas cuotas de demanda. Estas ventajas compensan el alto precio que el gas noruego tiene respecto al gas argelino o de otras procedencias.

A pesar de esta concentración de los aprovisionamientos, en los últimos años se ha observado una tendencia de diversificación en las fuentes de suministro por áreas geográficas, alcanzándose acuerdos con Nigeria y Trinidad y Tobago, que permitieron iniciar importaciones de GNL en 1999.

Recientemente se han empezado a realizar operaciones en los mercados spot de GNL. En el año 2000, el grupo Gas Natural.sdg, a través de Gas Natural Aprovisionamientos contrató este tipo de suministros que representó alrededor del 5% del total de los aprovisionamientos (ver **figura 3.1.25**).

En el año 2000, también a partir de barcos spot de GNL, participaron en los aprovisionamientos de 4.278 Mte, un 2,5% del total, las nuevas compañías comercializadoras, BP, Cepsa y Shell empleando las plantas de regasificación de Huelva y Barcelona (ver **figura 3.1.26**).

Como muestra la **figura 3.1.27**, en los primeros meses del año 2001, se han reducido las importaciones de gas natural procedentes de Argelia a través del gasoducto del Magreb, que han sido sustituidas por un aumento de las importaciones de GNL procedentes de Argelia, del resto de países aprovisionadores, así como por las entradas de los nuevos comercializadores. Esta caída de las importaciones de Argelia estuvo influida por el menor

Figura 3.1.25: Cargamentos spot de GNL de Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. (año 2000)

Origen	Número de buques	Tipo de buque (m³ de GNL)
Qatar	2	125.000
	4	70.000
Omán	4	125.000
Distrigas (Bélgica)	4	130.000

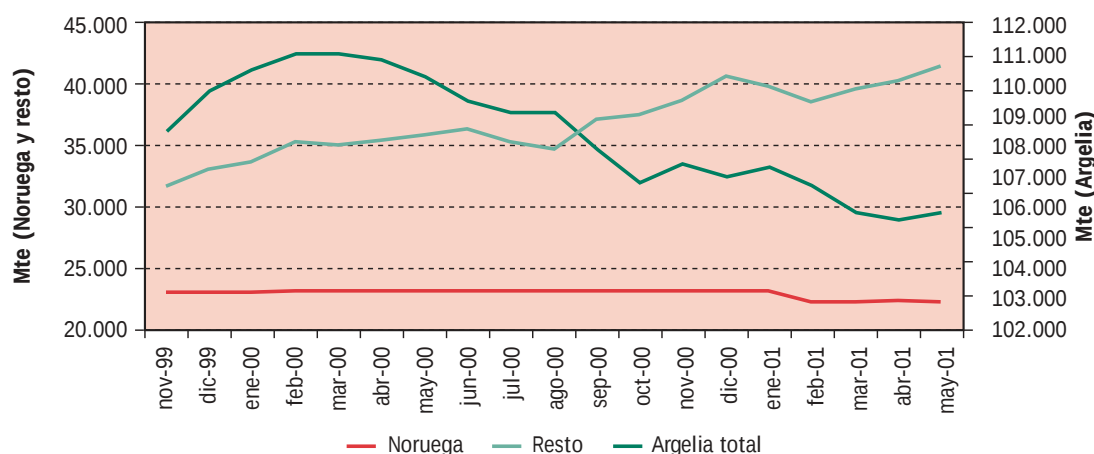
Fuente: Potten&Partners

Figura 3.1.26: Cargamentos de GNL realizados por nuevos operadores en el mercado liberalizado en el año 2000

Compañía	Origen	Número de buques	Tipo de buque (m³ de GNL)	Punto de entrada
BP	Abu Dhabi	2	135.000	Huelva
	Argelia	1	35.000	Barcelona
SHELL	Adgas	1	135.000	Huelva
CEPSA	Argelia	4	35.000	Huelva

Fuente: Potten&Partners

Figura 3.1.27: Evolución de los aprovisionamientos en los últimos 12 meses de Argelia, Noruega y el resto de procedencias



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

crecimiento de la demanda y por el aumento en el precio de la materia prima, consecuencia de la escalada en los precios del petróleo y sus derivados que afectó en mayor medida a los contratos con Argelia.

También los aprovisionamientos de gas noruego, mostraron un ligero retroceso de 0,5% en estos meses, probablemente como consecuencia de un menor crecimiento de la demanda en este año.

Asimismo, durante el inicio del 2001 para hacer frente al menor volumen de gas importado desde Argelia, Noruega y a la oferta de otros comercializadores, a un menor crecimiento de la demanda, así como para aprovechar las posibilidades de arbitraje que ofrecen estos mercados, Gas Natural Aprovisionamientos negoció varios barcos de GNL procedentes de Trinidad y Tobago en el mercado spot de E.E.U.U.⁷

Los precios de los aprovisionamientos de gas natural difieren según el tipo de contrato ya que el precio final acordado en cada uno se calcula bajo fórmulas distintas que dependen de la indexación otorgada a los productos petrolíferos y sus derivados.

Públicamente se conoce el precio de la materia prima (Cmp) que se utiliza en el cálculo de las tarifas doméstico-comerciales, definido como el precio medio de la cesta de aprovisionamientos utilizados para el suministro del mercado regulado y que resulta indicativo del coste del gas en España.

Al estar referido a los precios de los contratos, el Cmp también está indexado a los precios de los productos petrolíferos y sus derivados con unas ponderaciones que se corresponden con la media de los contratos (ver **figura 3.1.28**).

⁷ Según información facilitada por Potten & Partners

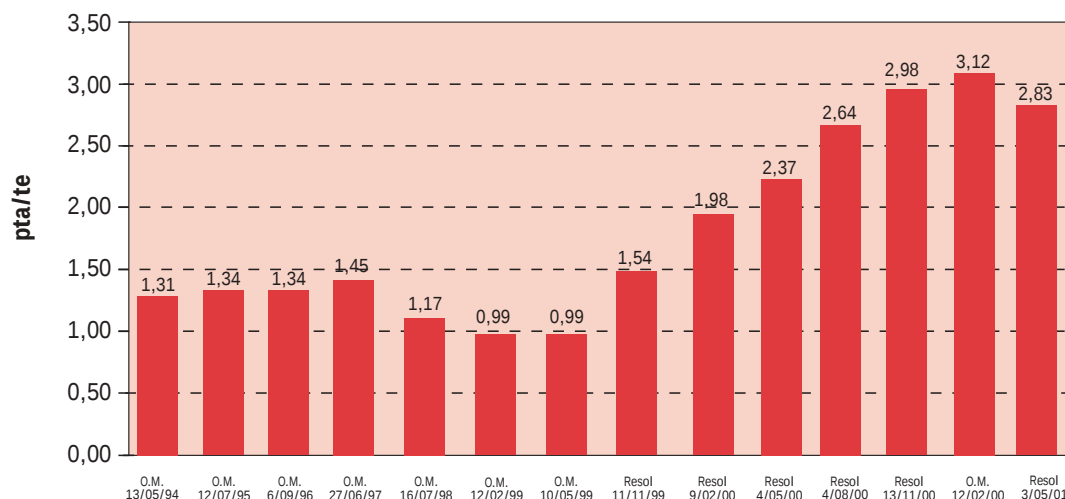
Figura 3.1.28: Fórmula aplicada para el cálculo del Coste de la Materia prima (Cmp) en las tarifas doméstico-comerciales

$$Cmp = 3,1152 \left[\left(0,291 \cdot \left(\frac{AL}{30,99} \right) + 0,35 \cdot \left(\frac{GOC}{298,1} \right) + 0,21 \cdot \left(\frac{FO\ 1\%}{173,74} \right) + 0,13 \cdot \left(\frac{FO\ 3,5\%}{145,97} \right) + 0,02 \right) \cdot \frac{e}{187,74} \right]$$

Fuente: O.M. de 12 de febrero de 2001 de tarifas doméstico-comerciales

AL es el precio de Crudo Arabian Light, GOC es el precio del gasóleo con 0,2% de azufre, FO1% y FO3,5% son los precios de fuel con contenidos máximos de azufre de 1% y 3,5%, respectivamente, y e es el tipo de cambio pta./\$

Figura 3.1.29: Evolución del Coste de la materia prima aplicado en las tarifas doméstico-comerciales (Cmp)



Fuente: BOE

La evolución del Cmp se muestra en la **figura 3.1.29**.

La Orden Ministerial del 12 de febrero de 2001 modificó la fórmula de cálculo del Cmp para adaptarla a las variaciones en la cesta de aprovisionamientos del año 2000 y los previstos para el año 2001. Con esta disposición, se alcanza el valor más alto en la escalada de precios que se inició en mayo de 1999, pasando de 0,99 PTA/te a 3,1 PTA/te.

El nuevo régimen del sistema aprovisionamientos

Hasta 1998, ENAGAS, S.A. se constituía como la única empresa responsable del abastecimiento del mercado español y la encargada de negociar los contratos de aprovisionamiento de gas natural con los países y empresas aprovisionadores.

Esta situación se modifica a partir de la Ley 34/1998 en la que se establece un nuevo sistema de aprovisionamiento bajo el cual las empresas transportistas se encargan de abastecer al mercado regulado, y las compañías comercializadoras adquieren el gas para sus clientes en el mercado liberalizado. Esto multiplica el número de agentes que participan en el mercado de aprovisionamientos.

Aprovisionamientos en el mercado regulado

Enagas, S.A es la única empresa transportista que hasta la fecha adquiere gas natural para su posterior suministro a los consumidores a tarifa. Tras su escisión de activos y separación jurídica de Gas Natural Sdg alcanzó un acuerdo con este grupo para que le abasteciera todo el gas requerido para los mercados a tarifa que Enagas suministrase, dando preferencia a las cantidades de gas correspondientes al contrato de Sagane con Sonatrach, y que en el año 2001, con la Orden Ministerial de 28 de junio sobre el reparto del gas de Argelia, se le asignó en un 75%.

El acuerdo con Gas Natural sdg está previsto que se mantenga mientras la legislación obligue a Enagas a suministrar al mercado a tarifa, y tiene total flexibilidad para que se retiren las cantidades necesarias para el mismo, que aparte del gas del contrato de Sagane podrá ser complementado con GNL procedente de otros contratos que el Grupo Gas Natural tiene con Argelia, Libia y Trinidad y Tobago, que se descargarán en las plantas de regasificación adecuándose a las programaciones.

Por tanto, Enagas tiene una total garantía de suministro basada en los contratos actualmente en vigor y que el

Grupo Gas Natural se compromete a utilizar para atender al mercado de tarifa.

Aprovisionamiento del mercado liberalizado

Por su parte, las compañías comercializadoras o grandes consumidores cualificados adquieren el gas a empresas intermediarias como Gas Natural. Aprovisionamientos, o directamente, a través de contratos con los proveedores en origen. Todos los aprovisionamientos contratados hasta el momento son de GNL y vienen a través de barco, si bien, en el futuro algunas comercializadoras podrán disponer de una parte del 25% del contrato de Sagane por el gasoducto del Magreb.

Implicaciones del nuevo sistema de aprovisionamiento

Al descentralizarse el abastecimiento entre los comercializadores, Enagas y otros transportistas, el equilibrio en el balance de gas exige que se igualen además de la oferta y demanda total, la oferta individual de cada operador con la demanda de sus clientes. Esto puede convertirse en una rigidez si no se crean los mecanismos de flexibilidad que solucionen los desequilibrios puntuales en los balances de gas a través de intercambios ágiles entre comercializadores.

Asimismo, la gestión de los aprovisionamientos resulta más compleja pudiendo crear la necesidad de constituir reservas de gas a disponibilidad del sistema gasista para situaciones de falta puntual de gas cuando alguna de las empresas comercializadoras no pueda atender sus compromisos por sus problemas de aprovisionamiento. Este tipo de reservas se conoce como gas de "back-up".

En definitiva, el nuevo marco liberalizador introduce una mayor complejidad en la gestión de los aprovisionamientos al descentralizarse en la actuación simultánea de diversos agentes en el mercado. Para organizar éste pueden ser necesarios nuevos mecanismos

de intercambio entre los agentes, o mercados secundarios de gas, y la existencia de un gas de "back up" para solucionar problemas de abastecimiento.

3.1.3. Las infraestructuras actuales de gas natural

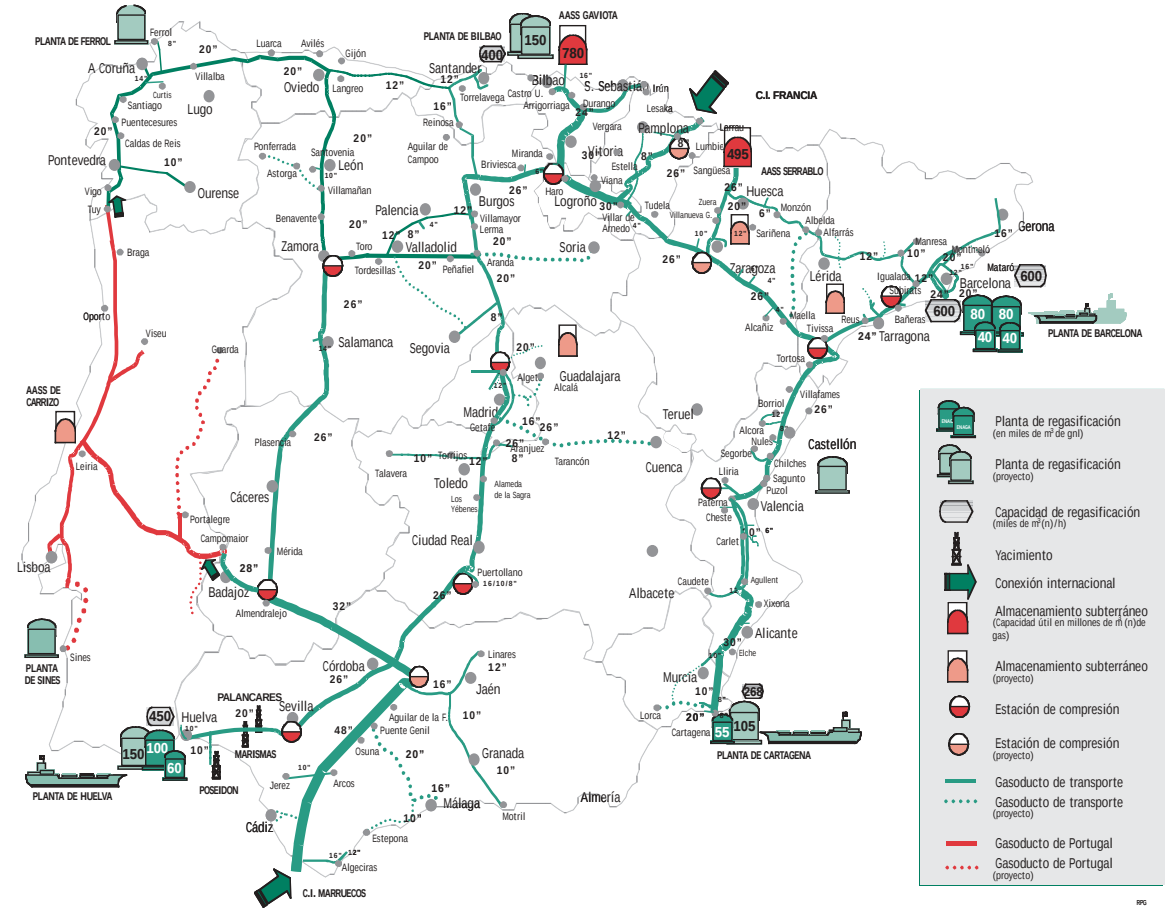
A continuación se describe la situación actual de las infraestructuras de gas natural.

El desarrollo de las infraestructuras gasistas en España viene condicionado por la escasa producción de gas nacional, y por la situación geográfica de España alejada de los yacimientos europeos del Mar del Norte y Rusia. Ambos factores provocaron un desarrollo tardío del gas natural, que comenzó a finales de los sesenta con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona, abastecida a partir de GNL libio y argelino, seguida de las de Huelva y Cartagena. Posteriormente, en 1993 se realiza la conexión por gasoducto con Francia, que conecta la red española con el yacimiento francés de Lacq, y en 1996, se finaliza el gasoducto del Magreb que conecta la Península Ibérica con los yacimientos de gas argelinos, atravesando Marruecos y el estrecho de Gibraltar.

La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con otros países europeos, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento, que introduce una mayor complejidad en la explotación del sistema.

El avance de las infraestructuras de gas natural por el territorio peninsular experimenta un gran impulso a partir del Protocolo del Gas de 1985, avance que continúa en la actualidad y que se concreta en varios Planes de gasificación, acordados entre las empresas de gas y las Comunidades Autónomas. El desarrollo de las infraestructuras de gas está condicionado por la elevada extensión territorial, así como por la distribución de la población y la industria.

Figura 3.1.30: Mapa de infraestructuras



Fuente: CNE

Las infraestructuras actuales de gas natural en España se componen de tres plantas de regasificación de gas natural licuado en explotación y una en construcción avanzada, unos 6.000 km de gasoductos de transporte, más de 31.000 km de gasoductos de distribución, dos almacenamientos subterráneos, tres yacimientos y cuatro conexiones internacionales (con Marruecos, con Francia y dos con Portugal), además de otras instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélite de GNL.

Las redes de transporte de gas española y portuguesa se encuentran altamente integradas: todo el gas natural consumido por Portugal se transporta a través del sistema español, y a su vez Galicia se alimenta desde la red portuguesa.

En la **figura 3.1.30** se muestra el mapa de infraestructuras actuales de la red gasista.

Plantas de Regasificación

En la **figura 3.1.31** se describe la capacidad actual de las tres plantas de regasificación existentes, en función de sus parámetros básicos: los muelles de atraque de buques metaneros, los tanques de almacenamiento de GNL, la capacidad de los equipos de regasificación y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélite.

La capacidad del muelle de atraque, que indica el tamaño de los buques que pueden descargar (medido en m³ de GNL), puede limitar el tipo de aprovisionamiento. En concreto, en la planta de Barcelona no pueden descargarse buques grandes, generalmente vinculados a aprovisionamientos de larga distancia.

Los tanques de GNL se diseñaron de acuerdo a las necesidades de cada momento. El pequeño tamaño de los

Figura 3.1.31: Capacidad actual de las plantas de regasificación españolas

Planta de regasificación	Capacidad de almacenamiento m³ GNL	Capacidad de vaporización m³ (n)/h	Días de autonomía (*)	Capacidad de atraque m³ GNL	Capacidad de carga cisternas camiones/día
Barcelona	2 x 40.000	600.000 (a 72 bar)	4,5	80.000	45
	2 x 80.000	600.000 (a 45 bar)			
	TOTAL 240.000	TOTAL 1.200.000			
Huelva	100.000	400.000 (a 72 bar)	8	140.000	45
	60.000	50.000 (a 16 bar)			
	TOTAL 160.000	TOTAL 450.000			
Cartagena	55.000	268.000	4,6	140.000	45
TOTAL	455.000	1.918.000	5,3		135

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

Fuente: Enagas

tanques más antiguos se debe a que los primeros aprovisionamientos libios y argelinos se transportaban en barcos pequeños de capacidad entre 25.000 y 38.000 m³ de GNL. Así los tanques de 40.000 m³ de Barcelona, se utilizan generalmente para descargar gas libio.

La planta de Cartagena, aunque ya cuenta con atraques para barcos grandes, sólo dispone de un pequeño tanque de almacenamiento de 55.000 m³, pues hasta hace muy poco estaba sin conectar con el resto del sistema gasista. Hasta que no entre en operación el segundo tanque de Cartagena, lo que se espera ocurra en enero de 2002, sólo la planta de Huelva tiene capacidad para descargar grandes buques metaneros, lo que constituye una de las restricciones más importantes del sistema en la actualidad.

La legislación establece que el peaje del servicio de regasificación incluye el derecho al uso de un almacenamiento operativo de GNL en planta equivalente a 10 días de la capacidad de regasificación contratada (transitoriamente, se limita este derecho a 5 días de almacenamiento hasta el 1 de enero de 2004). Según se muestra en la tabla, los días de autonomía de las plantas de GNL están actualmente entre 4, 5 y 8 días. Para cumplir el requisito de 10 días de capacidad de

almacenamiento en el año 2004 será preciso aumentar la capacidad de almacenamiento en todas las plantas, incluso sin considerar los incrementos previstos de la demanda.

Las plantas de regasificación pueden emitir gas a distintas presiones en función de las redes a las que estén conectadas. La presión más común es 72 bares, pero pueden estar conectadas a una red de transporte secundario de 45 bares o directamente a una red de distribución de 16 bares. La planta de Barcelona no puede utilizar en su totalidad la capacidad de regasificación a 45 bares, puesto que está conectada a una red de menor demanda y estos equipos de vaporización no pueden utilizarse para emitir a la red de 72 bares.

Se encuentra autorizada y en fase de comienzo de construcción la Planta de Regasificación de Bilbao, que se espera entre en operación al final de 2003.

Gasoductos de conexión internacional

España dispone de cuatro conexiones internacionales por gasoducto, una con Francia por Larrau (Pamplona), por la que en estos momentos se importa gas procedente de Noruega, otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz) por la que se introduce gas argelino en el sistema, y dos con Portugal: una en Badajoz y otra en Tuy (Pontevedra).

El tránsito de gas por las conexiones internacionales durante el año 2000, en punta y en términos anuales, se indica en la **figura 3.1.32**.

Figura 3.1.32. Tránsito de gas en día punta y anual de las conexiones internacionales por gasoducto en 2000

Localización	m ³ (n)/h	bcm/año
Larrau	263.000	2,2
Tarifa	803.000	6,6
Badajoz (salida hacia Portugal)	-367.000	-2,6
Tuy (entrada hacia España)	81.000	0,3
ENTRADAS NETAS AL SISTEMA ESPAÑOL	780.000	6,5

Fuente: Enagas

Larrau y Tarifa con las infraestructuras actuales están cercanas a la saturación, pudiendo llegar puntualmente a vehicular 300.000 y 800.000 m³(n)/h respectivamente.

En general, las conexiones internacionales por gasoducto se explotan con flujos bastante constantes que se adecuan a la estrecha flexibilidad de los contratos y a la necesidad de cumplir la cláusula de compra garantizada "take or pay". Además, en general, este tipo de aprovisionamientos resulta más barato que el GNL con lo que la tendencia es a explotarlos hasta el límite máximo del contrato.

Yacimientos de gas nacionales

Una de las características fundamentales del sistema gasista español es la escasez de yacimientos de gas natural en territorio nacional. En la actualidad están en producción solamente tres yacimientos: dos de ellos terrestres, Marismas y Palancares, situados en el valle del Guadalquivir; y uno marino, Poseidón, en el Golfo de Cádiz.

La emisión de los yacimientos podría llegar a alcanzar los siguientes valores de acuerdo con sus capacidades de producción y dimensionamiento de las conexiones con el gasoducto de transporte (ver **figura 3.1.33**).

Figura 3.1.33. Capacidad de producción de los yacimientos de gas

Yacimiento	Capacidad de producción	
	m ³ (n)/h	bcm/año
Marismas (valle del Guadalquivir)	4.600	0,04
Palancares (valle del Guadalquivir)	1.141	0,01
Poseidón (Golfo de Cádiz)	61.640	0,54
TOTAL	67.381	0,59

Fuente: Enagas

Marismas y Palancares son propiedad de la empresa Locs Oil Company of Spain S.A., mientras que Poseidón es propiedad de RIPSA, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.

Gasoductos de transporte

En la actualidad, España posee un total de 6.029 km de gasoductos de transporte, de los cuales 5.619 km son de transporte primario (presión de diseño superior o igual a 60 bar) y 239 km son de transporte secundario (presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar).

Además de los gasoductos de transporte propiamente dichos, el sistema de transporte consta de un total de 7 estaciones de compresión, así como 219 estaciones de regulación y/o medida, 45 cromatógrafos y 158 equipos de odorización.

El reparto de la red de transporte por empresas se muestra en la **figura 3.1.34**.

Figura 3.1.34. Empresas propietarias de la red de transporte

EMPRESA	Km de gasoducto	Porcentaje (%)
Enagas	5.382	89,3
Al-Ándalus (Enagas + Transgas)	277	4,6
Gasoducto de Extremadura (Enagas + Transgas)	250	4,1
Sociedad de Gas Euskadi	121	2,0
TOTAL	6.029	100

Fuente: CNE

ENAGAS, titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural, tiene asignado el papel de Gestor Técnico del Sistema, y es el responsable de garantizar la continuidad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución.

El sistema de transporte de gas natural, desde el punto de vista de su operación, se puede dividir en tres ejes fundamentales separados por las estaciones de compresión de Tivissa y Haro:

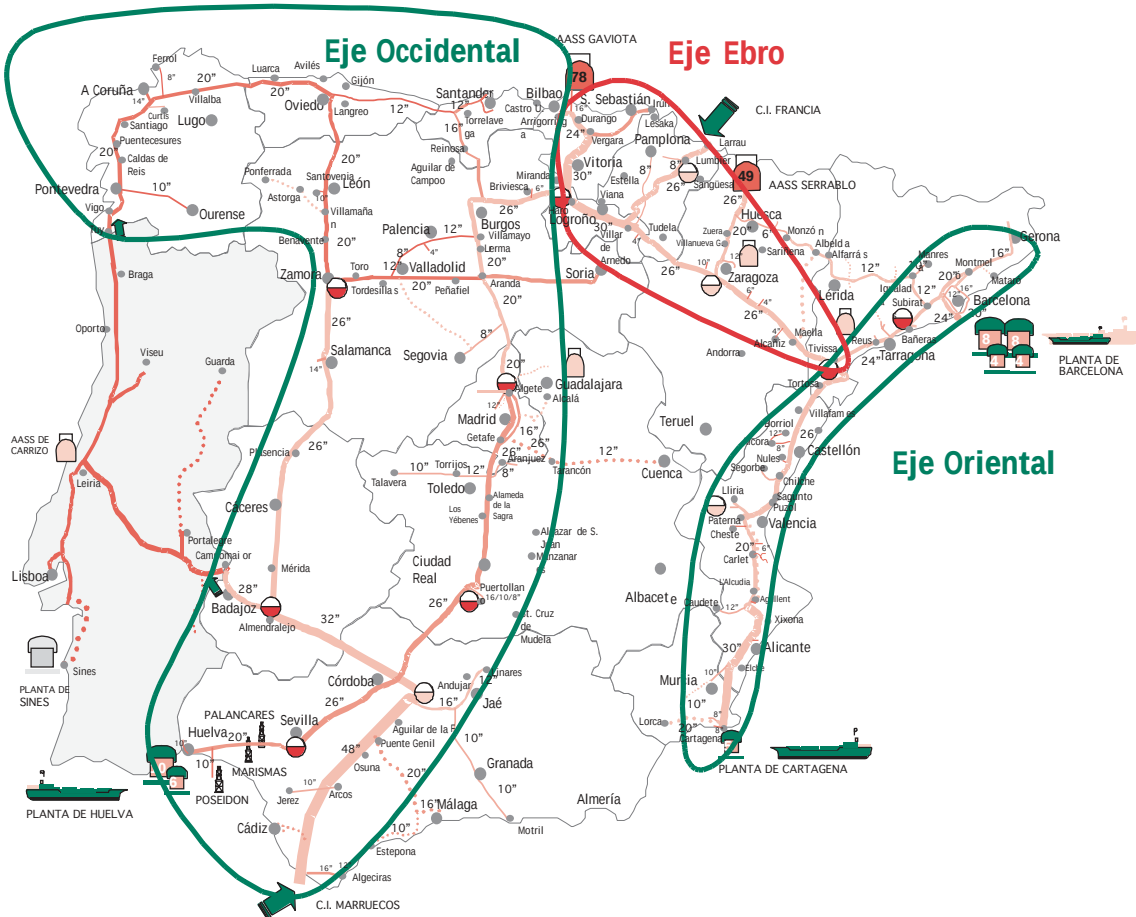
- Eje Oriental: Barcelona-Cartagena. Separada del eje del Ebro por Tivissa y alimentado por las Plantas de GNL de Barcelona y Cartagena.

- Eje del Ebro: Tivissa-Haro. Separado por estas estaciones de compresión de los otros dos, con aportaciones desde la conexión internacional de Larrau, conexión con Francia y desde los almacenamiento subterráneos de Serrablo y Gaviota.

- Eje Occidental: Los gasoductos al Oeste de Haro, que incluyen el Gasoducto Al Andalus y Extremadura, el Huelva-Córdoba-Madrid-Haro la Ruta de la Plata y el Tuy-Oviedo. Está alimentado por la conexión internacional de Tarifa, la Planta de GNL de Huelva y el almacenamiento subterráneo de Gaviota.

En la **figura 3.1.35** se muestra una representación de los tres subsistemas.

Figura 3.1.35. Ejes básicos de la red de transporte



Fuente: CNE

En cuanto a las infraestructuras de transporte en construcción, se encuentran ya autorizadas, y en distinta fase de construcción, las siguientes infraestructuras de refuerzo de la Red Básica:

- Ampliación de la estación de Almendralejo con un nuevo turbocompresor.
- Gasoducto Maella-Alfarrás (Huesca): 110 km en 20". Finalización 3^{er} trimestre 2002.
- Planta de Cartagena: segundo tanque de 105.000 m³ de GNL y ampliación de la capacidad de emisión hasta 450.000 m³(n)/h. Fecha de finalización: 1^{er} trimestre 2002
- Planta de GNL de Bilbao y conexión con la red de gasoductos.

Las actuaciones en Paterna, que están íntimamente ligadas a la Planta de Cartagena, aumentarán la capacidad en el Eje Mediterráneo. El Maella-Alfarrás vendrá a solventar los problemas de pérdida de carga del eje Huesca-Lérida.

Por otra parte, están también en fase de construcción o autorizados diversos ramales de transporte que fundamentalmente persiguen la *gasificación de nuevas zonas*, como por ejemplo:

- Gasoducto Villamañán-Astorga-Ponferrada (92 km en 16"). Fecha de finalización 4^o trimestre 2001.
- Gasoducto Getafe-Cuenca (55 km en 32", 85 km en 12" y 10 km en 8"). Fecha de finalización 1^{er} trimestre 2002.
- Gasoducto Puente Genil- Málaga-Estepona (96 km en 20", 15 km en 16" y 77 km en 10"). Fecha de finalización 2^o trimestre 2002.
- Gasoducto Cartagena-Lorca. Tramo I (24 km en 20"). Fecha de finalización 3^{er} trimestre 2002.

Gasoductos de distribución

La red de distribución en España está formada aproximadamente por 31.550 km de gasoducto, mayoritariamente construidos en polietileno y acero, de los cuales 5.982 km son de distribución a alta presión (presión de diseño entre 4 y 16 bar), 18.986 km corresponden a media presión (presión de diseño entre 4 y 0,05 bar) y el resto, 6.582 km distribuyen gas natural a baja presión (presión de diseño por debajo de 0,05 bar).

Forman parte también de la infraestructura española de distribución 2.008 estaciones de regulación y 21 sistemas de odorización.

Entre las empresas distribuidoras destaca el grupo Gas Natural SDG que opera el 81,2% de las redes de distribución, incluyendo a sus filiales.

A continuación se da cuenta del grado de desarrollo de la red de gas natural en las diferentes Comunidades Autónomas.

Aunque todas las Comunidades Autónomas peninsulares disponen de suministro de gas natural, el desarrollo de las infraestructuras y la introducción del gas natural es todavía incipiente en zonas como Galicia, Extremadura, Andalucía Oriental, la parte occidental de Castilla y León, Castilla La Mancha y Murcia.

Por citar un ejemplo, varias capitales de provincia aún no están conectadas con la red nacional de gasoductos (Cuenca, Ávila, Albacete, Teruel, Almería, Málaga y Cádiz), aunque la mayoría de ellas disponen de plantas satélite de GNL⁸ que permiten adelantar la llegada del gas natural.

⁸ Las plantas satélite de GNL son un medio de llevar el gas natural a zonas alejadas de las redes de gasoductos o de adelantar unos años el inicio del suministro por gasoducto. Cuando alimentan a una red de distribución para el suministro doméstico o industrial, forman parte de las infraestructuras de distribución, quedando excluidas de tal consideración las plantas que sólo alimentan a un cliente industrial.

En lo que sigue, se resume brevemente la situación de cada Comunidad Autónoma:

Andalucía: En Andalucía el desarrollo del gas natural canalizado comienza con la construcción de la Planta de Huelva y el gasoducto Huelva-Sevilla en 1988. En 1991 con el gasoducto Sevilla-Madrid y en 1996 con el Tarifa-Córdoba-Badajoz, y el Córdoba-Jaén-Granada y recientemente el Granada-Motril. Es notable el desarrollo del gas en Huelva, Sevilla y Córdoba, e incipiente en Cádiz, Jaén y Granada. Las ciudades de Cádiz y Málaga tienen suministro por Planta Satélite. Está en construcción el ramal Puente Genil-Málaga y el Málaga-Estepona.

Aragón: Comienza el desarrollo del gas canalizado a partir del año 1980. En 1984 se une la red de gasoductos con el yacimiento, hoy almacenamiento, de Serrablo, que comienza a producir en 1989. Presenta un importante desarrollo en las provincias de Zaragoza y Huesca, estando todavía sin gasificar la mayor parte de la provincia de Teruel. Está previsto el gasoducto Maella-Alfarrás que malla la infraestructura de Transporte primario y al mismo tiempo permite sustituir la planta satélite de Fraga.

Asturias: Dispone de gas natural desde 1988. Sus principales poblaciones tienen suministro y la mayoría de la industria, concentrada en el centro de la región, lleva usando el gas natural en los últimos 10 años. Es un mercado cercano a la saturación.

Baleares y Canarias: Ambas Comunidades no tienen en la actualidad suministro de gas natural. Existen algunos proyectos en estudio para el suministro de gas natural a través de plantas de regasificación ubicadas en las islas principales (Mallorca, Tenerife y Gran Canaria), o incluso mediante la conexión con gasoducto desde la Península en el caso de Mallorca.

Cantabria: El gas llegó en 1988 a la parte central de la región, aunque previamente había llegado a Castro Urdiales desde el País Vasco. Dispone de gas en muchos de los principales municipios y en gran parte de la industria.

Castilla-La Mancha: El gas llega a la provincia de Guadalajara, concretamente a su capital a partir de 1986 con la llegada del gas a Madrid. Llega a las provincias de Toledo y Ciudad Real en el año 1991, aunque importantes poblaciones como Toledo, Torrijos o Talavera de la Reina tienen gas desde hace dos años. Albacete sólo dispone de gas natural canalizado en Caudete, mientras que su capital se abastece de una Planta Satélite. Los proyectos de infraestructura incluyen el ramal a Cuenca, con la gasificación de Cuenca, Tarancón y Fuentes. Está en estudio un eje que cruzaría de norte a sur la Comunidad y desde el centro al este que suministraría a muchos municipios, entre ellos el más importante Albacete.

Castilla y León: En 1986 llega el gas a Burgos, Palencia y Valladolid. Estas provincias tienen por tanto un importante desarrollo de la infraestructura gasista y saturación en su mercado. Con la llegada del gasoducto de la ruta de la Plata en 1998 llegó el gas a las provincias de Salamanca, Zamora y León. Se construyó también el Ramal a Segovia. Aquí se está en fase de penetración en el mercado doméstico. Soria y Avila dependen de Plantas Satélites. Los proyectos más importantes en desarrollo son el Ramal León-Ponferrada, con suministro a La Bañeza, Soto de la Vega, Hospital de Orbigo, Astorga y Ponferrada. La unión Boecillo (Valladolid) con Collado Hermoso (Segovia), y el Ramal a Soria con suministro a San Esteban de Gormaz, Agreda, El Burgo de Osma, Almazán y Soria.

Cataluña: Con la construcción de la Planta de Regasificación de Barcelona y el anillo de transporte secundario alrededor de Barcelona en 1970 comienza el desarrollo del gas natural canalizado en España. La red de gas está muy extendida y la mayor parte de los grandes municipios disponen de gas natural por canalización.

Comunidad Valenciana: El gas natural canalizado llega a Castellón y Valencia a partir de la puesta en gas del gasoducto Barcelona-Valencia en 1980. A Alicante llega en 1998 con la conexión entre Onteniente y la Planta de Cartagena. En las provincias de Castellón y Valencia se trata de un mercado muy desarrollado, aún con potencial

de crecimiento en la parte industrial, mientras que en Alicante está en plena expansión. Existen numerosos proyectos en construcción.

Extremadura: Con la finalización del Gasoducto de Extremadura, Córdoba-Badajoz, llega el gas natural canalizado a Extremadura en 1996 y posteriormente se completa la infraestructura de transporte con la Ruta de la Plata en 1998. Desarrollo incipiente.

Galicia: El gas natural llegó a Galicia en 1998 con la puesta en Servicio del gasoducto Tuy-Villalba-Llanera. Desde entonces se están construyendo numerosos ramales en 16 bares y extendiendo la red de media presión por las ciudades. Tiene suministro de gas en las capitales de provincia y en las poblaciones importantes como Ferrol, Villalba, Santiago y Vigo.

La Rioja: A la Rioja llega el gas a partir de 1980. La parte Noroeste de la provincia y Logroño se gasifica pronto. En los últimos años, se han construido redes de 16 bares que atienden el mercado industrial y poblaciones más pequeñas.

Madrid: El gas llegó a Madrid en 1986. Desde entonces hasta ahora se ha ido suministrando gas a los municipios más importantes y los polígonos industriales mayores. Se va a construir un religamiento de la red a Guadalajara que saliendo de Rivas, suministre a Loeches, y llegue a Alcalá. Al mismo tiempo el ramal a Cuenca, saliendo de Getafe permitirá la gasificación de Villarejo de Salvanés. Está en proyecto el semianillo Suroeste que una desde Pinto hasta Guadarrama.

Murcia: En Cartagena existe gas natural desde la puesta en marcha de la planta de Cartagena en 1989. Se paró con el cierre de Enfersa en 1993 y se ha reanudado el suministro con la unión a la red de gasoductos en 1998. Está en pleno desarrollo del gas natural canalizado, presenta la peculiaridad de contar con un gran número de plantas satélites. En proyecto está el ramal Lorca-Cartagena y la unión con Murcia.

Navarra: Llega el gas con la construcción del Calahorra-Pamplona a partir de 1985 y se completa la infraestructura de transporte con el Larrau-Calahorra en 1993. Debido a este temprano desarrollo gasista, los municipios importantes de Navarra cuentan con gas natural, siendo reciente además la finalización de la gasificación de la Ribera del Ebro.

País Vasco: A partir del año 1983 comienza el desarrollo de la red de gasoductos en Euskadi. La red vasca cobra especial importancia con la producción del yacimiento de Gaviota a partir de 1985 usado en la actualidad como almacenamiento. Se trata de un mercado cercano a la saturación.

En efecto, la extensión de las redes y del suministro de gas natural a un mayor número de pueblos y ciudadanos es uno de los grandes retos a los que tiene que hacer frente el sector del gas natural. Sin embargo, la definición de las zonas de gasificación prioritaria, para asegurar el desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional, debe realizarse en el marco de la planificación del sistema, con la participación de las distintas Administraciones y de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Sector de Hidrocarburos. La definición de estas áreas es una decisión política que supera el ámbito técnico en el que se realiza este estudio, y por ello, no se efectúa en el mismo ninguna propuesta de zonas de gasificación prioritaria.

Almacenamientos de gas natural

El gas natural se almacena en el sistema en los almacenamientos subterráneos, en los tanques de GNL y en los propios gasoductos. La capacidad de almacenamiento del gas natural distingue el transporte de gas natural del transporte de electricidad, facilitando la logística del primero.

Por su utilización existen tres tipos de almacenamientos: operativo, estacional y estratégico. Típicamente el gas en gasoductos y en tanques forma parte del almacenamiento

operativo, mientras que el almacenamiento estratégico y estacional se asocia a los almacenamientos subterráneos.

El concepto de *almacenamiento operativo* está ligado al gas de alta disponibilidad en el sistema que atenúa las diferencias horarias y semanales entre emisión y demanda o la discontinuidad característica de las descargas de los buques de GNL.

El *almacenamiento estacional* ayuda al sistema a hacer frente a la variación de demanda entre invierno y verano. Así, la capacidad de entrada al sistema gasista no es necesario dimensionarla, en contra de lo que ocurre con la producción eléctrica, para cubrir la demanda horaria o diaria máxima del sistema. La entrada de gas es más constante a lo largo del año, utilizándose durante un periodo las entradas al sistema para cubrir la demanda y para almacenar, mientras que en el otro periodo el exceso de demanda se cubre con la extracción de gas almacenado.

El *almacenamiento estratégico* es el que está destinado a incrementar la seguridad del suministro.

España posee dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos depletados de gas natural, Serrablo (Huesca) propiedad de ENAGAS S. A. y Gaviota (Vizcaya) propiedad de RIPSA.

La **figura 3.1.36** muestra las características de ambos almacenamientos.

En un almacenamiento sólo es computable el gas útil, máximo volumen de gas que puede llegar a extraerse

cuando el almacenamiento está lleno, y dependerá de las características de cada almacenamiento, suponiendo, en el caso de Gaviota, del orden de un tercio del gas total.

El gas colchón es un inmovilizado que sólo se podrá recuperar, en parte, cuando se dé por finalizada la explotación del almacenamiento.

Los almacenamientos de Serrablo y Gaviota se utilizan como reguladores de la estacionalidad de la demanda, inyectando gas en verano y extrayendo en invierno según las necesidades, de forma que algunos inviernos, hacia finales de marzo se vacía de gas útil.

La Ley de Hidrocarburos impone a transportistas y comercializadores la obligación de mantener un almacenamiento estratégico de 35 días de sus ventas firmes para garantizar la seguridad del suministro en situaciones de emergencia con posibles problemas de aprovisionamiento graves. La inspección y control de esta obligación corresponde a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

La legislación no contempla ningún requerimiento sobre la capacidad de extracción de gas de los almacenamientos en relación con la demanda del sistema, aspecto que es tan importante como la existencia de un número de días de almacenamiento. Actualmente la capacidad de extracción se sitúa en un 12% de la capacidad de entrada de gas al sistema, tanto en términos anuales como en términos de capacidad punta.

En consecuencia, los actuales almacenamientos subterráneos como máximo suponen la cobertura de un

Figura 3.1.36. Almacenamientos subterráneos de gas natural

Almacenamientos	Capacidad de almacenamiento		Capacidad de vehiculación		
	Gas colchón	Mm ³ (n) Gas útil	Gas Total	m ³ (n)/h Inyección	Extracción
SERRABLO (Aurín y Jaca)	420	495	915	100.000	150.000
GAVIOTA	1.645	780	2.425	187.500	208.333
TOTAL	2.065	1.275	3.340	287.500	358.333

Fuente: Enagas

fallo del 12% de las entradas, equivalente al fallo de la conexión de Larrau o la de la planta de Cartagena.

3.1.4. Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2000

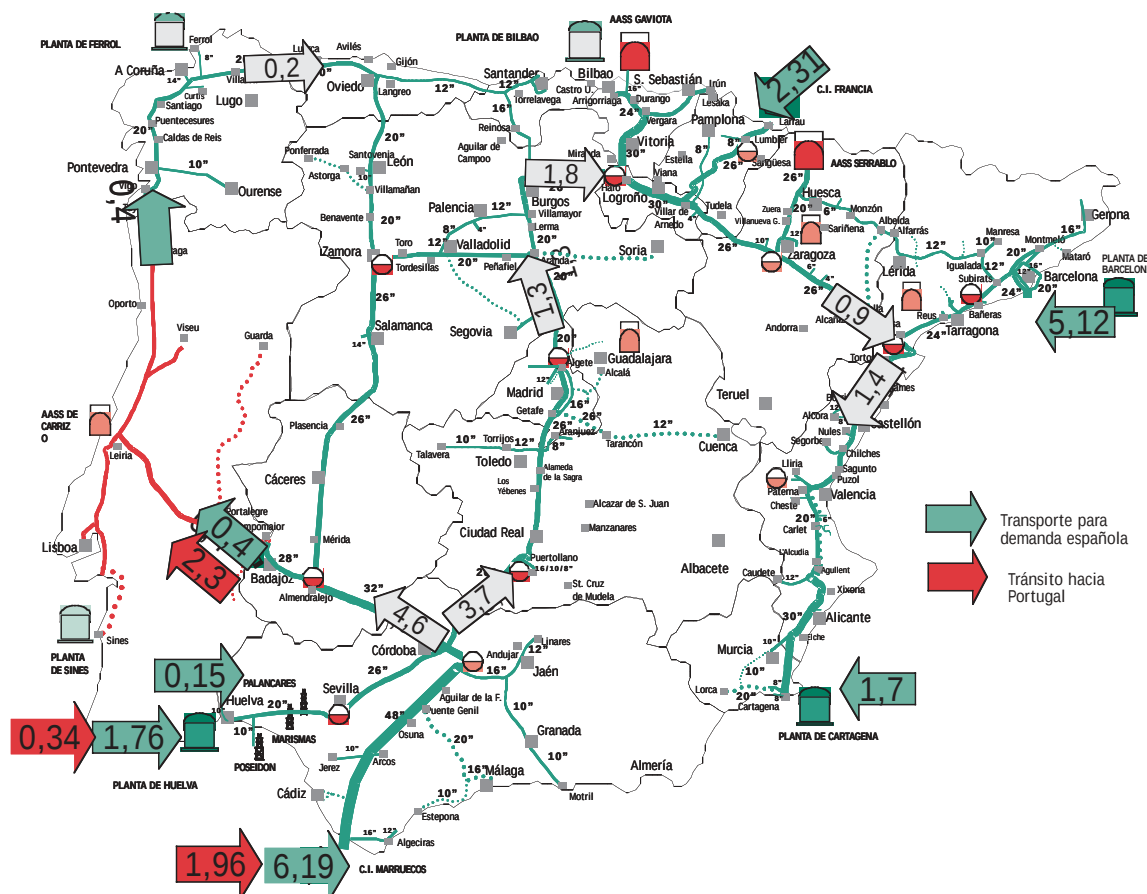
La demanda anual de gas natural en España durante el año 2000 fue de 169.201 Mte (196.781 GWh), registrándose el día 25 de enero de 2000 una demanda punta de 656 Mte/día (763 GWh/día).

Los aprovisionamientos para el mercado nacional supusieron 173.390 Mte, de los que 3.265 Mte se destinaron al aumento de existencias, inyección neta en almacenamientos, mientras que 1.754 Mte correspondieron a consumos propios, mermas y pérdidas.

La producción nacional de gas natural sólo supuso 1.458 Mte, procedente en su mayor parte del yacimiento de Marismas (valle del Guadalquivir) que funcionó de manera estable, mientras que Poseidón (golfo de Cadiz) proporcionó gas en situaciones de demanda punta. Por tanto, la mayoría del gas consumido corresponde a importaciones de gas, la mitad de las cuales se introdujeron en el sistema en forma de GNL a través de las plantas de regasificación, y la otra mitad se introdujo por gasoducto a través de las conexiones internacionales.

Las existencias en almacenamientos subterráneos aumentaron por el mayor llenado de Gaviota. Aurín ya se había llenado hasta su máximo en años anteriores. En Jaca se continuó con las actividades para ampliar su capacidad.

Figura 3.1.37. Flujos de gas natural en el año 2000 en bcm/año



Fuente: CNE

Las plantas de regasificación funcionaron de la forma habitual, siendo fundamentalmente Barcelona, la planta que asumió la modulación de la demanda. Es de destacar los trasvases de gas realizados desde la planta de Huelva hasta la de Cartagena. En Huelva descargan buques metaneros grandes un 29% del gas descargado se volvió a cargar en la planta en metaneros de menor tamaño para llevarlo a Cartagena y aprovechar así al máximo la capacidad de descarga del sistema de buques grandes.

El 96 % del gas introducido en el sistema se transportó hasta los puntos de consumo o hacia los almacenamientos subterráneos, a través de la red de gasoductos, mientras que 0,58 bcm (3,4% del consumo de gas) fueron transportados en forma de camiones cisterna desde las plantas de regasificación hasta las plantas satélite de GNL repartidas por la geografía nacional.

Para calcular el gas vehiculado a través de la red de gasoductos hay que sumar el gas en tránsito hacia Portugal, introducido a través de Tarifa y Huelva, y que representó un volumen de gas de 22.651 Mte, 19.569 en forma de gas natural a través del gasoducto del Magreb y 3.517 Mte en forma de GNL por la planta de Huelva.

En la **figura 3.1.37** se recogen los flujos de gas en la Península Ibérica durante el año 2000, incluyendo las entradas por Tarifa y Huelva en tránsito internacional hacia Portugal.

El desglose del transporte de gas se muestra en la **figura 3.1.38**.

Figura 3.1.38. Transporte de gas en el año 2000

	bcm/año	Porcentaje (%)
Demanda nacional	16,9	87
Demanda Portugal	2,3	12
Inyección neta almacenamientos	0,9	1
TOTAL	19,5	100

Por tanto, el 88% del gas transportado (17,2 bcm/año) se destina al mercado español, y el 12% restante (2,3 bcm/año) corresponde a gas en tránsito.

En los puntos de entrada del sistema, se puede calcular el factor de utilización, como el ratio entre el volumen de entradas de gas para cubrir la demanda interna y la capacidad nominal del punto de entrada, según se muestra en la **figura 3.1.39**.

Figura 3.1.39. Volumen de entradas de gas y factor de utilización por punto de entrada

Punto de entrada	Volumen de entradas de gas (año 2000) bcm	Capacidad nominal bcm/año	Factor de utilización %
Barcelona	5,12	10,5	48
Cartagena	1,7	2,3	74
Huelva	1,76	3,4	52
Subtotal GNL	8,58	16,2	53
Tarifa	6,19	7	88
Larrau	2,31	2,6	88
Subtotal GN	8,5	9,6	88
Yacimientos nac.	0,15	0,59	25
TOTAL	17,2	26,4	65

Fuente: CNE

La capacidad nominal de las entradas al sistema es de 26,3 bcm/año, resultando un factor de utilización del 65% durante el año 2000.

A la vista de los resultados se observa la práctica saturación de las conexiones internacionales, dado su elevado factor de utilización. En contraposición, los bajos factores de utilización de las Plantas de regasificación de Barcelona y Huelva ponen de manifiesto la infrautilización de su capacidad de regasificación.

Se puede considerar que un factor de utilización adecuado para una planta se situaría sobre el 85%. En el caso de Barcelona, como ya se ha señalado, el factor de utilización es más bajo a causa del sobredimensionamiento de los equipos de regasificación a 35/45 bar.

El yacimiento de Poseidón (golfo de Cádiz) sólo se ha usado en la punta de demanda de invierno como apoyo para la modulación de la demanda.

La localización de los puntos de entrada de Huelva y Tarifa en la misma zona geográfica genera un problema de redundancia entre ambos, teniendo en cuenta que en el tramo Córdoba Madrid se unen los flujos de gas procedentes de ambas entradas. Además, en dicha zona también se encuentran los yacimientos del valle del Guadalquivir. La operación de dichas entradas se debe realizar de manera coordinada, por sus interferencias mutuas, ya que no se pueden utilizar simultáneamente al máximo de su capacidad nominal. Un reflejo de estos problemas se manifiesta en los trasvases de gas entre metaneros que se realiza en la planta de Huelva.

Evidentemente la demanda que se puede atender por el sistema es menor que la capacidad nominal de las entradas. El factor de utilización de las entradas se encuentra limitado por las necesidades de mantenimiento

y de logística de aprovisionamiento, planificados o no planificados, que hacen disminuir este valor, especialmente en el caso de las plantas de GNL. A este factor hay que añadir las limitaciones de capacidad de los gasoductos de transporte asociados a cada punto de entrada, así como las redundancias entre puntos de entrada.

Por tanto, y teniendo en cuenta las simulaciones facilitadas por el Gestor Técnico del Sistema, se estima que con las infraestructuras actuales se puede suministrar una demanda máxima de 21 bcm/año.

A la vista del mapa de flujos anterior, figura 3.1.37, hay que destacar los siguientes puntos:

- La localización en Andalucía del 50 % de la capacidad de entrada al sistema (Tarifa y Huelva), que condicionan el transporte, de forma que se realiza un importante esfuerzo Sur-Norte, cuya muestra más evidente son los 1,8 bcm que pasan a través de la estación de compresión de Haro hacia el Este.
- Por el contrario, la zona del Mediterráneo, que posee dos puntos de entrada, es deficitaria en gas a lo largo del año.
- Por tanto, para suministrar un aumento de demanda sería conveniente un aumento de las entradas por el Norte (Bilbao) y Mediterráneo.

Demanda del día punta

Las infraestructuras de transporte deben dimensionarse para atender la punta de demanda, que en el sistema gasista, se produce en invierno. En este apartado se analiza la capacidad del sistema para atender la demanda de la punta invernal de gas durante el año 2000.

La demanda punta del sistema se produjo el día 25 de enero de 2000 con 656 Mte/día, ver **figura 3.1.40**. Para atender a esta demanda, se dispone de una capacidad de

Figura 3.1.40. Adecuación de la capacidad de las infraestructuras a la demanda para el día punta del año 2000

DEMANDA DE GAS		DEMANDA PUNTA (Mte/día)
Convencional (firme e interrumpible)		611
Eléctrica		45
TOTAL		656
CAPACIDAD DE ENTRADA		CAPACIDAD DISPONIBLE (Mte/día)
Barcelona		210
Cartagena		60
Huelva		100
Larrau		63
Tarifa		180
Yacimientos nacionales		15
TOTAL PLANTAS, CONEXIONES Y YACIMIENTOS		628
Almacenamientos subterráneos		80
TOTAL		708
BALANCE CAPACIDAD DE ENTRADA / DEMANDA		+ 52 (+ 7,9 %)

Fuente: CNE

entrada al sistema de 708 Mte/día, que es la máxima demanda que podría cubrirse con las infraestructuras actuales. De éstos, el 64% corresponde a la capacidad de emisión de las plantas de regasificación, el 34% a las conexiones internacionales y el 2% a las conexiones con yacimientos nacionales.

La capacidad de emisión no habría sido suficiente para atender la demanda, de no ser por la aportación de los almacenamientos. El margen disponible para la cobertura de la demanda firme e interrumpible es solamente del 8%. Evidentemente este margen aumentaría si no se cubriese el mercado interrumpible, tanto en la demanda convencional correspondiente al industrial interrumpible como al eléctrico, interrumpible en su mayor parte.

En último término, se podría tener en cuenta que las variaciones de stock semanales en el sistema de gasoductos pueden llegar a ser de 100-150 Mte, lo que en un momento dado podría suponer capacidad de suministrar unos 30 Mte/día adicionales.

El Gestor del Sistema manifiesta en relación con la demanda punta del año 2000:

- No se han registrado situaciones críticas de presión insuficiente ni de indisponibilidad de instalaciones en todo el periodo analizado
- No ha habido corte a clientes interrumpibles en todo el período considerado
- La modulación del sistema recae en los almacenamientos y la Planta de Barcelona

Por otra parte, hay que señalar que el margen de cobertura para el día punta de 2000 fue únicamente del 8 % de la capacidad de entrada al sistema.

Capacidad de almacenamiento y niveles de existencias de gas almacenado durante el año 2000

El sistema de gas natural español permite almacenar gas en tres ubicaciones: gasoductos, plantas de regasificación

y almacenamientos subterráneos. A continuación, se realiza el análisis de la capacidad total de almacenamiento de gas en el sistema gasista, así como de los niveles medios de existencias de gas mantenidos en estas instalaciones durante el año 2000.

Ambos parámetros (capacidad de almacenamiento y niveles medios de existencias) deben compararse en relación con las ventas firmes de gas durante el año 2000, para obtener la capacidad o las existencias de gas expresadas en términos de días de cobertura de las ventas firmes. Para calcular el día medio de demanda firme descontamos de la demanda total del año 2000, el valor del mercado industrial interrumpible y las térmicas.

Para calcular la capacidad total de almacenamiento en el sistema gasista se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- En los almacenamientos subterráneos se considera la capacidad de almacenamiento de gas útil del mismo, sin contabilizar el gas colchón. ENAGAS plantea que en condiciones especiales podría extraerse un tercio del gas colchón, pero esta medida podría hacer peligrar la vida del almacenamiento, y aunque se utilizara en una situación de extrema gravedad, entendemos que en condiciones normales no debe tenerse en cuenta.

- En las plantas de GNL se ha tenido en cuenta el volumen total de los tanques, descontando el nivel mínimo de GNL que debe mantenerse en todo momento en el tanque por condiciones de operación, denominado talón del tanque, que representa un 10 % de su volumen.

- En los gasoductos se ha considerado el stock útil del gasoducto, una vez descontado el volumen de gas necesario para mantener las presiones de garantía en la red de transporte.

En la **figura 3.1.41** se proporcionan las cifras indicativas de la capacidad útil de almacenamiento de gas en el sistema.

Las existencias medias de gas durante el año 2000 en los citados almacenamientos se muestran en la **figura 3.1.42**.

La Ley de Hidrocarburos obliga a transportistas y comercializadores que introducen gas en el sistema a disponer de 35 días de almacenamiento de sus ventas firmes. Durante el año 2000, la capacidad útil de almacenamiento en el sistema fue de 40 días, mientras que las existencias medias en el sistema sólo fueron de 28 días, debido principalmente a la utilización de los almacenamientos subterráneos como almacenamiento estacional.

Figura 3.1.41. Capacidad de almacenamiento en las infraestructuras del sistema gasista en el año 2000

	Capacidad Total Mm ³ (n)	Relación capacidad total / ventas firmes año 2000 (días)
Almacenamientos subterráneos (GN)	1.275	33,3
Serrablo	495	12,9
Gaviota	780	20,6
Tanques (GNL)	246	6,4
Gasoductos (GN)	15	0,4
TOTAL	1.536	40,1

Fuente: CNE

Figura 3.1.42. Niveles medios de existencias durante el año 2000 en el sistema gasista

	Niveles medios de existencias de gas Mm ³ (n)	Relación existencias medias de gas / ventas firmes (días)
Almacenamientos subterráneos (GN)	960	25,1
Serrablo	360	9,4
Gaviota	600	15,7
Tanques (GNL)	120	3,1
Gasoductos (GN)	7,5	0,2
TOTAL	1.087,5	28,4

Fuente: CNE

De este análisis, se deduce un importante déficit de capacidad de almacenamiento de gas en el sistema, déficit que tenderá a ampliarse en los próximos años, al crecer más rápidamente las ventas de gas que el desarrollo de nueva capacidad de almacenamiento.

Resumen de la situación actual de las infraestructuras

A continuación, se resumen los principales problemas de las infraestructuras actuales.

En cuanto a la cobertura de la demanda punta.

- Durante el día punta del año 2000, el grado de cobertura de las entradas al sistema sobre la demanda punta firme e interrumpible fue sólo del 108 %. Este porcentaje sería mayor si se cubriese sólo el mercado firme.

En cuanto a las infraestructuras de regasificación.

- La descarga de buques metaneros de grandes dimensiones sólo puede realizarse en la planta de Huelva. En Cartagena se dispone del atraque adecuado y con la entrada en funcionamiento del nuevo tanque de GNL a principios del 2002 podrán descargarse metaneros grandes. En Barcelona no existe capacidad de atraque de barcos grandes aunque sí habría capacidad de tanques.

- En general, existe un déficit de capacidad de almacenamiento en los tanques de todas las plantas. Es decir, es preciso una adaptación al Real Decreto 949/2001 en cuanto a disponibilidad de capacidad de almacenamiento en tanques: 5 días hasta el 2004 y 10 días a partir del 2004.

En cuanto a las infraestructuras de transporte.

- Escaso mallado de las infraestructuras de transporte, que hace vulnerables ciertas áreas geográficas ante limitaciones temporales de las entradas por puntos concretos, como es el caso de Cataluña.
- La elevada demanda de la zona centro y Madrid presenta problemas de bajas presiones en punta por lo que requiere un importante esfuerzo de inversión en refuerzos de la red de transporte.

En cuanto a las infraestructuras de almacenamiento.

- Necesidad de aumentar la capacidad de almacenamiento hasta completar los 35 días de almacenamiento estratégico.
- Necesidad de aumentar la relación capacidad de extracción/capacidad de almacenamiento.

Teniendo en cuenta el alto grado de saturación de las infraestructuras actuales, es urgente la construcción de nuevas infraestructuras (plantas de regasificación, infraestructuras de transporte y de almacenamiento) para atender los grandes aumentos de la demanda previstos para los próximos años. Además, debe proseguir el esfuerzo de extensión de las redes de gas natural para atender a un mayor número de municipios y ciudadanos.

3.2. Estado actual del sistema de energía eléctrica

A continuación se analiza el estado actual del sistema eléctrico español, diferenciando el sistema peninsular de los sistemas extrapeninsulares, en cuanto a demanda de energía eléctrica y a cobertura de la misma, con el fin de determinar la capacidad real de suministro.

3.2.1. Demanda de energía eléctrica

En junio de 2001, la demanda de energía eléctrica en la Península ha sido de 17.213 GWh, un 7% superior a la del mismo mes del año anterior. La demanda máxima de energía diaria ascendió a 632 GWh, un 4,8% superior a la del mismo mes del año pasado. La demanda máxima de potencia horaria del mes alcanzó 31.238 MW, superando la potencia demandada en junio

de 2000 en un 6,3%, mientras que la demanda máxima de potencia horaria histórica continúa situada en 33.236 MW desde el día 25 de enero de 2000, entre las 19 y las 20 horas.

Si nos referimos a datos de los últimos doce meses, la demanda bruta alcanza 199.729 GWh, lo que supone un crecimiento del 4,7% respecto al mismo periodo anterior.

La demanda peninsular en 2000 sufrió un incremento del 5,5% respecto al año anterior. Si se toman datos acumulados hasta junio, el crecimiento de la demanda en 2001 ha sido de un 5,1% respecto al mismo periodo del año 2000.

En lo referente a sectores de consumo, la demanda del sistema peninsular se puede clasificar en cinco grandes grupos:

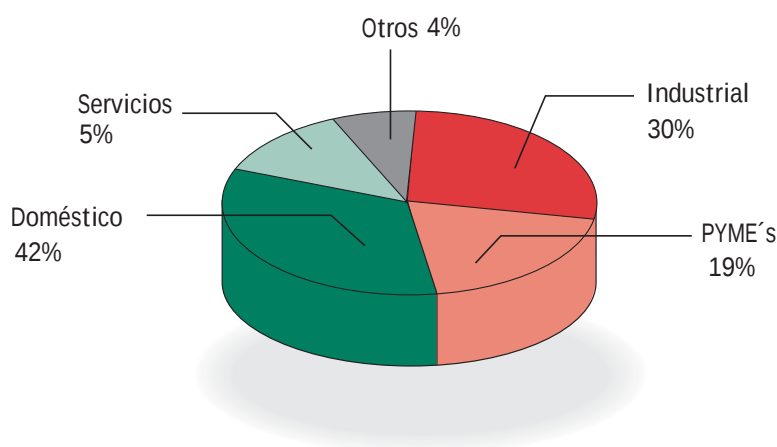
- Industrial. Incluye a grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa G-4 a muy alta tensión, grandes consumidores industriales con suministro interrumpible, grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa horaria de potencia y consumidores industriales con tarifa de alta tensión,
- PYME's. Empresas de servicios y pequeña industria en baja tensión.

Figura 3.2.1 Evolución de la demanda peninsular

Sistema Peninsular (GWh)	Enero - Diciembre	Δ%	Enero - Junio	Δ%
1997	162.383	3,9%	79.130	
1998	173.057	6,6%	84.673	7,0%
1999	184.449	6,6%	89.984	6,3%
2000	194.645	5,5%	96.632	7,4%
2001			101.514	5,1%

Fuente: REE

Figura 3.2.2. Distribución de la demanda peninsular por grupos de consumidores



Fuente: CNE, "El consumo eléctrico en el mercado peninsular en el año 2000"

- Doméstico. Consumidores domésticos.
- Servicios. Consumidores del sector servicios con suministros a tarifa horaria de potencia, consumidores del sector servicios con tarifa en alta tensión y consumo eléctrico para el alumbrado público.
- Otros. Incluye los consumos de distribuidores de energía eléctrica no acogidos al Real Decreto 1538/1987, los consumos para riegos agrícolas y forestales en alta y baja tensión y los consumos para los medios de transporte que utilizan la tracción eléctrica.

En cuanto a la situación de la demanda peninsular por áreas geográficas en el año 2000, destaca la posición de Cataluña como primer demandante de energía eléctrica (38.396 GWh), seguida de Andalucía. Las Comunidades Autónomas peninsulares con menor demanda en barras de central son La Rioja, Extremadura, Murcia, Navarra y Cantabria. En estas Comunidades la demanda de energía eléctrica

se sitúa en el año 2000 por debajo de los 4.000 GWh.

En la **figura 3.2.3** se muestra un balance de energía eléctrica por Comunidades Autónomas y su demanda en barra de central asociada.

Por su parte, la demanda del sistema extrapeninsular experimentó en el año 2000 un crecimiento global del 7,1% respecto al año anterior. Si se toman datos acumulados hasta junio, el incremento de la demanda en 2001 es del 6,3% respecto al mismo periodo del año 2000. La demanda máxima de potencia horaria del año 2000 en el sistema extrapeninsular fue de 2.035,86 MW.

El balance eléctrico extrapeninsular por sistemas refleja, tanto la capacidad instalada como la demanda bruta a finales del año 2000.

Además, como en el caso del gas natural, es necesario desarrollar la reglamentación singular que ha de regular las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en territorios insulares o extrapeninsulares.

Figura 3.2.3. Balance eléctrico peninsular

Balance eléctrico peninsular 2000 (GWh)	Andalucía	Aragón	Asturias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco
Hidráulica	935	2.679	1.533	466	566	7.257	3.590	1.011	2.017	7.050	131	75	58	222	252
Nuclear	0	0	0	0	9.901	4.030	25.113	7.715	15.447	0	0	0	0	0	0
Carbón	14.195	8.290	19.050	0	1.076	17.222	767	0	0	14.262	0	0	0	0	1.512
Gas natural	885	0	0	0	1.897	0	1.213	0	0	0	0	0	0	0	385
Fuel-oil	774	0	0	0	557	0	459	1.934	0	656	0	0	987	0	502
Producción bruta	16.789	10.969	20.583	466	13.997	28.509	31.142	10.660	17.464	21.968	131	75	1.045	222	2.651
Consumos generación	-689	-608	-1.083	-5	-934	-1.294	-1.230	-417	-606	-800	-2	-1	-53	-3	-102
Consumos bombeo	-663	-257	-142	-583	-154	-1.313	-522	-891	-70	-311	0	0	0	0	0
Producción neta	15.437	10.104	19.358	-122	12.909	25.902	29.390	9.352	16.788	20.857	129	74	992	219	2.549
Régimen especial	3.506	2.746	829	688	1.825	1.923	5.758	1.664	38	3.781	221	588	511	1.622	913
Total	18.943	12.850	20.187	566	14.734	27.825	35.148	11.016	16.826	24.638	350	662	1.503	1.841	3.462
Intercambios (*)	9.132	-5.464	-11.262	2.905	-7.310	-15.063	3.248	10.283	-13.480	-8.680	1.004	23.131	1.965	1.627	12.405
Intracom. e intern.	-2.265	766				598	3.760		2.267	-3.794		0	0	0	3.109
Intercomunidades (**)	11.397	-6.230	-11.262	2.905	-7.310	-15.661	-512	10.283	-15.747	-4.886	1.004	23.131	1.965	1.627	9.296
Demanda bruta	28.075	7.386	8.925	3.471	7.424	12.762	38.396	21.299	3.346	15.958	1.354	23.793	3.468	3.468	15.867

Fuente: REE

Figura 3.2.4 Evolución de la demanda extrapeninsular

Sistema Extrapeninsular (GWh)	Enero - Diciembre	Δ%	Enero - Junio	Δ%
1997	8.598	7,4%		
1998	9.254	7,6%	4.336	
1999	10.078	8,9%	4.720	8,9%
2000	10.794	7,1%	5.109	8,2%
2001			5.430	6,3%

Fuente: REE

Figura 3.2.5. Balance eléctrico extrapeninsular

Balance eléctrico extrapeninsular a 31 -12-00	Potencia MW	I. Baleares GWh	I. Canarias GWh	Ceuta y Melilla GWh	Acumulado anual GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	2	0	2	-0,1
Carbón	510	3.472	0	0	3.472	-0,1
Fuel-Oil	2.460	987	6.107	283	7.377	12,1
Producción bruta	2.971	4.459	6.109	283	10.851	7,9
Consumos generación		-337	-392	-11	-740	3,3
Producción neta		4.122	5.717	272	10.111	8,2
Régimen especial	195	146	538	0	684	-7,1
Demanda b.c.		4.268	6.255	272	10.795	7,1

Fuente: REE

Figura 3.2.6 Incremento de potencia en 2000 del equipo generador

Tipo	Aumento de Potencia MW. Año 2000
Total Nuclear	113
Total Hulla + Antracita	106
Total Lignito pardo	81
Total Lignito negro	52
Total Carbón de importación	65
Total	417

3.2.2. La oferta de energía eléctrica. Cobertura de la demanda

El parque generador peninsular a finales de junio de 2001 estaba constituido por 52.987 MW, de los que 43.300 MW corresponden al régimen ordinario⁹ y 9.687 MW al régimen especial¹⁰.

⁹ Régimen ordinario: aquél en el que el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado. Pertenecen a este régimen las instalaciones de generación convencionales.

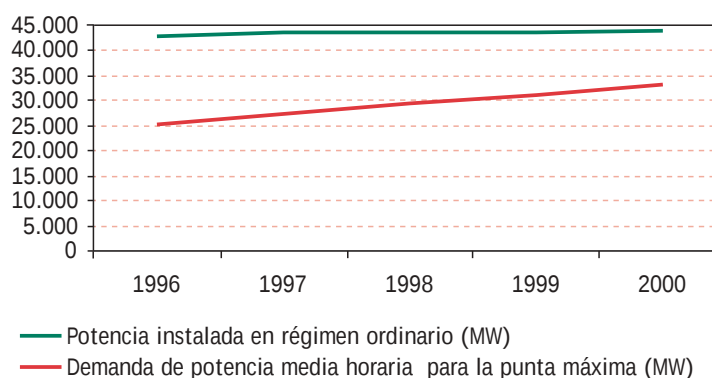
¹⁰ Régimen especial: es un régimen de producción que da un trato diferenciado respecto del régimen ordinario a las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Figura 3.2.7. Balance eléctrico peninsular

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	2.406	6,1	28.045	107,4	42.366	63,5
Nuclear	7.804	5.340	-2,4	31.459	0,1	62.228	-1,4
Carbón	11.542	6.169	-0,8	26.619	-29,3	65.316	-12,3
Fuel-Gas*	7.430	1.222	68,5	3.237	-29,6	8.888	3,9
Producción bruta	43.300	15.137	3,1	89.360	2,4	178.798	3,9
Consumos generación		-655	0,8	-3.242	-15,3	-7.241	-4,5
Consumos bombeo		-263	-20,2	-1.913	-23,2	-4.331	-3,7
Producción neta		14.218	3,8	84.205	4,1	167.226	4,5
Régimen especial	9.687	2.502	13,0	15.891	18,2	29.056	13,0
Intercambios internacionales		492	183,1	1.417	-41,2	3.447	-33,0
Importaciones		750	15,7	3.661	-19,4	7.860	-11,3
Exportaciones		-258	-45,6	-2.244	5,3	-4.413	18,6
Demanda b.c.		17.213	7,0	101.513	4,9	199.729	4,7

Fuente: REE

* Se han deducido 784 MW no operativos: Cádiz, Málaga, Almería, Burceña y Badalona.

Figura 3.2.8 Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario en el sistema peninsular


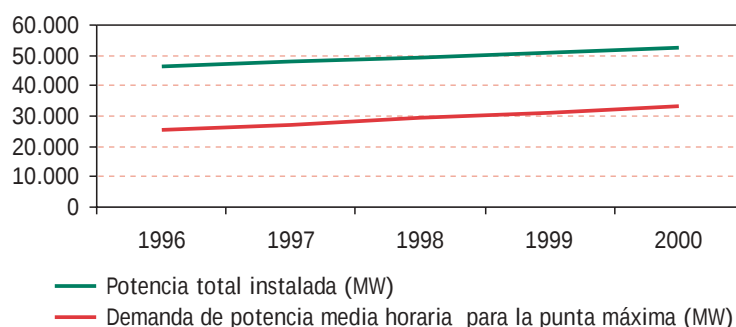
Fuente: REE

En los últimos meses se han producido incrementos de potencia instalada en la producción de régimen ordinario, derivados de diversas ampliaciones de potencia realizadas en los grupos térmicos. Por otra parte, la potencia instalada en régimen especial se incrementa en tasas anuales del 20%, destacando en los últimos años los incrementos habidos en energía eólica y en cogeneración con gas natural.

La demanda eléctrica peninsular se encuentra cubierta actualmente por producción nacional, ya sea en régimen ordinario o en régimen especial, y por intercambios internacionales (diferencia entre exportaciones e importaciones de electricidad).

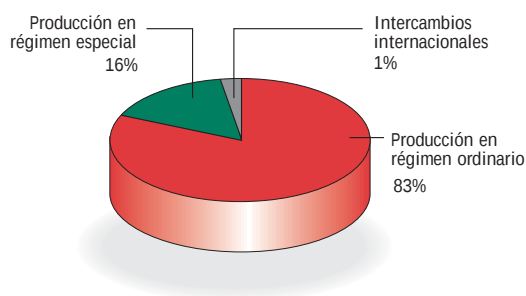
Hasta el momento, la dimensión del equipo generador peninsular ha permitido la cobertura de las demandas

Figura 3.2.9. Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada en el sistema peninsular



Fuente: REE y CNE

Figura 3.2.10. Cobertura de la demanda peninsular



Fuente: REE

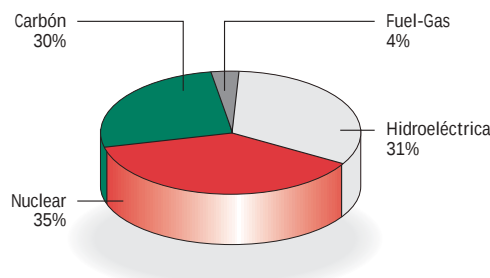
máximas de potencia, aunque continúa el proceso de acercamiento entre la punta máxima del año y la potencia instalada, tal y como se muestra en la **figura 3.2.8**.

Si se considera la totalidad de la potencia instalada peninsular, la relación se modifica, debido al crecimiento experimentado por la producción en régimen especial como se muestra en la **figura 3.2.9**.

La demanda de potencia máxima histórica, situada en 33.236 MW, fue cubierta con 29.441 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario (aportando la energía hidráulica 7.807 MW, y 22.347 MW la energía térmica), con 3.609 MW del régimen especial y 186 MW provenientes del saldo importador de las interconexiones internacionales.

En la **figura 3.2.10**, aparecen reflejados los porcentajes de cobertura de la demanda peninsular del primer semestre de 2001.

Figura 3.2.11. Distribución de la producción peninsular bruta en régimen ordinario



Fuente: REE

En la distribución de la producción peninsular bruta en régimen ordinario, es la energía procedente de instalaciones de fuel-gas la que representa un porcentaje más reducido 4%, repartiéndose el 96% restante prácticamente por igual entre la energía hidráulica, nuclear y la procedente de instalaciones de carbón.

El parque generador extrapeninsular a finales de junio de 2001 estaba constituido por 3.258 MW, de los que 3.043 MW corresponden al régimen ordinario, correspondiendo los restantes 215 MW al régimen especial.

Durante el año 2000 se dieron de baja tres instalaciones térmicas en el sistema extrapeninsular, sumando un total de 17,16 MW. Por otro lado, en el mismo año, se dieron de alta nueve grupos térmicos por un total de 221,5 MW.

La cobertura de la demanda extrapeninsular depende fundamentalmente del equipo térmico instalado basado fundamentalmente en carbón de importación y en combustibles líquidos. La cobertura de la demanda

Figura 3.2.12 Balance eléctrico extrapeninsular a 30 de junio de 2001

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	%	GWh	%	GWh	%
Hidráulica	1	0	-	1	0,0	2	0,0
Carbón	510	327	26,7	1.763	6,1	3.573	1,4
Fuel-Oil	2.532	629	-2,3	3.675	5,8	7.578	8,3
Producción bruta	3.043	956	6,0	5.439	5,9	11.153	6,0
Consumos generación		-63	10,0	-367	3,4	-754	2,5
Producción neta		893	5,7	5.071	6,0	10.399	6,2
Régimen especial	215	77	40,3	359	9,4	716	5,3
Demanda b.c.		970	7,9	5.430	6,3	11.114	6,2

Fuente: REE y CNE

Figura 3.2.13. Potencia instalada (MW) por CC.AA. en el año 2000

Autonomía	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Gas	Fuel	Rég. ordinario	Rég. especial	TOTAL
ANDALUCÍA	1.046		2.035	901	230	4.212	847	5.059
ARAGÓN	1.284		1.341			2.625	905	3.530
ASTURIAS	661		2.688			3.349	180	3.529
BALEARES			510		879	1.389	23	1.412
C. VALENCIANA	1.255	1.025			1.084	3.364	622	3.986
CANARIAS	1				1.570	1.571	130	1.701
CANTABRIA	363					363	203	566
CASTILLA-LA MANCHA	721	1.226	221	634	314	3.116	712	7.997
CASTILLA Y LEÓN	3.955	466	2.848			7.515	728	9.033
CATALUÑA	2.206	3.129	160	1.670	350	7.528	1.518	9.046
CEUTA					39	39	0	39
EXTREMADURA	2.148	1.957				4.105	18	4.123
GALICIA	2.673		2.032		470	5.175	1.389	6.564
LA RIOJA	8					8	88	96
MADRID	59					59	210	269
MELILLA					44	44	2	46
MURCIA	28				858	886	161	1.047
NAVARRA	11					11	702	713
PAÍS VASCO	105		217	377	542	1.241	387	1.628

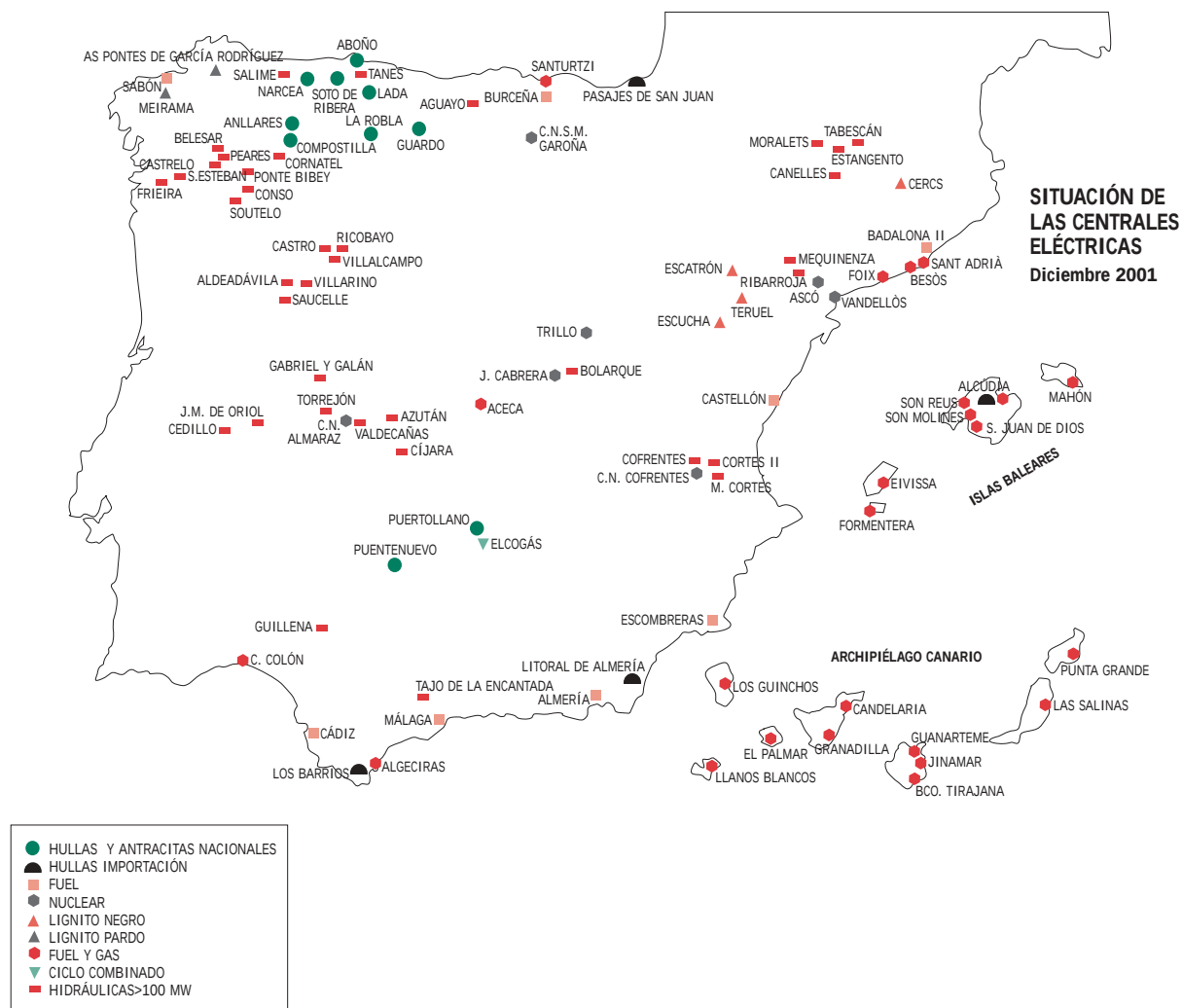
Fuente: REE

durante el primer semestre de 2001 ha sido muy similar a la del mismo periodo del año 2000. Los grupos de fuel han aportado el 63,1% de la demanda, los de carbón el 30,3% y la energía adquirida al régimen especial el 6,6%.

La potencia instalada en territorio nacional en el año 2000

distribuida por Comunidades Autónomas, refleja que es Cataluña, con más de 9.000 MW, la Comunidad que cuenta con mayor potencia instalada, debido principalmente a las instalaciones nucleares e hidráulicas. Le siguen en importancia Castilla y León (con casi 8.000 MW instalados) y Galicia, gracias a la potencia hidráulica y térmica convencional.

Figura 3.2.14. Mapa de situación de las instalaciones eléctricas de generación



Fuente: REE

Las comunidades de Ceuta, Melilla y La Rioja son las que cuentan con menor potencia instalada, siendo ésta inferior a los 100 MW.

Producción en Régimen Ordinario

Producción hidroeléctrica

Según datos de junio de 2001, la potencia hidráulica instalada en el sistema peninsular es de 16.524 MW. Durante los cinco primeros meses del año 2001, la producción hidráulica ha superado sus valores históricos medios.

Esta situación se modificó en el mes de junio, en el que la producción se redujo hasta 2.406 GWh. Pese a dicha reducción, el valor de junio de 2001 es muy similar al del mismo periodo del año anterior.

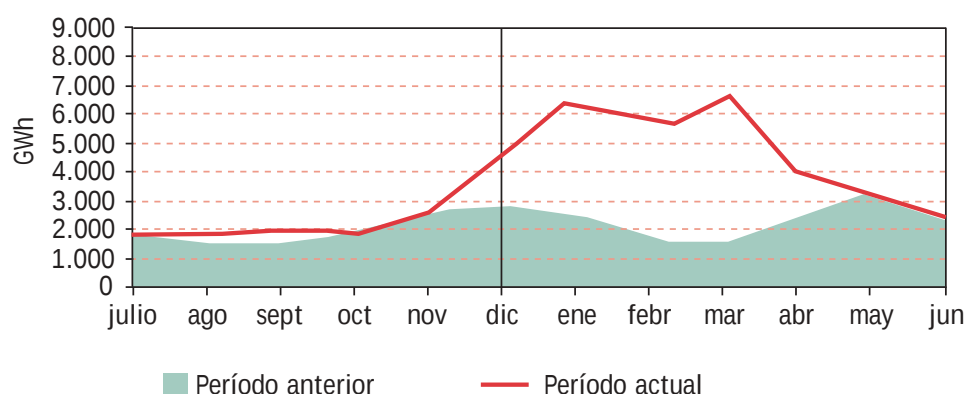
Para poder analizar con mayor detalle la variabilidad de la producción hidroeléctrica se incluye a continuación la evolución que ha experimentado en los últimos años el índice producible¹¹.

¹¹ Índice producible: cociente entre la energía producible y la energía producible media para el mismo periodo y equipo hidráulico. Energía producible: energía máxima que se puede producir con las aportaciones de un periodo en las condiciones más favorables.

Figura 3.2.15 Producción peninsular bruta por cuenca hidrográfica

PRODUCCIÓN PENINSULAR BRUTA CUENCA HIDROGRÁFICA	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	%	GWh	%	GWh	%
Norte	4.149	549	-13,9	8.633	68,1	13.472	37,2
Duero	3.550	510	36,4	8.162	173,2	12.060	112,2
Tajo-Júcar-Segura	4.093	308	16,2	5.167	290,5	7.595	169,3
Guadiana	233	37	746,0	121	129,2	161	62,3
Guadalquivir	1.016	151	22,5	750	80,8	1.247	44,8
Ebro	3.483	852	-1,5	5.213	44,5	7.831	18,1
Total sistema peninsular	16.524	2.406	6,1	28.045	107,4	42.366	63,5

Fuente: REE

Figura 3.2.16. Producción de energía hidráulica en el sistema peninsular


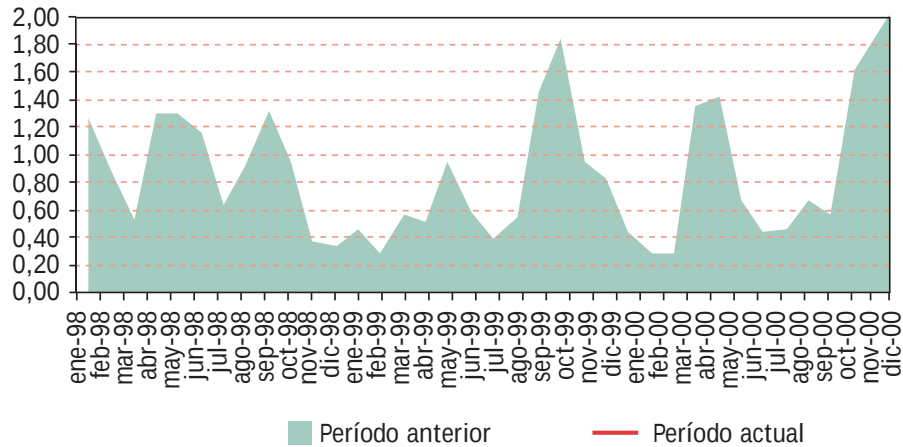
Fuente: REE

Las reservas hidroeléctricas, según datos de 30 de junio de 2001, muestran que el porcentaje de llenado en la Península es del 67%, mientras que el producible total (incluyendo tanto las reservas anuales como las hiperanuales) es de 12.065 GWh.

Por todo lo anterior, se concluye que en la cobertura anual de la demanda tiene una influencia relevante las centrales hidroeléctricas, ya que

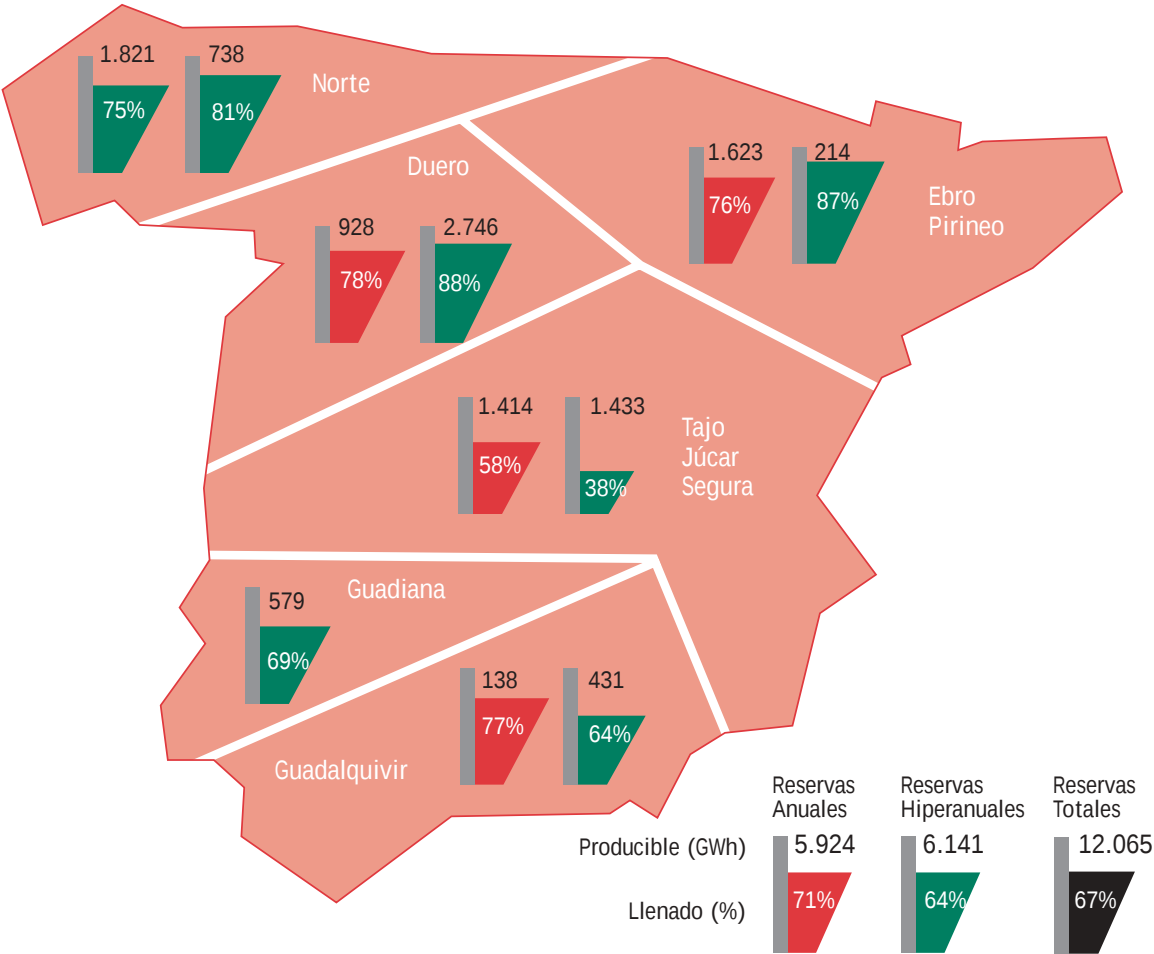
constituyen una fuente de energía de coste reducido pero cuya producción varía enormemente en función de la hidraulicidad. Se puede destacar en los últimos 10 años un abanico que oscila entre una participación de la energía hidráulica del 17% (23.522 GWh) en 1993, definido como año seco, a una participación del 21% (42.366 GWh) registrados durante el periodo julio 2000 a junio 2001 (definido como húmedo).

Figura 3.2.17. Índice producible durante los años 98, 99 y 00

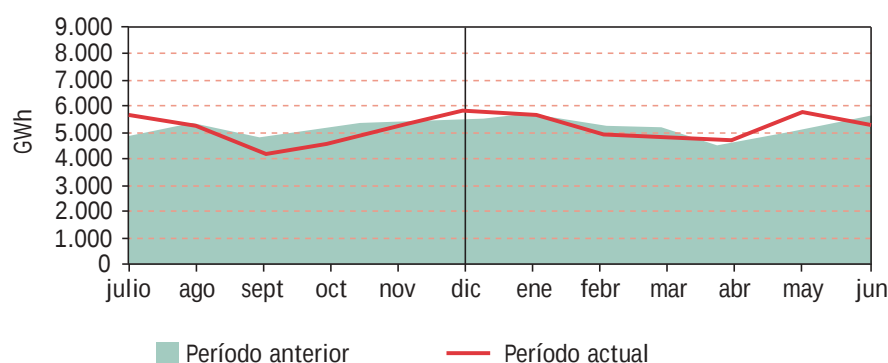


Fuente: REE

Figura 3.2.18. Reservas hidroeléctricas



Fuente: REE

Figura 3.2.19. Producción de energía nuclear en el sistema peninsular


Fuente: REE

Figura 3.2.20. Balance de producción nuclear peninsular. Año 2001

PRODUCCIÓN PENINSULAR BRUTA NUCLEAR	Potencia MW	Junio GWh	%	Acumulado anual GWh	%	Últimos doce meses GWh	%	Índice disponibilidad
J. Cabrera	160	108	0,4	651	-1,0	1.162	-6,6	83,81
Garoña	466	333	0,8	1.532	-23,9	3.549	-11,7	98,82
Almaraz I	974	691	0,3	4.200	-0,3	7.754	-3,8	91,52
Ascó I	1.028	697	-5,0	4.402	22,6	8.825	12,6	90,73
Almaraz II	983	687	6,3	4.174	21,4	8.418	10,0	91,03
Cofrentes	1.025	652	-9,0	4.271	-2,9	7.587	-13,1	87,75
Ascó II	1.015	727	0,4	3.705	-15,6	8.111	5,4	99,22
Vandellós II	1.086	773	1,5	4.674	-0,4	8.286	-11,2	88,12
Trillo	1.066	672	-11,8	3.851	-4,9	8.537	-0,3	93,69
Total sistema peninsular	7.804	5.340	-2,4	31.459	0,1	62.228	-1,4	91,94

Fuente: REE

Producción nuclear

La generación nuclear a lo largo del primer semestre de 2001 se ha mantenido en una línea de producción que concuerda con la producción media de los últimos doce meses (62.228 GWh).

La potencia y datos referentes a la producción nuclear en junio de 2001, además de los datos acumulados a lo largo del primer semestre del mismo año y de los últimos doce meses, se muestran en la **figura 3.2.20**. También se incluye una primera columna con las potencias instaladas en cada una de las centrales y una última columna con los índices de disponibilidad de las mismas.

Por lo que se refiere a la producción nuclear, ésta cubre aproximadamente un 31% (62.228 GWh) de la demanda. Contrariamente a lo que sucede con la producción hidroeléctrica, la nuclear es una tecnología de base con una utilización constante y muy elevada. Por su parte, utiliza un combustible en origen importado, aunque tratado posteriormente en España.

Producción térmica convencional

Peninsular

La potencia y la producción térmica de los grupos térmicos convencionales a junio de 2001 se muestran en la **figura 3.2.21**.

Figura 3.2.21. Balance de producción térmica convencional peninsular

PRODUCCIÓN PENINSULAR BRUTA TÉRMICA POR TECNOLOGÍA	Potencia MW	Junio GWh %	Acumulado anual GWh %	Últimos doce meses GWh %
Hulla + Antracita	6.081	3.101 -1,3	13.052 -32,5	33.155 -13,7
Lignito pardo	2.032	1.308 9,0	6.106 -9,2	13.643 -2,4
Lignito negro	1.501	622 -8,6	1.734 -62,4	6.182 -30,0
Carbón de importación	1.928	1.137 -5,0	5.728 -18,1	12.337 -7,1
Gas natural	3.582	572 91,7	1.384 -27,2	3.864 0,9
Fuel-oil	3.848	650 52,2	1.853 -31,3	5.023 6,4
Total sistema peninsular	18.972	7.391 6,4	29.856 -29,4	74.204 -10,6

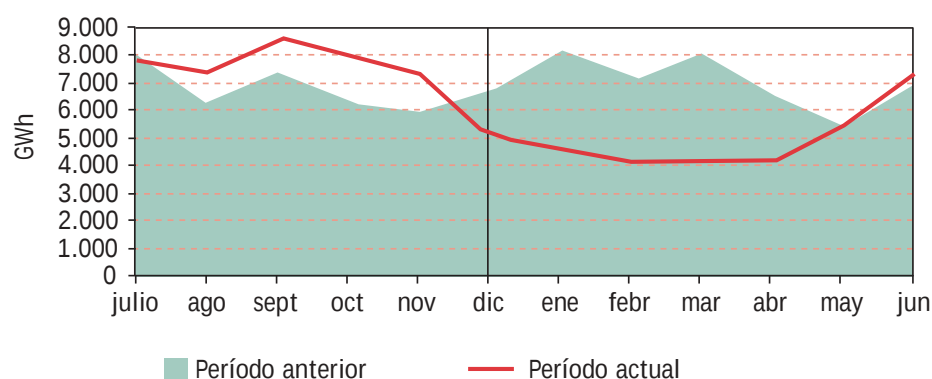
Fuente: REE y CNE

Figura 3.2.22. Potencia instalada en el sistema peninsular según áreas geográficas

Comunidad Autónoma	Nombre Central	Tecnología	Potencia bruta (MW)
Andalucía	ALGECIRAS	FUEL-GAS	753
	CRISTOBAL COLÓN	FUEL-GAS	378
	LITORAL	CARBÓN IMPORTADO	1.144
	LOS BARRIOS	CARBÓN IMPORTADO	568
	PUENTE NUEVO	HULLA + ANTRACITA	324
Aragón	ESCATRÓN	LIGNITO NEGRO	80
	ESCUCHA	LIGNITO NEGRO	160
	TERUEL	LIGNITO NEGRO	1.101
Asturias	ABOÑO	HULLA + ANTRACITA	916
	LADA	HULLA + ANTRACITA	505
	NARCEA	HULLA + ANTRACITA	596
	SOTO	HULLA + ANTRACITA	672
C.Valenciana	CASTELLÓN	FUEL-GAS	1.083
Castilla y León	ANLLARES	HULLA + ANTRACITA	365
	COMPOSTILLA	HULLA + ANTRACITA	1.312
	GUARDO	HULLA + ANTRACITA	516
	LA ROBLA	HULLA + ANTRACITA	655
Castilla-La Mancha	ACECA	FUEL-GAS	627
	GICC	FUEL-GAS	320
	PUERTOLLANO	HULLA + ANTRACITA	221
Cataluña	BESÒS	FUEL-GAS	450
	FOIX	FUEL-GAS	520
	SAN ADRIÁN	FUEL-GAS	1.050
	SERCHS	LIGNITO NEGRO	160
Galicia	MEIRAMA	LIGNITO PARDO	563
	PUENTES	LIGNITO PARDO	1.469
	SABÓN	FUEL-GAS	470
Murcia	ESCOMBRERAS	FUEL-GAS	858
País Vasco	PASAJES	CARBÓN IMPORTADO	217
	SANTURCE	FUEL-GAS	919
Total térmica sistema peninsular			18.971

Fuente: Ministerio de Economía, REE y CNE

Figura 3.2.23. Producción de energía térmica convencional en el sistema peninsular.



Fuente: REE

Figura 3.2.24. Índices de disponibilidad de las centrales térmicas peninsulares

PRODUCCIÓN TÉRMICA PENINSULAR BRUTA POR TECNOLOGÍA	Índice disponibilidad
Hulla + Antracita	93,7
Lignito pardo	94,8
Lignito negro	93,2
Carbón de importación	90,2
Fuel	79,1
Mixtos	92,7
Total sistema peninsular	89,8

Fuente: REE

De la potencia térmica instalada, casi el 50% corresponde a centrales consumidoras fundamentalmente de carbón autóctono. No obstante, la reconversión que se está llevando a cabo en el sector del carbón en el ámbito del Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, y los mayores condicionantes medioambientales que afectan fundamentalmente a las emisiones de SO₂, están produciendo en este colectivo de centrales una penetración importante del carbón de importación.

La potencia instalada distribuida por Comunidades Autónomas y centrales se muestra en la **figura 3.2.22**.

A pesar de este incremento, la producción del primer semestre del año 2001 (29.856 GWh) es inferior a la producción en el mismo periodo del año 2000 en un 29,4%, situación también motivada por el comportamiento de la producción hidráulica, tal, como se ha visto anteriormente.

La producción térmica, dadas sus características de operación y disponibilidad, cubre habitualmente las oscilaciones de la producción hidráulica. Dicha producción históricamente ha dependido del carbón autóctono, pero en la actualidad, su producción también depende en gran medida del carbón de importación, de fuel oil y de gas natural.

Extrapeninsular

La potencia total instalada de los grupos térmicos convencionales en el sistema extrapeninsular es la mostrada en la **figura 3.2.25**.

Producción en Régimen Especial

La producción en régimen especial viene experimentando un crecimiento muy importante en los últimos años en la Península, con tasas que superan el 20%. No obstante, en el año 2000 se moderó el crecimiento hasta el 9%, debido fundamentalmente a la estabilización de la producción por cogeneración. Esto ha supuesto que la demanda peninsular fuera cubierta en 2000 en un 14% por la producción en régimen especial.

Figura 3.2.25. Potencia térmica instalada en el sistema extrapeninsular

	Tecnología	Central	Potencia (MW)
Ceuta	Vapor a fuel	Ceuta	39
Melilla	Vapor a fuel	Melilla	44
I. Baleares	Vapor a fuel	Ibiza	193
	Vapor a fuel	Mahón	123
	Vapor a fuel	San Juan de Dios	120
	Vapor a carbón	Alcudía	510
	Turbina de gas	Alcudía	75
	Turbina de gas	Son Molinas	64
	Turbina de gas	Son Reus	304
I. Canarias	Vapor a fuel	Banco Tijarana	235
	Vapor a fuel	Candelaria	288
	Vapor a fuel	Granadilla	286
	Vapor a fuel	Jinamar	416
	Vapor a fuel	Las Salinas	115
	Vapor a fuel	Los Guinchos	65
	Vapor a fuel	Punta Grande	141
	Motor diesel	El Palmar	16
	Motor diesel	Llano Blancos	8
	Turbina de gas	Guanarteme	0
Total			3.042

Fuente: CNE

En el sistema extrapeninsular el crecimiento anual se sitúa normalmente en las mismas tasas que en la Península. Sin embargo, el índice de penetración en la cobertura de la demanda es menor, con sólo un 6%.

En la **figura 3.2.26** se muestra la potencia actual y la energía vertida a la red por este tipo de instalaciones durante los ocho primeros meses de 2001.

En cuanto a la distribución por Comunidades Autónomas, destaca Navarra, que ha cubierto en el año 2000 el 48% de su demanda con producción en régimen especial, debido fundamentalmente a su fuerte apuesta por la energía eólica. Destacan también Aragón y Galicia por su producción basada tanto en la cogeneración como en las energías renovables.

En cuanto a la potencia instalada en régimen especial, se puede observar un incremento total nacional del 21% en el año 2000, debido principalmente a la instalación de nuevas centrales de cogeneración de gas natural y de parques eólicos. Esta potencia se sitúa a finales del año 2000 en la Península en 9.022 MW distribuidos fundamentalmente en cogeneración, eólica y minihidráulica.

Energía procedente de cogeneración

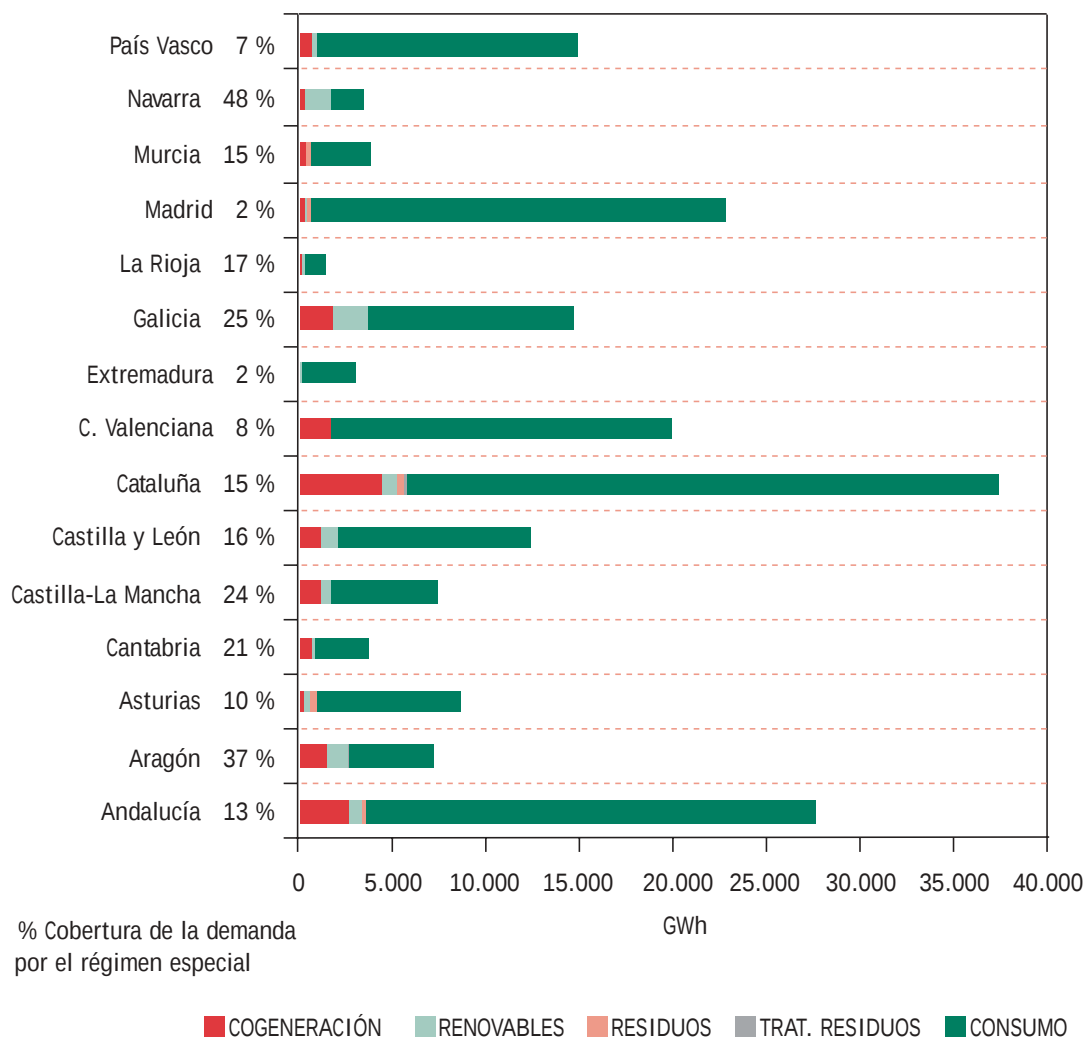
Durante el año 2000, las ventas de energía producida a través de cogeneración han sido de 16.716 GWh, un 0,8% inferiores a las ventas efectuadas en el año 1999. Se han incorporado 75 nuevas instalaciones de gas natural, mientras que en el resto de los combustibles el aumento de potencia ha sido poco significativo.

Figura 3.2.26. Potencia instalada y producción a 31 de agosto de 2001, peninsular y extrapeninsular

RÉGIMEN ESPECIAL (a 30 de septiembre de 2001)	PENINSULAR		EXTRAPENINSULAR		TOTAL	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
Cogeneración	5.002	10.451	74	164	5.077	10.615
Eólica	2.622	3.899	106	269	2.728	4.168
Hidráulica	1.430	3.491	0	2	1.431	3.493
Otros	633	1.530	34	98	667	1.628
TOTAL	9.687	19.370	215	533	9.902	19.904

Fuente: CNE y REE

Figura 3.2.27. Consumo y producción de energía en régimen especial en CCAA peninsulares en el año 2000



Fuente: CNE y REE

Mientras que en los primeros meses del año 2000, la producción generada a través de cogeneración fue ligeramente superior a la del año 1999, en los últimos meses algunas instalaciones de cogeneración que utilizan gas natural o productos derivados del petróleo redujeron su producción, debido al aumento del precio del barril de petróleo.

Energía eólica

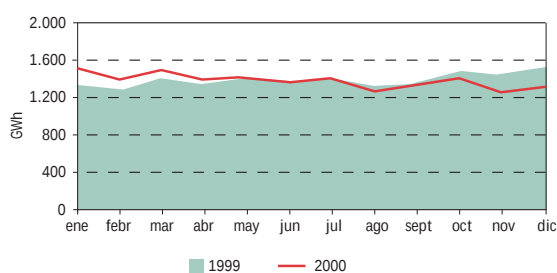
La producción de energía eólica sigue siendo la de mayor crecimiento dentro del régimen especial,

alcanzando en el año 2000 un crecimiento del 67% respecto al año anterior.

Energía minihidráulica

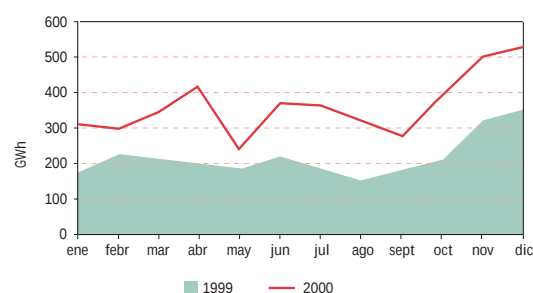
Debido fundamentalmente a la elevada hidráulicidad (índice producible de 0,9) del año 2000 respecto a la de 1999 (índice producible de 0,68), la producción aumentó un 3%, distinguiendo entre el incremento experimentado por la producción de instalaciones hidráulicas de potencia igual o inferior a 10 MW (4%) pertenecientes al régimen

Figura 3.2.28. Evolución de la energía vertida a la red por cogeneración



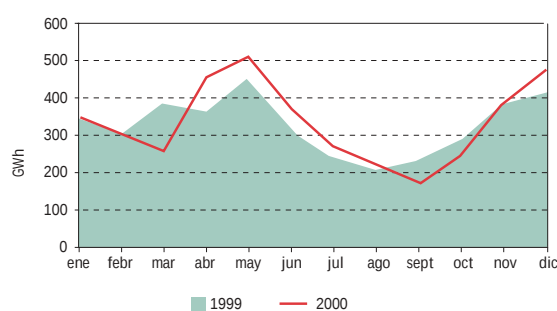
Fuente: CNE

Figura 3.2.29 Evolución de la energía eólica vertida a la red (GWh)



Fuente: CNE

Figura 3.2.30. Evolución de la energía hidráulica en régimen especial vertida a la red (GWh)



Fuente: CNE

hidráulico existente desde enero del año 1998 hasta diciembre de 2000.

3.2.3. Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica

Descripción general de la red de transporte

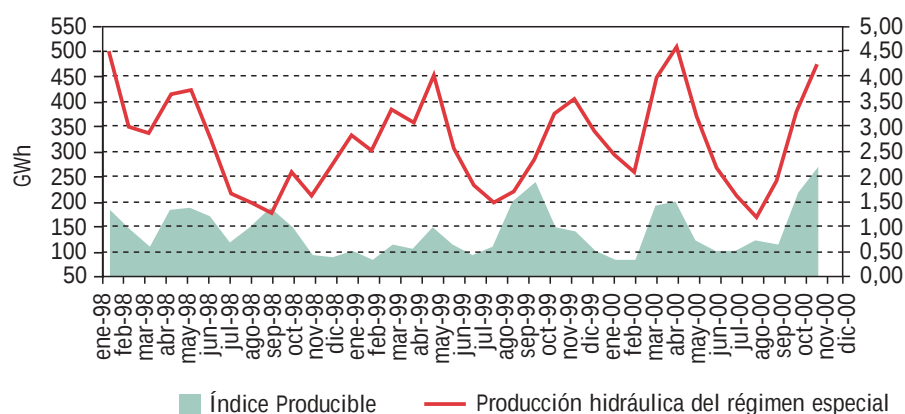
La red de transporte es uno de los elementos fundamentales en el funcionamiento del sistema eléctrico ya que es el elemento de unión que lleva la energía eléctrica desde las zonas de producción hasta las áreas de consumo.

Se entiende como red de transporte las líneas, parques transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a

especial (2%) y el correspondiente a las instalaciones de más de 10 MW.

La **figura 3.2.31** muestra la evolución de la producción hidráulica del régimen especial frente al producible

Figura 3.2.31. Evolución de la producción hidráulica del régimen especial frente al producible existente



Fuente: REE y CNE

220 kV y aquellas otras instalaciones cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o de interconexión internacional, y en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

La evolución del sistema de transporte, tanto en circuitos de 400 kV como de 220 kV, y transformación en España sigue una trayectoria creciente en el tiempo.

En la **figura 3.2.33**, se muestra la evolución de la capacidad de transformación.

Figura 3.2.32. Evolución de la red de 400 y 220 kV (Km). Año 2000

Año	400 kV	200 kV	Año	400 kV	200 kV
1961	0	5.558	1981	8.906	13.958
1962	0	5.904	1982	8.975	14.451
1963	0	6.544	1983	9.563	14.476
1964	150	7.374	1984	9.998	14.571
1965	255	7.856	1985	10.781	14.625
1966	1.278	8.403	1986	10.978	14.719
1967	1.278	9.763	1987	11.147	14.822
1968	1.289	10.186	1988	12.194	14.911
1969	1.599	10.759	1989	12.533	14.922
1970	3.171	10.512	1990	12.686	14.992
1971	3.233	10.859	1991	12.883	15.057
1972	3.817	11.839	1992	13.222	15.281
1973	4.175	11.923	1993	13.439	15.367
1974	4.437	12.830	1994	13.737	15.511
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.554
1976	4.715	13.501	1996	14.083	15.659
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.702
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.801
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.900
1980	8.518	14.124	2000	14.918	16.003

Fuente: Informe Anual REE

Figura 3.2.33 Evolución de la capacidad de transformación. Año 2000

		1996	1997	1998	1999	2000
Capacidad de	RED ELÉCTRICA	15.788	16.988	16.988	17.913	19.613
transformación	Otras empresas	25.699	25.699	25.699	26.149	26.149
400/AT (MVA) (*)	Total	41.487	42.687	42.687	44.062	45.762

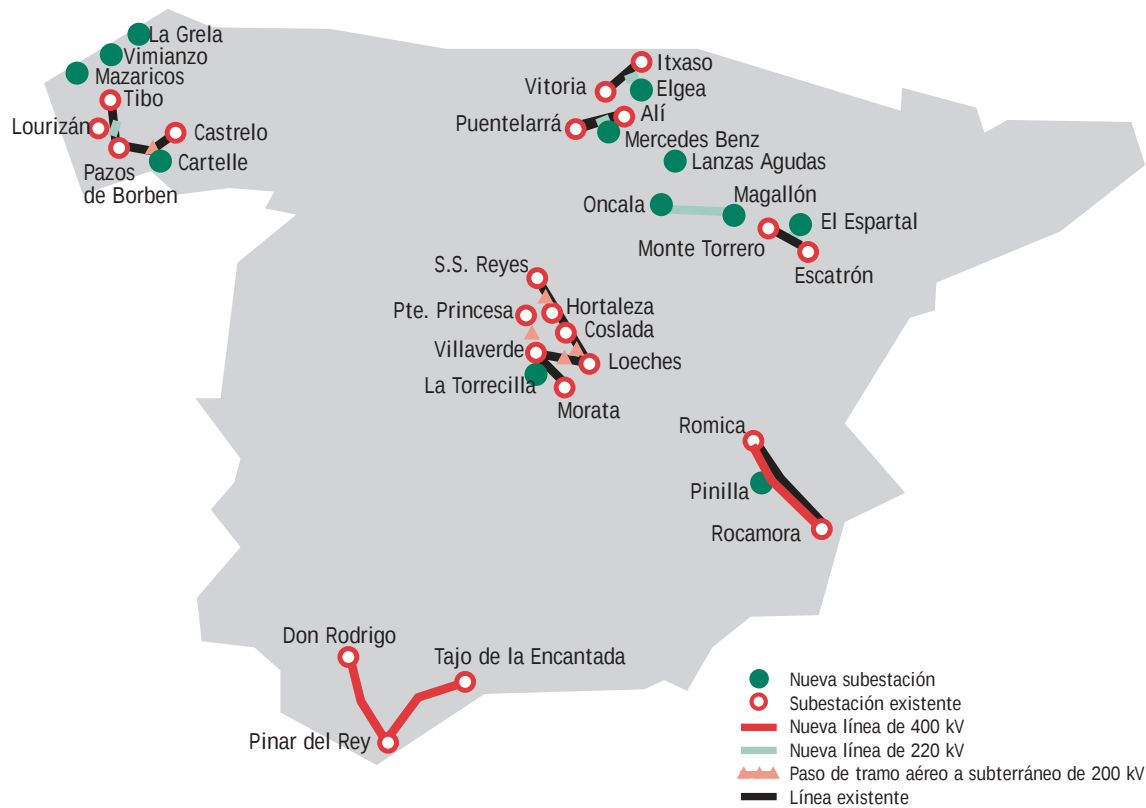
Fuente: REE

(*) AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV

Durante el año 2000, se han puesto en operación 380 km de circuito de 400 kV, correspondientes a la instalación del segundo circuito de las líneas Pinar del Rey-Don Rodrigo y Pinar del Rey-Tajo de la Encantada, así como la entrada/salida en la subestación de Cartelle de la línea

Castrelo-Pazos, que transitoriamente funcionará a 220 kV. Asimismo se ha procedido a la partición de la línea Romica-Rocamora y a la instalación del segundo circuito en las líneas resultantes Romica-Pinilla y Pinilla-Rocamora.

Figura 3.2.34 Nuevas subestaciones y líneas en operación (400 y 220 kV). Año 2000



Fuente: Informe Anual REE

Figura 3.2.35.Red de Transporte. Año 2001

		400 kV	220 kV	Otras tensiones
LÍNEAS	Longitud (km)	14.903,0	16.757,2	123,5
SUBESTACIONES	Posiciones	620	1.443	9
TRANSFORMACIÓN (1)	Nº de unidades	106	435	-
REACTANCIAS	Nº de unidades	20	-	36
CABLES	Nº de Circuitos	1	-	-
SUBMARINOS (2)	Longitud (km)	13,2	-	-
CABLES	Nº de circuitos	1	10	-
SUBTERRÁNEOS	Longitud (km)	2.06	78,8	-

Fuente Informe mensual REE mes de julio

(1) En los transformadores, la tensión de referencia corresponde a la parte de alta tensión

(2) El cable submarino se refiere a la interconexión España-Marruecos

En el nivel de tensión de 220 kV se han puesto en servicio 103 km de circuito, correspondiente a la línea Magallón-Aldehuela-Oncala y a diversas entradas y salidas en líneas existentes.

Asimismo se han puesto en servicio dos nuevas subestaciones de 400 kV y once de 220 kV. Por su parte, la capacidad de transformación 400 kV/AT ha aumentado en 1700 MVA

Según los datos del informe mensual de Red Eléctrica de España correspondiente al mes de julio de 2001, la red de transporte esta compuesta por 14.903 km de circuito de 400 kV y 16.757 km de circuito de 220 kV, siendo la capacidad instalada de transformación de 400/220-132-110 kV de 46.437 MVA.

Como resumen indicar que la red de transporte peninsular corresponde a una red suficientemente mallada que origina relativamente pocas restricciones. No obstante, se han de destacar las congestiones que se producen en la evacuación de energía de la zona gallega y ciertos episodios relativos al control de tensión en las zonas andaluza, levante y centro.

Las conexiones internacionales

RED ELECTRICA tiene tres contratos de intercambio internacional de energía eléctrica suscritos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico:

- Contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA
- Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a EDF
- Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE

Figura 3.2.36 Capacidad nominal por línea de interconexión

Capacidad nominal máxima de las interconexiones internacionales (MW)			
	TENSIÓN (KV)	En verano	En invierno
Con Francia		3526	4218
Irún – Errondenia	132	111	133
Arkalde – Mouguerre	220	410	460
Hernani – Cantegrit	400	1110	1340
Biseca II - Pragnères	220	270	330
Benos - Lac Dóo	110	95	135
Vic – Baixas	400	1350	1820
Con Andorra		120	170
Adrall - Escalades	110	120	170
Con Portugal		3325	4010
Cartelle - Lindoso	400	1390	1660
Conchas - Lindoso	132	105	140
Aldeadávila - Bemposta	220	320	350
Aldeadávila - Pocinho	220	320	350
Saucelle - Pocinho	220	320	350
Cedillo - Falagueira	400	790	1020
Santa Marina - Elvas	110	80	140
Con Marruecos		730	730
Pinar - Melloussa	400	730	730
Total		7701	9128

Fuente: REE

La capacidad comercial, bajo condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red, ha oscilado de acuerdo con los valores de las bandas que figuran en el mapa de la **figura 3.2.37**. En situaciones puntuales, estos valores han sido inferiores al quedar fuera de servicio líneas de interconexión o próximas a las fronteras para reparación o mantenimiento.

Las variaciones de la capacidad comercial se deben, en parte, al cambio de capacidad térmica de las líneas. Sin embargo resulta decisiva la estructura de la generación en diferentes periodos, así como los valores de demanda en zonas próximas a las fronteras que pueden llegar a saturar, en determinados casos, las

redes internas. En el caso de la interconexión con Portugal, la generación hidráulica a ambos lados de la frontera condiciona de manera importante la capacidad, siendo la gestión de la producción de las cuencas del Duero y Tajo a lo largo del año la causa principal de las variaciones observadas.

A largo plazo existen dos contratos internacionales: la importación de 550 MW de EDF, con el contrato de exportación en punta asociado al mismo, y la exportación de energía a Marruecos –90 MW- en base pero con 1500 horas de interrupción firmados por RED ELECTRICA con anterioridad al cambio normativo.

Figura 3.2.38. Conexiones eléctricas en Baleares



Fuente: REE

Figura 3.2.39. Líneas de interconexión entre islas de Baleares

Línea	Tensión (Kv)	Longitud (Km)	Capacidad (MVA)
Mallorca – Menorca	132	42,8	100
Ibiza – Formentera 1	30	18	10
Ibiza – Formentera 2	30	23.9	20

Fuente: CNE

Las conexiones con las islas e interislas

No existen conexiones de la red de transporte de energía eléctrica entre la Península y las islas.

En las Baleares existen dos conexiones interislas: Menorca-Mallorca, e Ibiza-Formentera. Asimismo, está proyectada una línea entre Ibiza y Mallorca.

Las Islas Canarias

Igual que en el caso de las Baleares, se trata de un sistema aislado de la Península, existiendo tan solo conexiones entre Lanzarote y Fuerteventura, y entre Lanzarote y La Graciosa.

La red de distribución de energía eléctrica

Se consideran instalaciones de distribución todas las líneas eléctricas de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que se consideren integradas en la red de transporte. Así mismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución.

El mercado de distribución en España se encuentra en la actualidad repartido geográficamente entre las cuatro principales distribuidoras que son el grupo ENDESA, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA e

Figura 3.2.40. Conexiones eléctricas en Canarias



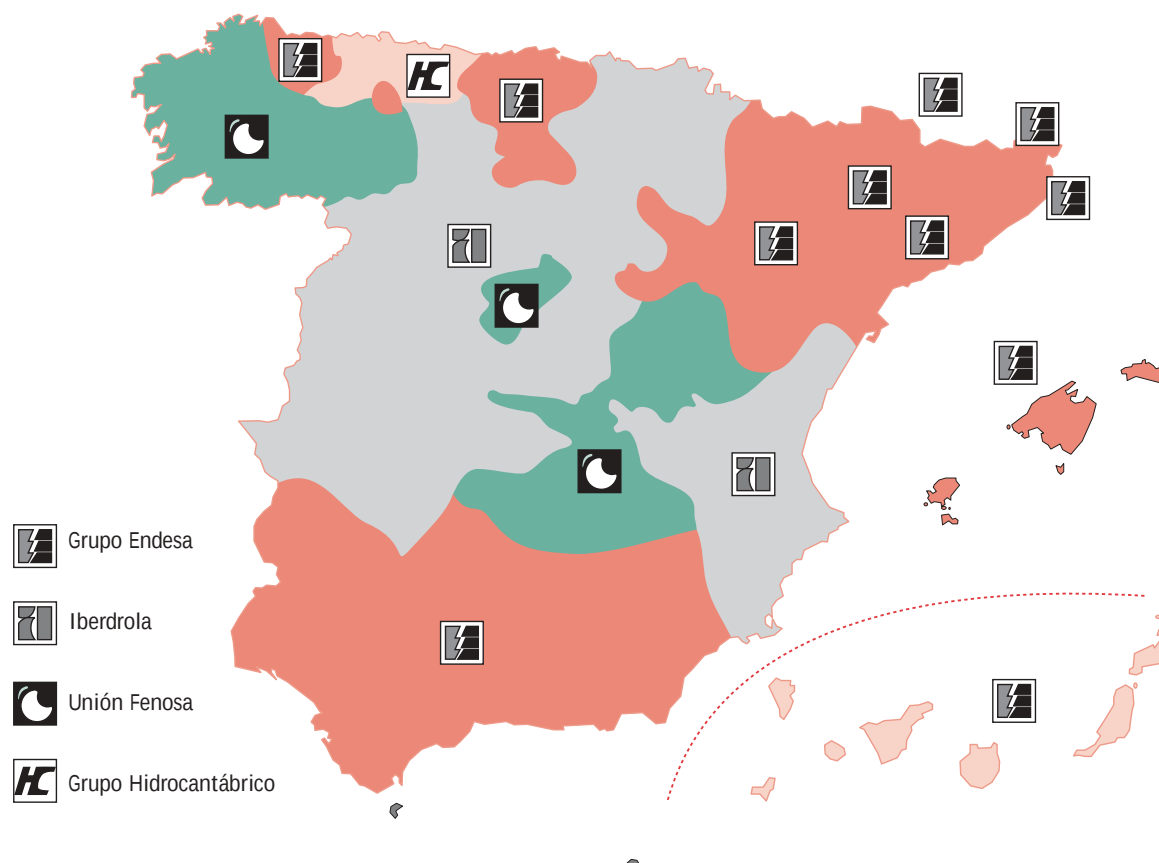
Figura 3.2.41. Líneas de interconexión entre islas de Canarias

Línea	Tensión (kV)	Longitud (Km)
Lanzarote-Fuerteventura	30	15.1
Lanzarote – La Graciosa	30	1.2

Fuente: CNE

HIDROCANTÁBRICO tal y como se puede observar en la figura 3.2.42. En este sentido cabe mencionar la venta por parte de ENDESA de Nueva VIESGO a ENEL en septiembre de 2001, lo que supone la entrada de un nuevo distribuidor con una cuota de mercado del 3%, ubicado básicamente en Cantabria.

Figura 3.2.42 Area de influencia de las distribuidoras. Año 2000



Fuente: CNE

Figura 3.2.43. Red de Distribución. Año 2000

	Km
Líneas de Alta Tensión	60.396
Líneas de Media Tensión	219.167
Líneas de Baja Tensión	281.678
Total	561.241
Subestaciones AT/MT (MVA)	90.840
Centros de Transformación MT/BT (MVA)	49.866

Fuente: CNE

En cuanto a infraestructuras, la red de distribución en España a finales del año 2000 estaba compuesta por 561.241 km de líneas, siendo la capacidad instalada de transformación de 90.840 MVA AT/MT y 49.866 MVA MT/BT.

3.2.4. Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2000

Funcionamiento del mercado de producción

En el año 2000, tercer año de funcionamiento, continúa el desarrollo natural del mercado eléctrico dentro del proceso de transición en el que se enmarcan sus operaciones. En el mercado mayorista destaca la mayor participación de agentes externos y comercializadores así como el comportamiento alcista de los precios, reflejo del aumento de precios de los combustibles, en particular del petróleo y el gas natural. Respecto al mercado minorista, continúa aumentando el volumen de energía vendido a precios libres, consecuencia de las ampliaciones de la base de clientes elegibles en 1999 y el 1 de julio de 2000.

El crecimiento de la demanda acumulado durante los últimos años ha convertido a las centrales de fuel y gas del sistema eléctrico en necesarias para la cobertura del sistema, aunque únicamente en los períodos de demanda más elevada y ante condiciones hidráulicas medias o bajas. Dado que estas centrales presentan un coste variable de explotación significativamente superior al resto de las existentes en el parque de generación peninsular, resulta natural que los precios del mercado eléctrico presenten pautas estacionales más acusadas que en años anteriores.

De esta manera, los precios elevados que se han observado a principios y finales de año están soportados por una mayor utilización del equipo de fuel-gas, ante unas condiciones de hidraulicidad que han sido bajas hasta finales de año, a lo que cabe añadir que el nivel de partida de los embalses no era elevado tras ser 1999 un año hidráulico relativamente seco.

Otro aspecto que merece especial atención es la mayor participación de agentes externos en el mercado español, contribuyendo a una mayor integración con los mercados vecinos, aunque siempre limitada por el nivel de las interconexiones.

Asimismo, la participación de los comercializadores en el mercado de producción ha experimentado un importante aumento respecto a 1999, tras la ampliación de los umbrales de elegibilidad hasta 1 GWh de consumo anual a finales 1999 y a 1 kV de tensión de suministro en julio de 2000. Este aumento en la negociación de energía ha ido, igualmente, acompañado de un aumento del número de comercializadores activos en el mercado.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, introduce importantes novedades con respecto al mercado de producción de electricidad, aunque una parte importante de ellas queda pendiente de desarrollos posteriores.

El conjunto de medidas van dirigidas a facilitar la participación en el mercado de todo tipo de agentes. Así se introducen incentivos a la participación del régimen especial en el mercado, bien directamente o través de comercializadoras, se aumentan las posibilidades de contratación bilateral de energía de estas últimas, se simplifica el proceso administrativo para que los consumidores cualificados ejerzan su condición, y se introduce un mercado de contratación a plazo organizado.

Por su especial interés conviene destacar la extensión de la elegibilidad a todos los consumidores en el 2003, lo cual significa un gran avance en la liberalización del sector eléctrico que implica importantes desarrollos tanto a nivel empresarial como regulatorio.

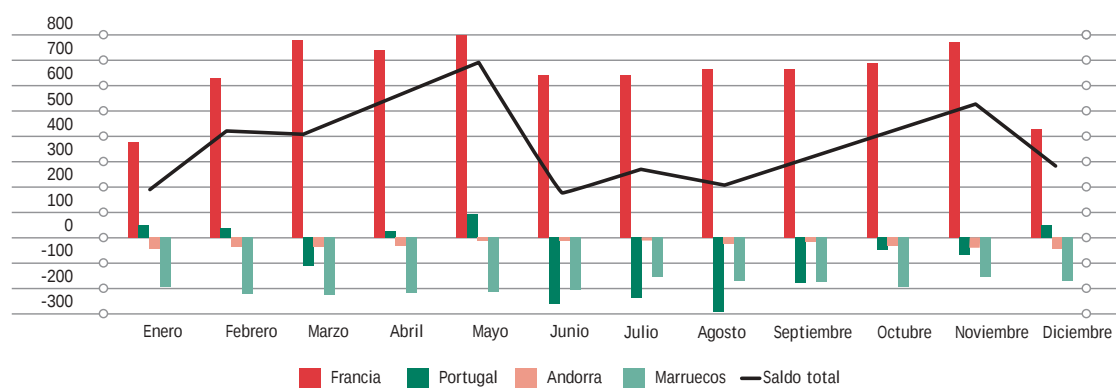
Igualmente, se establece que en el 2003 la contratación bilateral será extensiva para los comercializadores con respecto a los productores en régimen ordinario. Este cambio significa, de hecho, un cambio de modelo en el mercado español de electricidad, que dejará de estar basado en un mercado organizado casi obligatorio y pasará a una situación en la que el mercado organizado deberá convivir con la contratación bilateral.

Funcionamiento de las interconexiones

El año 2000 se ha caracterizado tanto por el volumen procedente de intercambios programados, que ha tenido un incremento de un 20% respecto al año 1999, como por el elevado número de transacciones internacionales realizadas. Cabe destacar las operaciones realizadas a través de la ejecución de contratos bilaterales físicos, que han representado un 10% del volumen total de energía, dato que contrasta con su nula participación en 1999.

El saldo físico de los intercambios internacionales en el año 2000 ha resultado importador por valor de 4400 GWh, cifra inferior en un 22,4% a la del año 1999, siendo la contribución de este saldo a la cobertura de la demanda de un 2,3%. Las importaciones realizadas se

Figura 3.2.44. Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión en el año 2000 (GWh)



Fuente: REE

han incrementado en un 4,5%, mientras que las exportaciones han crecido en un 6,7%.

El saldo de intercambios programados ha mantenido signo importador durante todos los meses del año, con un valor máximo de 676 GWh en el mes de mayo y un mínimo de 173 GWh en el mes de junio.

La utilización de la capacidad de intercambio comercial ha alcanzado niveles elevados en las interconexiones con Francia y Marruecos, con unos valores medios, en sentido importador del 94%, y en sentido exportador del 75%, respectivamente. La interconexión con Portugal ha alcanzado un valor medio de un 28%

en sentido exportador y de un 14% en sentido importador.

En el año 2000, la autorización por parte del Ministerio de Economía de nuevos agentes externos y la mayor actividad de los agentes ya autorizados, unido al volumen de contratos bilaterales ejecutados, ha producido un crecimiento significativo tanto en la energía total intercambiada como en el número de transacciones internacionales realizadas.

El mayor volumen de exportaciones se ha debido fundamentalmente a la participación de los agentes externos REN y ONE.

Figura 3.2.45. Transacciones internacionales

	Transacciones internacionales de los agentes y contratos bilaterales físicos (GWh)					
	Importaciones			Exportaciones		
	1999	2000	Diferencia	1999	2000	Diferencia
Transacciones en el mercado de producción	3618	3907	289	1754	2481	727
Comercializadoras	-	-	-	1161	1251	91
Productores	18	575	557	479	503	25
Agentes externos	3600	3331	-268	114	726	612
Contratos bilaterales físicos	0	70	70	0	1187	1187
Total	3618	3977	359	1754	3668	1914

Fuente: REE

Figura 3.2.46. Resumen intercambios internacionales en 2000

Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica en el año 2000 (GWh)			
		Exportación	Saldo
Contratos de RED ELÉCTRICA		4679	588
Francia (EDF)		4679	-
Marruecos (ONA)		-	588
Transacciones en el mercado		3907	2481
Francia*	Productores	571	54
	Agentes externos	2624	5
Portugal	Comercializadoras	0	839
	Productores	0	269
	Agentes externos	706	357
Andorra	Comercializadora	0	270
	Comercializadora	0	142
Marruecos	Productores	5	181
	Agentes externos	0	364
Contratos bilaterales físicos		70	1187
Francia*		67	30
Portugal		3	167
Andorra		0	0
Marruecos		0	990
Intercambios de apoyo		0	0
Total intercambios programados		8655	4256
Desvíos de regulación a compensar			41
Saldo físico de los intercambios internacionales		12269	7829

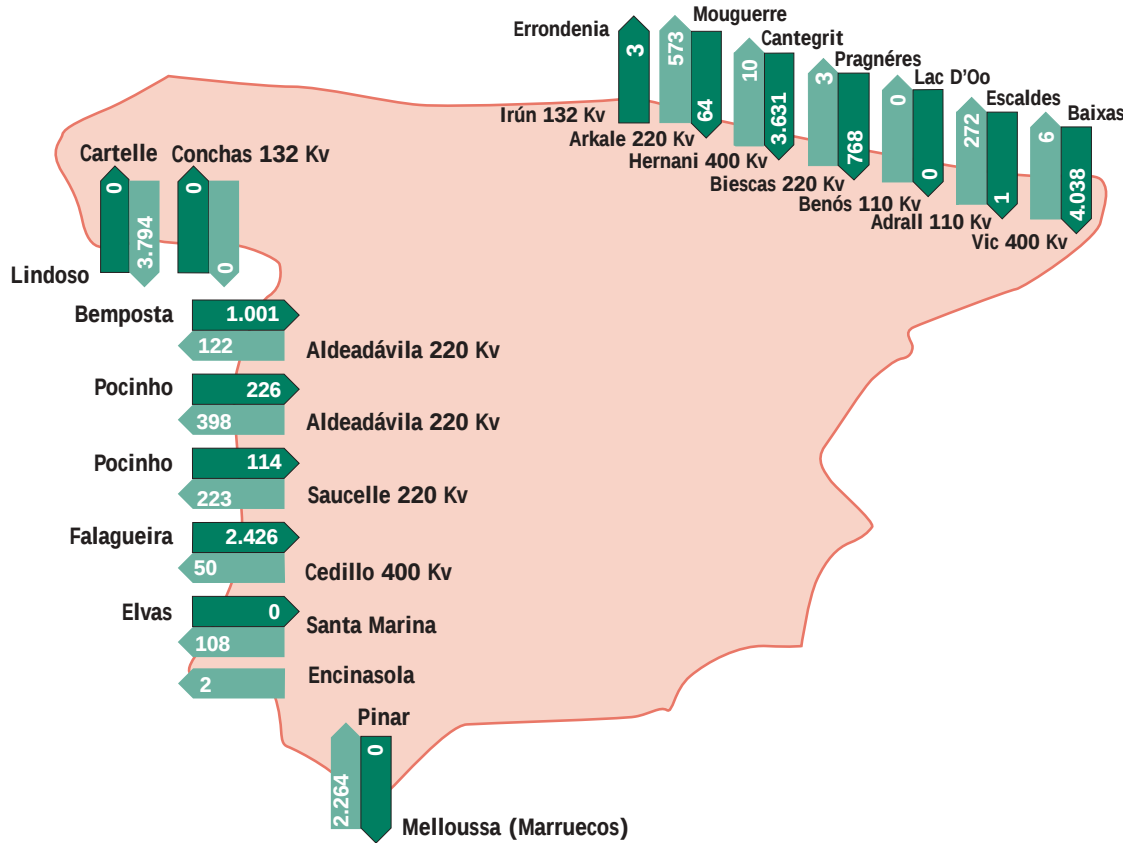
Fuente: REE

(*) Incluye intercambios con otros países europeos

En el mercado de producción español han participado también durante el año 2000 EDF, ELECTRABEL y ENBW. Esta última sociedad adquirió la autorización de agente externo durante el año 2000.

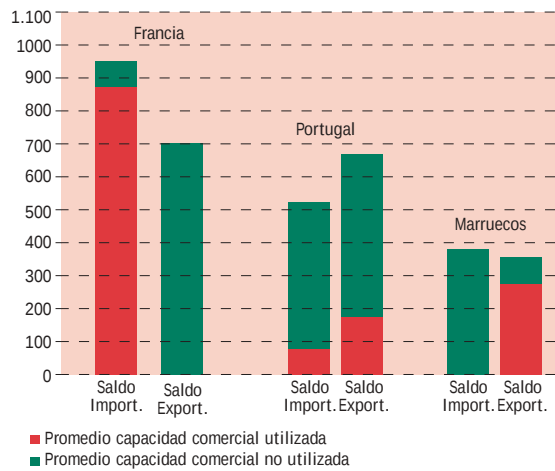
Respecto al grado de utilización de la capacidad comercial en el año 2000, cabe destacar que en la interconexión con Francia, en sentido importador, y en la interconexión con Marruecos, en el sentido exportador, se han registrado niveles elevados de utilización.

Figura 3.2.47. Intercambios físicos de energía eléctrica en el año 2000(GWh)



Fuente: REE

Figura 3.2.48. Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones en el año 2000 (MWh)



Fuente: REE

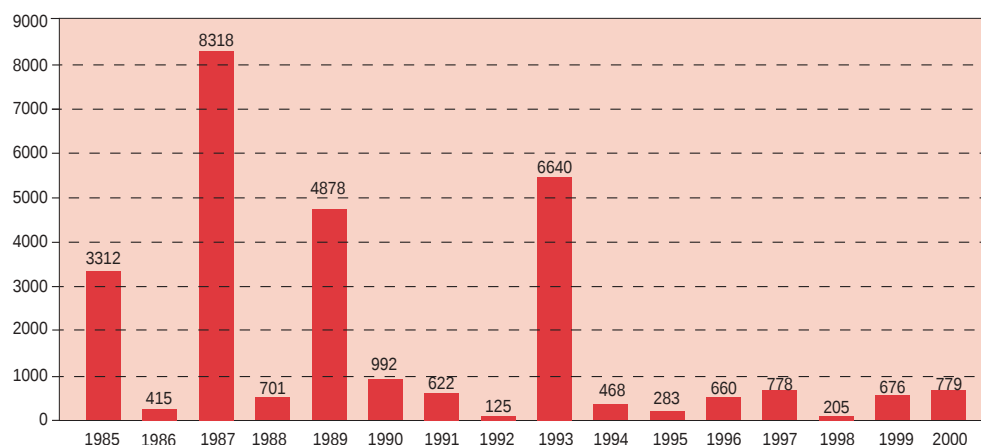
Funcionamiento de la red de transporte

Con la entrada en vigor del 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, se definen una serie de parámetros representativos de los niveles de calidad que sirven para el establecimiento de incentivos y penalizaciones.

La calidad global de la red de transporte se exigirá por punto frontera y por instalación y los indicadores de medida son la energía no suministrada ENS, el tiempo de interrupción medio TIM y la indisponibilidad de la red.

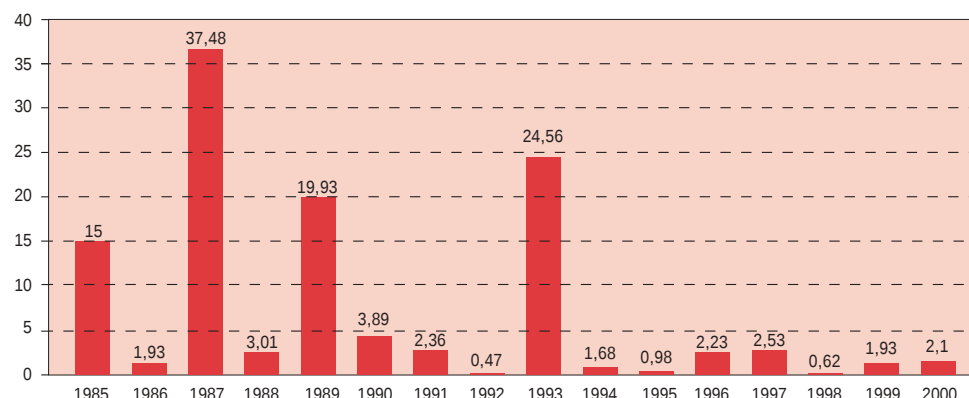
En el año 2000, según el informe anual de REE, la energía no suministrada, referida a la red de transporte peninsular ha sido de 779,3 MWh.

Figura 3.2.49 Energía no suministrada por incidencias en la red de transporte (MWh). Año 2000



Fuente: Informe Anual REE

Figura 3.2.50 Tiempo de interrupción medio (min). Año 2000



Fuente: Informe Anual REE

Asimismo, el valor del tiempo de interrupción medio durante el año 2000 fue de 2,10 minutos.

En cuanto a la tasa de indisponibilidad de las líneas, que mide el tiempo medio que cada línea de la red no ha estado disponible para el servicio, ya sea por motivos de mantenimiento preventivo, indisponibilidad fortuita u otras causas, como construcción de nuevas instalaciones o condicionantes externos a la red, ha sido para las líneas propiedad de REE durante el año 2000 de 1,7%.

Funcionamiento de la red de distribución

En cuanto a la calidad del servicio las empresas distribuidoras están obligadas a mantener los niveles de

Figura 3.2.51 Tasa de indisponibilidad de las líneas propiedad de REE. Año 2000

	%
Mantenimiento preventivo	0,62
Indisponibilidades fortuitas	0,06
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,02
Total	1,70

Fuente: Informe Anual REE

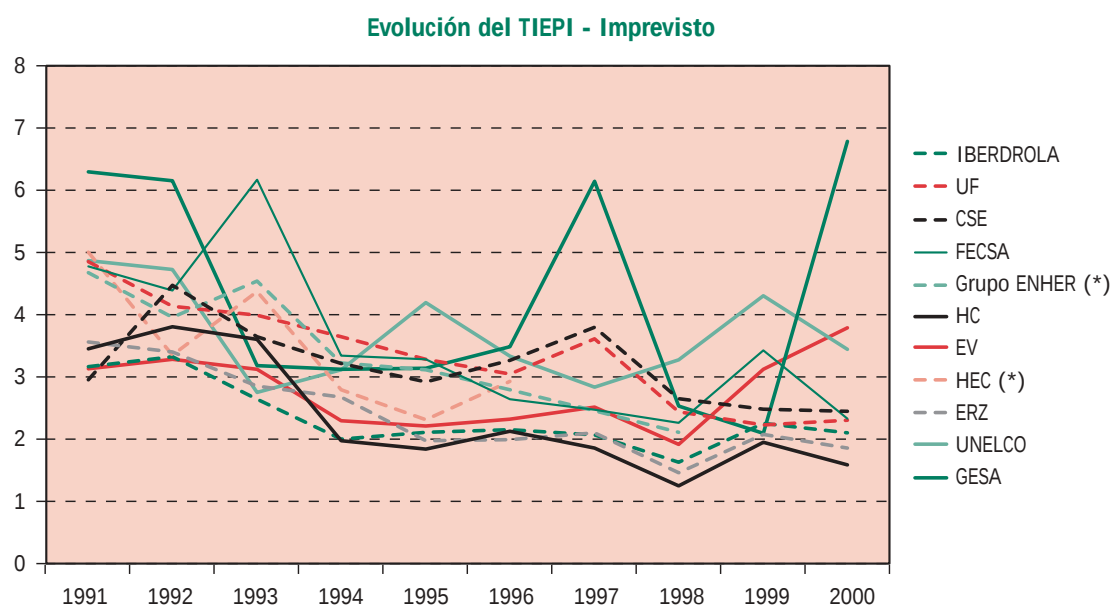
calidad zonal asignados a aquellas zonas donde desarrolle su actividad.

La medida de la calidad zonal se efectúa sobre la base del TIEPI (tiempo de interrupción equivalente a la potencia

Figura 3.2.52 Evolución del TIEPI por provincias. Año 2000

	T I E P I								
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
ANDALUCÍA	2,98	4,59	3,58	3,19	2,86	3,29	3,52	2,57	2,46
ARAGÓN	3,53	3,36	2,94	2,62	2,02	2,17	2,33	1,55	2,36
ASTURIAS	3,45	3,98	4,11	2,14	2,00	2,26	2,15	1,36	2,37
BALEARES	6,29	6,15	3,18	3,12	3,13	3,48	6,13	2,53	2,09
CANARIAS	4,87	4,72	2,75	3,12	4,19	3,32	2,83	3,27	4,30
CANTABRIA	2,48	2,18	1,85	1,52	1,65	1,74	1,26	1,58	2,24
CASTILLA Y LEÓN	2,99	3,16	3,24	2,49	2,43	2,85	2,92	2,25	2,69
CASTILLA-MANCHA	5,73	6,31	5,17	4,43	3,98	4,23	5,75	3,46	3,61
CATALUÑA	4,80	4,07	5,38	3,23	3,06	2,72	2,42	2,17	3,43
EXTREMADURA	3,56	3,38	3,99	2,81	3,30	2,91	8,23	3,87	3,17
GALICIA	7,34	5,71	6,06	5,14	4,60	4,28	4,87	3,31	2,69
MADRID	2,24	2,16	1,44	1,42	1,58	1,30	1,25	1,24	1,34
MURCIA	4,62	5,33	3,12	3,34	2,18	2,58	2,70	2,11	2,65
NAVARRA	2,45	2,55	2,44	1,14	1,31	2,68	1,57	1,23	1,89
LA RIOJA	1,90	1,17	1,47	0,77	1,15	1,30	1,08	1,19	2,28
PAÍS VASCO	2,01	2,31	3,90	1,29	1,25	2,56	1,16	0,84	2,42
C. VALENCIANA	3,79	3,85	2,68	2,30	2,57	2,02	1,90	1,58	2,30

Fuente: CNE

Figura 3.2.53. Evolución del TIEPI por distribuidoras. Año 2000


Fuente: CNE

instalada), el percentil del TIEPI (valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los municipios), y el NIEPI (número de interrupciones equivalente a la potencia instalada).

Niveles de utilización en punta en 2000

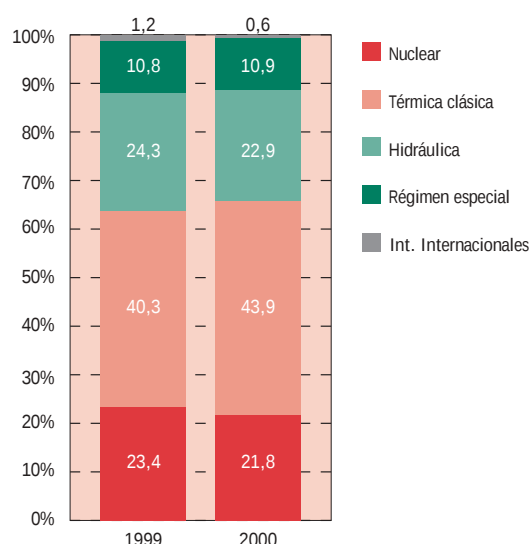
La demanda eléctrica peninsular durante el año 2000 alcanzó 194.645 GWh, lo que ha supuesto un aumento de 10.196 GWh, que representa un incremento del 5,5 % respecto al año anterior.

El aumento de la demanda final y la reducción en 1.279 GWh del saldo importador de los intercambios internacionales se ha cubierto con un aumento de la producción neta procedente del régimen ordinario de 9.564 GWh y de las adquisiciones del régimen especial de 2.246 GWh.

En cuanto a los 33.236 MW de potencia media horaria para la punta máxima del año 2000, que se produjo el 25 de enero entre las 19 y 20 horas, ésta fue cubierta con 29.441 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario con 3.609 MW del régimen especial y 186 MW provenientes del saldo importador de las interconexiones internacionales.

La punta máxima de potencia demandada se ha cubierto de la siguiente forma:

Figura 3.2.55 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima en el año 1999 y 2000 (%)



Fuente: Informe Anual REE año 2000

La carga media porcentual de la red de transporte ha sido superior a la del pasado año, especialmente en 400 kV, que ha alcanzado el 21,3 %, con un incremento de 0,9 puntos respecto al año anterior, mientras que el nivel de 220 kV se alcanzó el 18,1 %, 0,7 puntos superior a 1999.

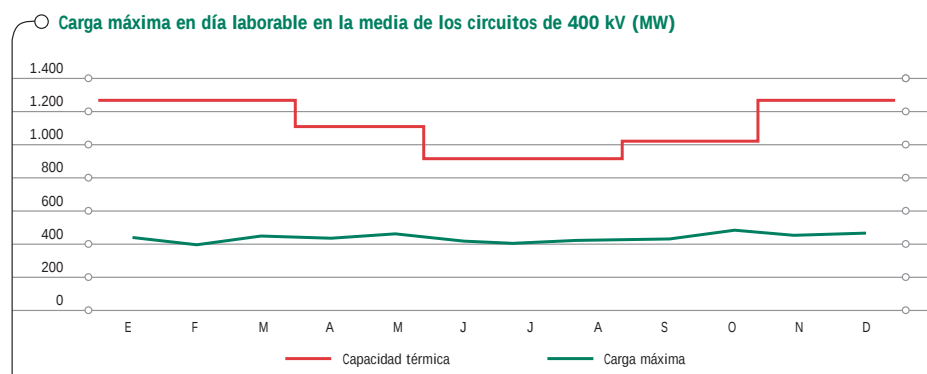
Porcentualmente, las mayores cargas mensuales se han producido en los meses de verano, debido a la disminución de la capacidad efectiva de las líneas por el aumento de las temperaturas.

Figura 3.2.54 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima en el año 1999 y 2000

Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima				
	1999		2000	
	16 dic, 19-20 h		25 enero, 19-20 h	
	MW	%	MW	%
Nuclear	7368	23,4	7411	21,8
Térmica clásica	12684	40,3	14936	44,0
Hidráulica	7644	24,3	7807	23,0
Régimen especial	3389	10,8	3609	10,6
Int. Internacionales	382	1,2	186	0,5

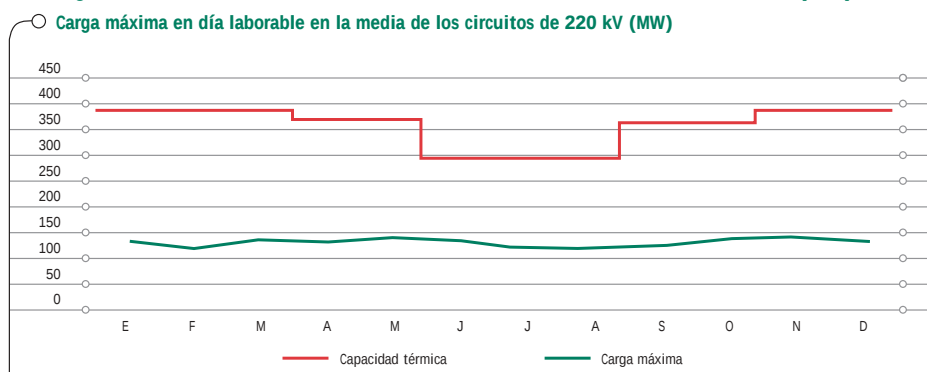
Fuente: Informe Anual REE año 2000

Figura 3.2.56 Carga máxima en días laborables en la media de los circuitos de 400 kV (MW). Año 2000



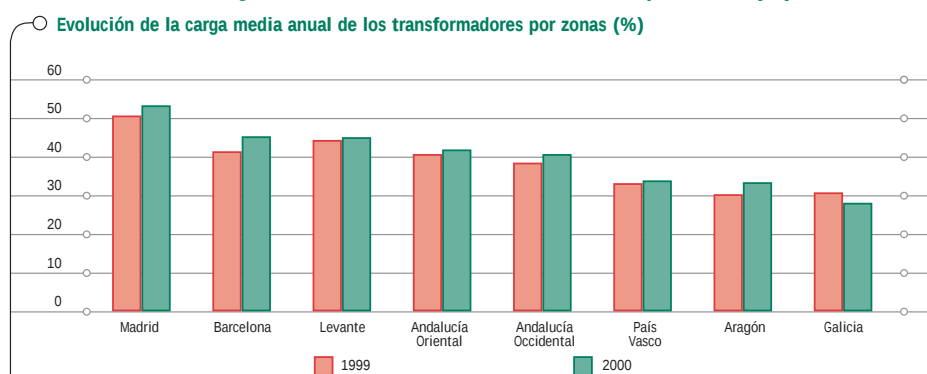
Fuente: Informe Anual REE

Figura 3.2.57 Carga máxima en días laborables en la media de los circuitos de 220 kV (MW). Año 2000



Fuente: Informe Anual REE

Figura 3.2.58 Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas (%). Año 2000



Fuente: Informe Anual REE

En conjunto, las líneas de 400 kV han alcanzado una carga media máxima en punta del 29,7 %, siendo la línea Almaraz-Bienvenida la de mayor carga seguida de Pinar-Melloussa. Tan solo las líneas Oriol-Cedillo y Oriol-Arañuelo registraron sobrecargas en 2000 y en ambos casos, éstas tuvieron lugar durante el mes de agosto.

Las líneas de 220 kV alcanzaron una carga media máxima, en punta, del 25,6%. La línea Mudarra-Mudarra ID es la que mayor carga media en punta registra, seguida de Andujar-Guadame.

En este nivel de tensión la carga media mensual máxima se registra en el mes de noviembre.

Durante el año 2000, el nivel de carga medio de los transformadores de la red ha aumentado un 0,7 %, alcanzando el 35,6% de su capacidad. Destaca la alta carga de la zona de Madrid, con un 54%, seguida de la zona de Barcelona que es además la que experimenta un mayor incremento. La carga media de los transformadores ha aumentado respecto al año anterior en todas las zonas, salvo en Galicia.

3.3. La interrelación entre ambos sistemas energéticos: gas natural y electricidad

Una vez descritos, en los apartados anteriores, los sistemas de gas y electricidad por separado, a continuación se insiste sobre su interrelación. Para ello, se comparan las características más significativas de cada uno de los sistemas de gas y electricidad, el grado actual de autoabastecimiento de ambos sistemas y la participación actual que tiene el gas en el mercado de producción de energía eléctrica.

Particularidades de los sistemas eléctricos y gasistas

Desde el *punto de vista de la oferta*, el mercado eléctrico nacional se caracteriza frente al del gas natural, por un mayor desarrollo de su industria con una escasa dependencia del exterior. Así, la capacidad de intercambio eléctrico con el exterior es de sólo un 6% de la punta de demanda. Es decir, la práctica totalidad de la generación eléctrica se produce en el interior del país.

Esto no es así en el mercado del gas. Dado que la producción española de gas natural es poco significativa, la industria gasista ha tenido que importar desde sus inicios todo el gas desde el exterior. Así la capacidad de importación de gas del exterior tiene que ser necesariamente mayor que el consumo; esto es, debe ser capaz de suministrar el cien por cien del consumo. En la actualidad es del orden del 108 % de la demanda diaria punta de gas natural. Es importante destacar que, de forma similar al caso eléctrico, este valor indica que tampoco existe excedente de capacidad del sistema gasista para el intercambio, tránsito o comercio con otros países.

Por otro lado, la generación de energía eléctrica se lleva a cabo con plantas de muy diferente coste variable. En el gas, por el contrario, aunque los costes de producción pueden también variar, la práctica generalizada de indexación al precio del petróleo hace que los precios de los compradores no estén tan expuestos a dicha variación.

Asimismo, en general, en el gas hay una mayor distancia de transporte entre la producción y el consumo que en el caso eléctrico.

Desde el *punto de vista de la red*, la situación actual de los dos mercados es también diferente. La diferencia se debe a razones históricas.

En el caso eléctrico, la red de transporte es una red robusta y suficientemente mallada. En el caso de la red de transporte de gas natural, es una red más ajustada y que ha venido dando respuesta a los sucesivos planes de gasificación del país y a sus elevados crecimientos de demanda.

Sin embargo, no ocurre lo mismo en las redes de distribución, en las que en determinadas zonas, la saturación de las infraestructuras de distribución de energía eléctrica ha llegado a afectar a la calidad del servicio que prestan.

Desde el *punto de vista de la demanda*, también es diferente su estructura en los dos mercados. Así, el grueso de la demanda de gas natural en España la consume el sector industrial con más de un 70% del total, representando el número de clientes industriales aproximadamente el 0,1% del total que consumen gas natural en España. Sin embargo, en el sector eléctrico, la demanda industrial es del orden del 54 % del total, siendo mayor la proporción del número de estos clientes: del orden del 0,34 % del total. El número de clientes eléctricos es del orden de 21 millones, frente a los algo más de 4 millones de clientes de gas natural.

Es decir, así como el suministro eléctrico llega al cien por cien de la población el suministro de gas natural está en proceso de expansión, y de extensión de su cobertura.

A título anecdótico, puede ser interesante resaltar la casualidad en la similitud de los consumos eléctrico y de gas natural en la Península: en el año 2000, el consumo de gas natural fue de 196.781 GWh, y el eléctrico de 194.645 GWh.

Desde el *punto de vista de la seguridad del suministro*, la comparación entre sistemas depende del horizonte que se tome en consideración.

En el largo plazo, los dos sistemas son similares: ambos requieren de importantes inversiones en infraestructuras con tiempos elevados para su puesta en servicio.

En el corto plazo, en la operación, las diferencias técnicas aparecen. En el sistema eléctrico, el equilibrio oferta-demanda debe mantenerse en todo momento, mediante regulación automática y manual. Este equilibrio es más difícil en el caso eléctrico por la imposibilidad técnica de almacenamiento de la energía eléctrica. No ocurre lo mismo en el caso del gas natural. En este sistema, el equilibrio oferta-demanda es más flexible y admite un plazo mayor que el instantáneo. La capacidad de almacenamiento subterránea, de GNL, de los propios gasoductos, la de regasificación, etc. permite que el balance pueda hacerse con una mayor holgura en el tiempo. En todo caso, en ambos sistemas los procedimientos de operación del sistema eléctrico o las normas técnicas de gestión del sistema gasista conforman el armazón que sustenta la continuidad y calidad del suministro prestado.

Desde el punto de vista de la *planificación de las actividades reguladas*, la situación de ambos sistemas es diferente. En el sistema eléctrico la planificación para todas las actividades reguladas es vinculante, mientras que en el caso del sistema gasista lo es para los gasoductos de la red básica y para las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas. En consecuencia, las plantas de regasificación de gas natural licuado están sujetas sólo a planificación indicativa.

Sin embargo, en el Real Decreto 949/2001, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un régimen económico integrado del sector del gas natural, se incluye de forma expresa la actividad de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en las actividades sujetas al sistema de liquidaciones. Esto es, establece una retribución individualizada para cada una de estas instalaciones liquidable por el sistema de peajes.

Por tanto, si estas plantas van a ser retribuidas por el conjunto de usuarios de las infraestructuras parece preciso que deban de estar sujetas también a una planificación vinculante.

El grado de autoabastecimiento de los sistemas eléctrico y gasista

A continuación, se analiza el grado de autoabastecimiento actual, dejando su evolución futura para el capítulo 10, de diversificación de la oferta.

Conforme a los datos publicados por el gestor técnico del sistema eléctrico¹³ la aportación de los diferentes combustibles a la producción de energía anual, se presenta en la **figura 3.3.1**.

¹³ Informe mensual de Red Eléctrica de España. Diciembre 2000

Figura 3.3.1. Producción de energía eléctrica por combustibles. Año 2000

	Participación [%]	GWh
HIDROELÉCTRICA	13,30%	27719
NUCLEAR	29,80%	62082
Hulla + Antracita	18,93%	39433
Lignito Pardo	6,85%	14262
Lignito Negro	4,34%	9048
Carbón importación	6,53%	13605
TOTAL CARBÓN	36,65%	76348
GAS NATURAL	2,17%	4528
FUEL-OIL	2,75%	5731
AUTOPRODUCTORES	13,21%	27513
INT. INTERNACIONALES	2,12%	4418

Fuente: REE

Figura 3.3.2. Aprovevisionamientos de gas natural

	1998		1999		2000	
	[Mte]	[%]	[Mte]	[%]	[Mte]	[%]
Nacional	1032	0,76%	1369	0,88%	1458	0,84%
Argelia	86948	64,45%	99623	63,70%	103289	59,69%
GN	51538	38,20%	60387	38,61%	61563	35,58%
GNL	35410	26,25%	39236	25,09%	41726	24,11%
Libia	9084	6,73%	9634	6,16%	7993	4,62%
Noruega	22981	17,04%	23028	14,72%	23099	13,35%
Australia	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Países del Golfo	11152	8,27%	11523	7,37%	7528	4,35%
Trinidad y Tobago	0	0,00%	7472	4,78%	7876	4,55%
Nigeria	0	0,00%	764	0,49%	18769	10,85%
Otros	3706	2,75%	2976	1,90%	3026	1,75%
TOTAL	134903	100,00%	156389	100,00%	173038	100,00%

Fuente: Sedigas

De la energía vertida por los autoproductores a la red, el 35% de la misma correspondió a energías renovables y el 65% restante a energías de tipo no renovable.

En la Unión Europea, el reparto de la producción eléctrica por tipo de combustible es, en la actualidad el siguiente: nuclear 35%, combustibles sólidos 27%, gas natural 16% hidráulica y renovables 15% y fuel-oil 8%.

Cada uno de los mercados de combustibles para la generación de energía eléctrica tiene sus propias características: en el caso del carbón se puede hablar de un mercado mundial competitivo; para el petróleo de un mercado dominado por un cártel; y en el caso del gas natural, en general, de una situación de oligopolio regional con precios referenciados al petróleo.

En todo caso, Europa depende energéticamente del exterior en todos ellos. La Europa de los treinta importó en 2000 el 76% de sus necesidades de petróleo, el 40% del gas natural, el 50% de su consumo de carbón, y el 95% de su necesidad de uranio como materia prima, aunque en este caso controla el resto del ciclo.¹⁴

En la **figura 3.3.2** se muestran el origen de los aprovisionamientos de gas natural en España en los últimos años. De la misma se observa que no llega al 1% del total de aprovisionamientos, el gas natural procedente de yacimientos nacionales.

Dentro de la Unión Europea la perspectiva no es mucho mejor, con unas reservas de gas probadas de sólo un 2% de las reservas mundiales, equivalentes a 20 años de consumo actual, su producción representó en 1997 el 12% de la mundial. La mayor parte de las reservas están localizadas en los Países Bajos (56%) y Gran Bretaña (24%).

Con objeto de aumentar la seguridad del suministro, la legislación española¹⁵ establece la obligación de diversificar los abastecimientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60%, aunque este valor podrá ser modificado, al

¹⁴ Ver el Libro Verde de la Comisión Europea: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético. COM (2000) 769

¹⁵ Capítulo VIII de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

alza o a la baja, por el Ministerio vía reglamento. La Ley establece en este punto que, estará eximido de la obligación de diversificación el abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.

También la Ley española establece la obligación de mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de los consumos firmes. Para este caso, el Ministerio podrá, en función de las disponibilidades del sistema, incrementar el número de días de almacenamiento estratégico hasta un máximo equivalente a sesenta días de las ventas en firme.

Aunque estas medidas no están extendidas a nivel europeo, la Comisión admite la posibilidad de considerar el extender los mecanismos de stock estratégico también al gas natural.¹⁶

El gas natural en el mercado eléctrico actual

A continuación se analiza la aportación que tiene el gas natural en la producción eléctrica. Esta aportación que en la actualidad se basa en dos factores, la cogeneración y las centrales mixtas de fuel-gas, en el próximo futuro será vital para el suministro eléctrico por la introducción de las centrales de ciclo combinado a gas.

Uno de los primeros nexos de unión entre el sistema eléctrico y gasista fue la cogeneración, que consiste en la utilización secuencial de la energía primaria para producir calor y energía eléctrica¹⁷.

En España, ha existido un importante crecimiento en las ventas de gas natural destinadas a la cogeneración. En la **figura 3.3.3** se muestra dicha evolución. En la **figura 3.3.4** se puede observar la evolución de la potencia instalada en cogeneración con gas natural respecto al total de cogeneración.

En 2000 el gas natural representó un 38% del total de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible, seguido de un 22% de potencia instalada solar y eólica.

¹⁶ Ver el Libro Verde de la Comisión Europea: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético. COM (2000) 769

¹⁷ Históricamente la cogeneración fue el procedimiento empleado por las industrias en los comienzos del uso de la energía eléctrica, obteniendo ésta como un subproducto de sus procesos térmicos básicos. Posteriormente el perfeccionamiento de la tecnología de generación y la creación de las redes eléctricas interconectadas permitió disponer de electricidad más barata y con mayor garantía de suministro que la autogenerada. El panorama cambió en Europa en la década de los 80 cuando el incremento del precio de la energía eléctrica fomentó una apreciable participación de la cogeneración en el mercado eléctrico. En España, la cogeneración sufrió un impulso muy importante como consecuencia del apoyo público, materializado en el PEN 1991-2000, a las medidas de ahorro energético, a la necesidad de diversificación, a una mayor preocupación por el medio ambiente y a la disponibilidad creciente de gas natural con la extensión de la Red de Gasoductos de Transporte. Como consecuencia de las sucesivas normas que regularon la remuneración para los cogeneradores por la venta de energía a la red, el mercado de la cogeneración creció incluso por encima de las previsiones del PEN 1991-2000.

Figura 3.3.3 Ventas de gas a cogeneración

Ventas de gas natural [Mte]	1985	1990	1995	1997	1998	1999
Mercado cogeneración	4,8	3.609,60	17.392,80	27.520,80	31.249,90	36.454

Fuente: Informe Anual 2000 SEDIGAS

Figura 3.3.4 Potencia instalada de cogeneración

Potencia instalada MW	1996	1997	1998	1999	2000	%2000/1999
Cogeneración con gas natural	1.527	1.795	2.293	2.705	3.233	19,5
Total cogeneración	2.393	2.867	3.544	4.151	4.800	15,6

Fuente: REE

Otro nexo de unión entre los sistemas eléctrico y gasista son las centrales actuales de consumo mixto fuel/gas. Estas centrales han tenido, en general, un funcionamiento muy bajo, limitado a la cobertura de las puntas de demanda eléctricas y la solución de restricciones de red.

En la **figura 3.3.5** se puede observar la evolución de producción de energía eléctrica con centrales de fuel/gas con respecto al total de producción eléctrica del sistema peninsular:

Finalmente, la más importante interacción entre ambos sistemas eléctrico y gasista se va a producir como consecuencia de la futura implantación de los ciclos combinados como alternativa para la producción de electricidad¹⁸.

Las principales ventajas del ciclo combinado en la producción de energía eléctrica son: su mayor rendimiento, la baja inversión específica, la posibilidad de construcción de centrales más pequeñas y próximas al consumo (modelo de generación distribuida con la consiguiente disminución de inversiones en transporte y pérdidas), menores plazos de construcción, la posibilidad de quemar diferentes combustibles y la reducción de la emisión de contaminantes a la atmósfera.

Al ser los ciclos combinados la más importante alternativa para la producción de electricidad, las previsiones de incorporación de ciclos a los sistemas gasista y eléctrico en los próximos años son muy elevadas. Para el sistema gasista su impacto es muy importante ya que, la demanda de gas de un ciclo combinado de un grupo de 400 MW es del orden de 0,5 bcm/año (caudal de 1,5 Mm³/día con 7.700 horas de utilización en base al año), lo que supondría un porcentaje que ronda el 3% del consumo total nacional del año pasado. Además, dado el elevado número de grupos que se prevé entren a corto plazo, surge la necesidad inmediata de adecuar la infraestructura del sistema gasista para posibilitar el servicio a este importante incremento de su demanda.

Así, en un futuro cercano, aparecen más ligados que nunca ambos sistemas, eléctrico y gasista, de tal forma que la seguridad del suministro eléctrico vendrá afectada por la disponibilidad de las infraestructuras de gas para suministrar combustible a las futuras centrales de ciclo combinado. Esta futura interacción se analiza en los capítulos siguientes.

¹⁸ El ciclo combinado emplea una turbina de gas para quemar el combustible. En la cámara de combustión se mezcla el aire procedente de un turbocompresor movido a partir de la energía producida por el sistema y el combustible y se produce la ignición. La expansión de los gases de combustión actuando sobre los alabes del rodete genera energía cinética que mueve el alternador. Además los gases de escape ceden su calor para producir el vapor que mediante otra turbina de contrapresión genera a su vez más electricidad.

Figura 3.3.5 Producción con gas natural

GWh	1996	1997	1998	1999	2000
Producción con gas natural	682	6.634	2.367	3.115	4.528
Producción total Bruta	148.566	157.384	158.818	165.194	176.407

Fuente: REE

4. La previsión de la demanda de energía

Una vez descrito en el epígrafe anterior el estado de los sistemas de gas natural y eléctrico en cuanto a la situación actual de la demanda, oferta y cobertura, los capítulos que se exponen a continuación abordan ya el futuro de estos aspectos.

Así, en este apartado se va a realizar una estimación de la demanda de energía para los próximos años. Este análisis será seguido en los epígrafes siguientes por la previsión desde el punto de vista de la oferta y la cobertura de la demanda sin considerar problemas de red, para posteriormente examinar la repercusión que la red puede tener en la cobertura de la demanda futura.

A continuación, se analiza en primer lugar, la previsión de la demanda de gas natural y en segundo lugar, la previsión de la demanda de energía eléctrica.

4.1. Previsión de la demanda futura de gas natural

El presente apartado, analiza y estima la demanda prevista de gas natural para el periodo 2001-2005, a partir de los informes y datos recibidos de las compañías distribuidoras y otros agentes consultados.

La demanda de gas natural se obtiene mediante la agregación de sus dos mercados principales: el convencional y el de generación eléctrica con ciclos combinados a gas natural.

Ambos mercados tienen orígenes y comportamientos bien diferenciados, así, el denominado mercado convencional ha sido el que ha proporcionado la base sobre la que se ha desarrollado la actual infraestructura gasista, con gran extensión geográfica, complejidad y multiplicidad de consumidores, tal y como se ha reflejado en el capítulo 3 de este informe; en cambio, el mercado del gas para los ciclos combinados, es un mercado en fase inicial de desarrollo, con pocos puntos de consumo, pero de gran volumen unitario y que tienen una importante incidencia en la infraestructura gasista, lo que obliga a su refuerzo y ampliación.

Igualmente conviene destacar, que el comportamiento del mercado convencional es estacional, con elevadas puntas invernales y un consumo más reducido durante el verano, y su evolución está vinculada a la marcha de la actividad industrial y a las nuevas infraestructuras en redes de distribución, mientras que, el mercado del gas para los ciclos combinados, está vinculado al sistema eléctrico y por tanto a sus sistemas de gestión y determinación de la producción eléctrica, lo que dará lugar a una demanda agregada de gas más volátil y menos predecible.

La demanda futura de gas natural estimada para el periodo 2001-2005 proporciona la base sobre la que se han de analizar, valorar y justificar las necesidades de las nuevas capacidades e infraestructuras del sistema gasista, tanto para, poder atender dicha demanda de gas, como para efectuar los suministros en las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y garantía.

Asimismo, la demanda de gas prevista, es la base y la referencia para definir las necesidades totales de los aprovisionamientos, y por tanto, de los nuevos suministros de gas que se han tener disponibles, aspecto éste, también básico para garantizar la seguridad, el servicio y el nivel de calidad adecuado.

Para determinar la previsión de la demanda de gas para el periodo 2001 – 2005, se ha solicitado su mejor estimación de la demanda, al gestor técnico del sistema gasista, a las distribuidoras, comercializadoras y a los promotores de ciclos combinados, sobre la base de dos escenarios posibles: el más probable y el alto.

Supuestos del Escenario Más Probable:

- La actividad económica nacional crecería, con un PIB en torno al 3,5%.
- Precio del gas correspondiente con precios del petróleo por encima de 22 \$/bbl y un tipo de cambio superior a 160 pta/\$.

- Precios del pool eléctrico en torno a las 6 pta/kWh.
- Invierno normal, con temperaturas en torno a la media de los últimos 20 años.
- Política comercial y de inversiones, tanto de las distribuidoras como de las comercializadoras, en línea con sus previsiones.

Supuestos del Escenario Alto:

- En este caso, la actividad económica nacional presenta un signo muy positivo, con un crecimiento del PIB superior al 4 %.
- Precio del gas bajo, correspondiente con los precios del petróleo por debajo de 22 \$/bbl y un tipo de cambio inferior a 160 ptas/\$.
- Precios medios diarios del pool eléctrico por encima de las 6 pta/kWh
- Invierno frío, con temperaturas inferiores a las registradas a la media de los últimos 20 años
- Política comercial y de inversiones en red especialmente agresiva.

Asimismo, y con motivo del proceso de liberalización del sector gasista, se solicitó tanto a las distribuidoras su mejor previsión de la demanda sobre la base de sus estimaciones del gas que tienen previsto vehicular por sus redes, como a las comercializadoras sus mejores previsiones de venta de gas.

A su vez, estas estimaciones solicitadas debían realizarse, tanto, para el mercado en las zonas actualmente con distribución, como, sobre los mercados en nuevas áreas geográficas. Dentro del mercado convencional se solicitó distinguir entre los diferentes segmentos de mercado (doméstico-comercial, industrial firme, cogeneración, interrumpible, GNL, materia prima y centrales térmicas

clásicas), y para el mercado basado en los ciclos combinados, se solicitó distinguir entre las centrales con contrato de acceso al sistema gasista y las centrales que sólo habían solicitado el derecho de acceso.

Igualmente, se solicitó al gestor técnico del sistema eléctrico información relativa a sus estimaciones sobre qué potencia mínima de ciclos combinados estima que ha instalarse en los próximos cinco años y la producción de éstos dentro del balance eléctrico nacional.

Del análisis de la información recibida sobre la demanda de gas para el mercado convencional se han observado escasas diferencias entre las distintas previsiones facilitadas por los agentes consultados, por lo que a efectos de este informe, se ha tomado como demanda de referencia en el escenario más probable, la demanda estimada por el gestor técnico del sistema gasista.

No es el caso de la demanda de gas estimada para los ciclos combinados, donde se observan sensibles diferencias de apreciación entre los distintos agentes consultados; por ello, y tras los análisis pertinentes, se ha realizado la estimación de la demanda de gas para ciclos combinados que se considera más fiable.

Los siguientes apartados analizan y estiman la previsión de demanda de gas para cada uno de los mercados, convencional y de ciclos combinados, para concluir finalmente con una previsión de demanda conjunta de ambos mercados y en los diferentes escenarios considerados.

El resultado de esta estimación de la demanda para el periodo 2001-2005, se concreta en que el mercado del gas va a seguir caracterizándose por unas tasas de crecimiento altas, incluso mayores que las registradas en los últimos años, originadas por el crecimiento vegetativo en los mercados actuales, por la expansión a nuevas áreas geográficas, así como, por la implantación de nuevos grupos de ciclos combinados (CCGT).

Pero con la particularidad de que dicha demanda de gas tendrá una mayor volatilidad, ocasionada por la incertidumbre en el consumo de las centrales de ciclos combinados por depender éste del funcionamiento del sistema eléctrico.

4.1.1. Estimación de la demanda convencional para el período 2001-2005

La demanda de gas en el mercado convencional se compone de dos segmentos de mercado: doméstico-comercial e industrial.

El primero, se caracteriza por su estacionalidad y por la alta correlación de su demanda diaria con la temperatura, siendo este segmento de mercado el responsable principal de las puntas de demanda de invierno, debido principalmente al uso del gas en calefacción.

El segundo, la demanda de gas en el segmento industrial, se caracteriza por ser una demanda más uniforme a lo largo del año, relacionada directamente con el nivel de producción y de actividad industrial, e inversamente relacionada con el nivel del precio del gas.

El resultado de ambos segmentos de mercado ofrece una demanda en el mercado convencional caracterizada sobre todo por las puntas de consumo en invierno.

Consideraciones sobre la estimación de la demanda en el mercado doméstico - comercial

En el segmento doméstico se estima que el incremento de la demanda de gas se producirá principalmente por la incorporación de más de 300.000 nuevos consumidores al año, en línea con los crecimientos experimentados en los últimos años.

Estos nuevos clientes, se incorporarán al sistema gasista por la extensión del mismo a nuevas áreas geográficas, así como, por la incorporación de nuevos clientes en las áreas ya gasificadas, mediante acciones comerciales de saturación. Asimismo, se estima que en el periodo considerado, 2001-2005, se producirá un incremento en el consumo anual medio por consumidor del 2,4%, pasando de un consumo medio de 5.829 te/año en 2001, a un consumo de 6.407 te/año en 2005.

En cuanto al segmento comercial, éste ha seguido históricamente un paralelismo con el mercado doméstico,

Figura 4.1.1. Previsión de Demanda Doméstica en el Escenario Más Probable

	2001	2002	2003	2004	2005
Total Clientes Fin de Año (Millones)	4,34	4,66	5,01	5,34	5,65
Total Demanda Doméstica (Mte)	25.300	27.900	30.800	33.500	36.200
Consumo Medio (Te/año)	5.829	5.987	6.148	6.273	6.407

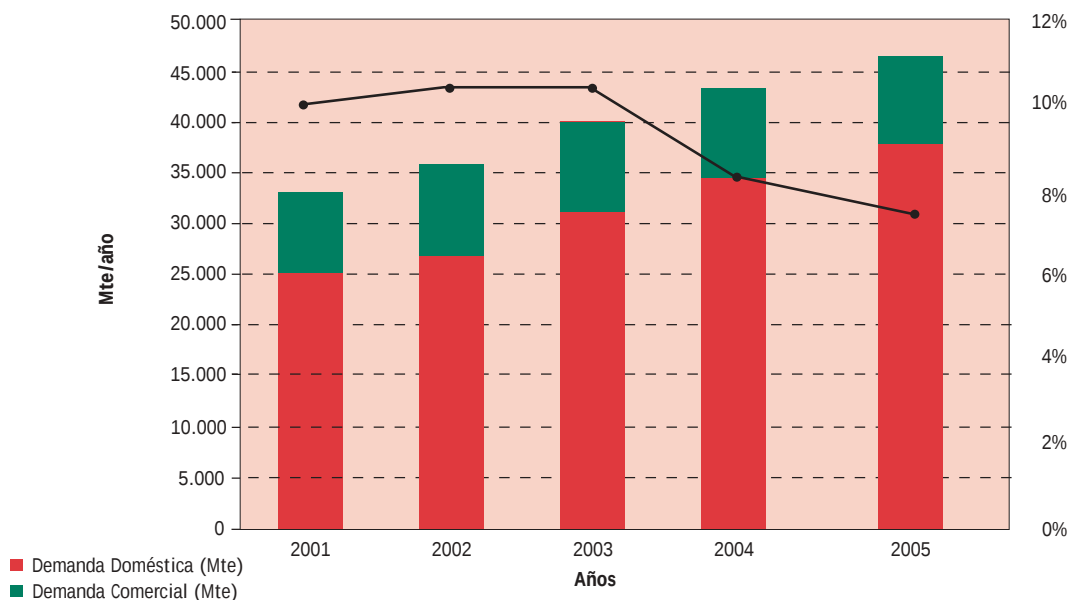
Fuente: Enagas y CNE

Figura 4.1.2. Previsión de Demanda Doméstico – Comercial en el Escenario Más Probable

	2001	2002	2003	2004	2005
Demanda Mercado Doméstico (Mte)	25.300	27.900	30.800	33.500	36.200
Demanda Mercado Comercial (Mte)	7.600	8.400	9.200	9.900	10.500
Total Mercado Doméstico Comercial	32.900	36.300	40.000	43.400	46.700

Fuente: Enagas y CNE

Figura 4.1.3. Evolución prevista de la Demanda Doméstico - Comercial y Tendencia del Crecimiento Porcentual de la Demanda



Fuente: Enagas y CNE

manteniéndose la demanda del sector comercial en aproximadamente un 30% de la demanda en el mercado doméstico.

Consideraciones sobre la estimación de la demanda en el mercado industrial

Para la estimación de la demanda del mercado industrial, deben considerarse las peculiaridades de cada uno de los segmentos principales en los que se puede dividir dicho mercado: suministros de gas para la fabricación de amoníaco, para las centrales térmicas convencionales de generación eléctrica, para industria en régimen interrumpible y para la industria con suministro en firme.

La demanda de gas para la producción de amoníaco, se considera constante a lo largo del periodo, en sintonía con lo acaecido en los últimos años, no estando previstos nuevos proyectos en esta actividad, ni incrementos de capacidad en las instalaciones existentes.

En el mercado de las centrales térmicas convencionales (mixtas fuelóleo/gas), se considera que la demanda de gas se

reducirá de forma considerable, al ser desplazada la producción eléctrica de estas centrales por la entrada en funcionamiento de las nuevas centrales de ciclo combinado de mayor rendimiento. A esta justificación, hay que añadir que las centrales térmicas convencionales están adaptadas para quemar indistintamente fuel-oil o gas natural, por lo que, el consumo de gas dependerá del diferencial de costes que exista en cada momento con el fuel-oil. Por último, se debe señalar que algunos grupos térmicos convencionales serán sustituidos en su mismo emplazamiento por ciclos combinados. Por todas estas razones, se prevé que la demanda de gas en este segmento de mercado quedará reducida al gas demandado por las centrales que lo precisan como apoyo a su combustible base y a la demanda de aquellas centrales que se utilicen para cubrir problemas de puntas o de seguridad del sistema eléctrico.

La demanda de gas de clientes industriales en régimen interrumpible es en la actualidad del orden de 17.000 Mte/año.

No obstante, conviene indicar que el mercado interrumpible es una pieza básica para el equilibrio, a corto plazo, entre la oferta y la demanda de gas en el

sistema, lo que puede permitir el reducir la necesidad de costosas y nuevas inversiones en almacenamientos de gas.

La evolución del mercado interrumpible, en los últimos meses, manifiesta una importante reducción, de aproximadamente 6.000 Mte/año, motivada por el cambio de parte de los consumidores contratados en este régimen a tarifa, a ser suministrados en firme desde el mercado liberalizado.

Por el contrario, las expectativas de la demanda de gas para el mercado industrial en régimen firme son alcistas, sustentándose en las siguientes causas:

- La incorporación de nuevos clientes al sistema gasista, tanto, por saturación y extensión de las redes existentes,

como por la implantación de nuevas redes en las áreas geográficas pendientes de gasificación.

- El crecimiento vegetativo, tanto en los clientes actuales y futuros como consecuencia del incremento de la actividad en general. Este crecimiento estará correlacionado con la variación del PIB, ajustado por un factor de eficiencia en el uso del gas.

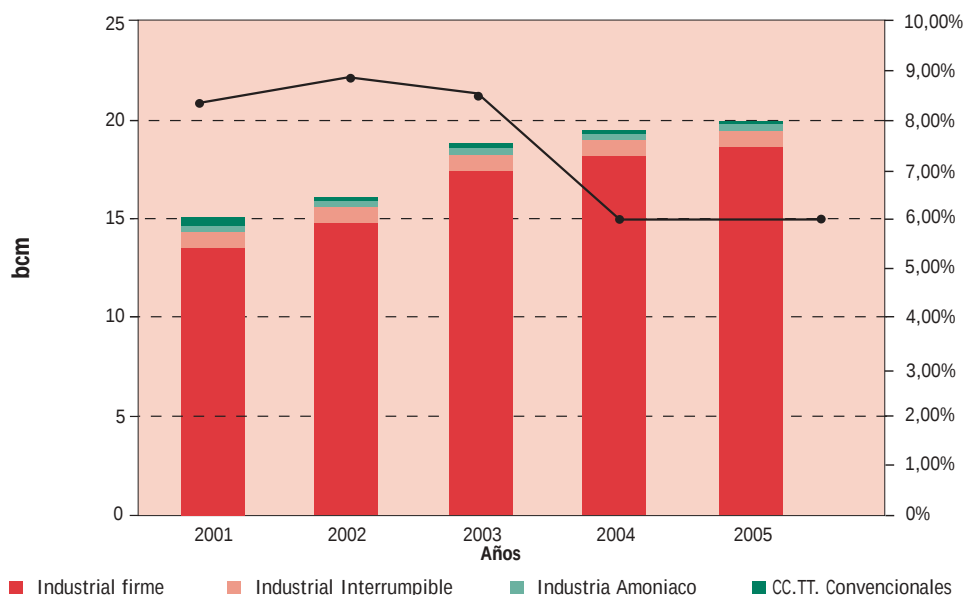
Dentro de la demanda industrial, la cogeneración ha venido representando un porcentaje de aproximadamente el 30% del total. En el futuro, las incorporaciones más significativas pueden provenir de las cogeneraciones destinadas al tratamiento de purines. Al ser la cogeneración un mercado fuertemente dependiente del escenario de precios energéticos, es esperable que haya un

Figura 4.1.4. Evolución de la demanda de nuevos clientes en Escenario Más Probable

	2001	2002	2003	2004	2005
Demanda por Nuevos Clientes (Mte)	14.200	14.000	13.000	7.000	6.700
Demanda por Crecimiento Vegetativo	1.000	3.000	4.000	4.000	5.000
Total Crecimiento Demanda (Mte)	15.200	17.000	17.000	11.000	11.700
Total Demanda Industrial (Mte)	151.000	165.000	180.000	191.000	202.000

Fuente: Enagas y CNE

Figura 4.1.5. Evolución de la Demanda Industrial y Tendencia del Crecimiento Porcentual



cierto nivel de incertidumbre, en el consumo de gas y en la producción de electricidad de las instalaciones puestas en marcha, y en el desarrollo de nuevos proyectos de cogeneración.

Previsión de la demanda convencional para 2001 - 2005

La previsión de la demanda para el mercado convencional en el escenario más probable se expresa en la figura siguiente.

importante en el caso de las centrales, un 43,8%, y más reducido en el caso interrumpible, 5%.

La ligera disminución esperada en la demanda con suministro interrumpible, implica una reducción de su peso dentro de la demanda global, perdiendo el sistema gasista parte de la flexibilidad que proporciona este tipo de suministro. Dicho impacto se acrecienta con el descenso de la demanda para las centrales convencionales que

Figura 4.1.6. Previsión de la Demanda Escenario Más Probable en el Mercado Convencional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,6	4,0	4,3	4,7	9,3%
Total Industrial	13,9	15,1	16,5	18,0	19,1	20,2	7,7%
Industrial Firme	10,3	12,2	13,9	15,6	16,7	17,9	11,6%
Industrial Interrumpible	2,2	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-5,0%
Industria Amoniac	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-43,8%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8	8,0%
Gas Natural Canalizado	16,3	17,8	19,3	21,5	22,7	23,9	7,9%
Gas Natural Licuado (GNL)	0,6	0,6	0,9	0,5	0,7	1,0	10,4%

Fuente: ENAGAS y Distribuidoras

La demanda convencional, se estima tendrá un crecimiento medio anual del 8%, inferior al de los últimos años, que registraron valores por encima del 10%, el mercado muestra todavía su potencial de crecimiento. El crecimiento mayor se espera en el consumo industrial en firme (11,6%), seguido del doméstico – comercial (9,3%), siendo bajo el crecimiento esperado en la demanda correspondiente a la industria del amoniac. Asimismo, la demanda de las centrales térmicas convencionales y el suministro interrumpible se espera que sufran un retroceso, que será muy

también poseen contratos de suministro interrumpibles.

Las estimaciones de demanda para el escenario alto, mantienen las tendencias en los diferentes segmentos del mercado, siendo los crecimientos y decrementos ligeramente superiores e inferiores, respectivamente.

El crecimiento global medio, pasa de un 8% en el escenario más probable a un 9% en el escenario alto.

Figura 4.1.7. Previsión de la Demanda Escenario Alto en el Mercado Convencional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico-Comercial	3,0	3,3	3,7	4,0	4,4	4,7	9,5%
Total Industrial	13,9	15,1	17,4	18,9	20,1	21,3	8,9%
Industrial Firme	10,3	12,2	14,7	16,5	17,6	18,9	13,2%
Industrial Interrumpible	2,2	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	-4,8%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-42,1%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%
Gas Natural Canalizado	16,3	17,8	20,1	22,4	23,7	24,9	8,9%
Gas Natural Licuado (GNL)	0,6	0,6	0,9	0,5	0,8	1,0	11,8%

Fuente: ENAGAS y Distribuidoras

Crecimiento Interanual de la demanda en unidades físicas entre 2001-2005

El crecimiento medio de la demanda doméstico-comercial, se prevé que alcance 0,3 bcm anuales, y en el caso de la demanda industrial que sea de alrededor de 1,3 bcm anuales, tal y como se muestra en la **figura 4.1.8**.

El incremento en la demanda industrial estará soportado por los suministros en régimen firme, que se prevé tenga un crecimiento medio de 1,56 bcm anuales, que compensarán los descensos en la demanda industrial interrumpible y de centrales térmicas convencionales.

El conjunto del mercado convencional crecerá a un ritmo medio de 1,6 bcm/año. Particularmente, hay que destacar los elevados crecimientos de la demanda convencional esperados para los años 2002 y 2003, de 1,7 y de 1,9 bcm respectivamente, como resultado de las estimaciones a partir de los contratos actualmente en negociación y del crecimiento esperado por las nuevas redes que actualmente están en fase de construcción.

Al realizar la comparación de la previsión actual con el periodo 1996-2000, se observan crecimientos similares, ya que, en el quinquenio anterior la demanda convencional creció 8,0 bcm, mientras que, para el periodo 2001-2005 se espera un crecimiento similar en torno a los 7,9 bcm.

Figura 4.1.8. Incrementos respecto al año anterior de la Demanda Convencional en el Escenario Más Probable

	Media 1996 - 2000	2001	2002	2003	2004	2005	total período	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Doméstico Comercial	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	1,6	0,3
Total Industrial	1,3	1,2	1,4	1,5	1,1	1,1	6,3	1,3
Industrial Firme		2,1	1,7	1,7	1,1	1,2	7,8	1,6
Industrial Interrumpible		-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,1
Industria Amoniaco		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC.TT. Convencionales		-0,3	-0,3	-0,2	0,0	-0,1	-0,9	-0,2
DEMANDA CONVENCIONAL	1,6	1,5	1,7	1,9	1,4	1,4	7,9	1,6

Figura 4.1.9. Incrementos respecto al año anterior de la Demanda Convencional en el Escenario Alto

	Media 1996 - 2000	2001	2002	2003	2004	2005	total periodo	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Doméstico-Comercial	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	1,7	0,3
Total Industrial	1,3	1,2	2,3	1,5	1,2	1,2	7,4	1,5
Industrial Firme		2,1	2,4	1,8	1,2	1,2	8,7	1,7
Industrial Interrumpible		-0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,1
Industria Amoniaco		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC.TT. Convencionales		-0,3	-0,3	-0,2	0,0	-0,1	-0,9	-0,2
DEMANDA CONVENCIONAL	1,6	1,5	2,7	1,9	1,5	1,5	9,1	1,8

En cuanto al escenario alto de demanda, el mercado doméstico-comercial no presenta diferencias apreciables con la demanda en el escenario más probable, siendo el mercado industrial el principal responsable de las diferencias entre ambos escenarios. En particular, el mercado industrial presenta un crecimiento singularmente elevado en el año 2002, que no tiene continuidad en los años siguientes.

La diferencia entre ambos escenarios, para el periodo 2001-2005, se cifra en pasar de un crecimiento de 7,9 bcm en el escenario más probable a un crecimiento de 9,1 bcm en el escenario alto.

Distribución geográfica de la demanda

La demanda de gas natural desde el punto de vista de operación del sistema se divide en tres zonas, claramente diferenciadas: área del Mediterráneo, área del Ebro y área al Oeste de Haro.

Para la distribución de la demanda por regiones se ha tenido en cuenta el grado de penetración de esta energía en cada una de ellas, su potencial de crecimiento y la disponibilidad de infraestructuras futuras.

El análisis sobre la distribución geográfica de la demanda, se realizará sobre la base del escenario más probable, y

finalmente se adjuntarán los cuadros resumen del escenario alto.

En las tres áreas en las que se ha dividido el territorio nacional, la demanda convencional crece de diferentes maneras entre ellas, como puede observarse en la figura.

En el área al Oeste de Haro se estima que la demanda tendrá el crecimiento medio anual más alto (9,8%) debido a su potencial de crecimiento. En este área, todas las Comunidades Autónomas, excepto Castilla – La Mancha y Andalucía, tienen crecimientos por encima de la media nacional. Las previsiones de demanda, tanto en Castilla – La Mancha como en Andalucía, estarán influenciadas por la menor demanda estimada en las centrales térmicas convencionales instaladas; en este apartado no se consideran aún los ciclos combinados. En el caso de Extremadura se parte del orden de 0,06 bcm en 2000 para llegar a 0,1 en 2005.

Como resultado de estos crecimientos, al final del quinquenio, dicha área alcanzará una demanda prácticamente similar a la del área del Mediterráneo (10,2 bcm frente a 10,6 bcm) que históricamente es la zona de mayor consumo de gas natural ya que posee un mayor desarrollo de red y madurez de mercado.

Figura 4.1.10. Distribución de la Demanda Convencional por Área Geográfica en el Escenario Más Probable

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	8,9	9,6	10,2	10,6	7,5%
CATALUÑA	4,5	4,9	5,3	5,6	5,8	6,1	6,5%
COMUNIDAD VALENCIANA	2,7	2,8	3	3,3	3,5	3,7	6,8%
MURCIA	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	26,2%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,4	3,6	3,8	4,1	5,3%
ARAGÓN	1,0	0,9	1	1,1	1,1	1,2	3,0%
LA RIOJA	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	21,8%
NAVARRA	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	2,7%
PAÍS VASCO	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	2,1	5,7%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	7,9	8,8	9,4	10,2	9,8%
GALICIA	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	35,5%
ASTURIAS	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	10,5%
CANTABRIA	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	17,3%
CASTILLA Y LEÓN	1,1	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	11,6%
MADRID	1,4	1,7	1,9	2	2,1	2,2	9,7%
CASTILLA-LA MANCHA*	1,0	0,7	0,8	0,9	0,9	1	0,0%
ANDALUCÍA	1,9	1,9	2,2	2,4	2,5	2,7	7,6%
EXTREMADURA	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	10,1%
TOTAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8	8,0%

Fuente: ENAGAS

* La demanda de Castilla-La Mancha tiene en cuenta la disminución del consumo de gas en la central actual mixta de fuel/gas de Aceca

El Área del Mediterráneo, aunque es un mercado desarrollado según se ha señalado anteriormente, tendrá un crecimiento elevado (7,5%) arrastrado fundamentalmente por el consumo del sector industrial. En esta zona es de destacar el crecimiento esperado de la demanda en Murcia: 26,2%.

Por último el área del Ebro, crecerá a un ritmo del 5,3%, resultado evidente del grado de

saturación alcanzado, mayor que el existente en el resto de las áreas, si bien La Rioja muestra una tasa del 21,8%.

En las siguientes figuras se presenta la demanda convencional por Comunidades Autónomas en el año 2000 y las previsiones del 2002 y 2005 que proporcionan una visión más intuitiva de los datos aportados.

Figura 4.1.11. Previsión de la Demanda Convencional por Comunidades Autónomas

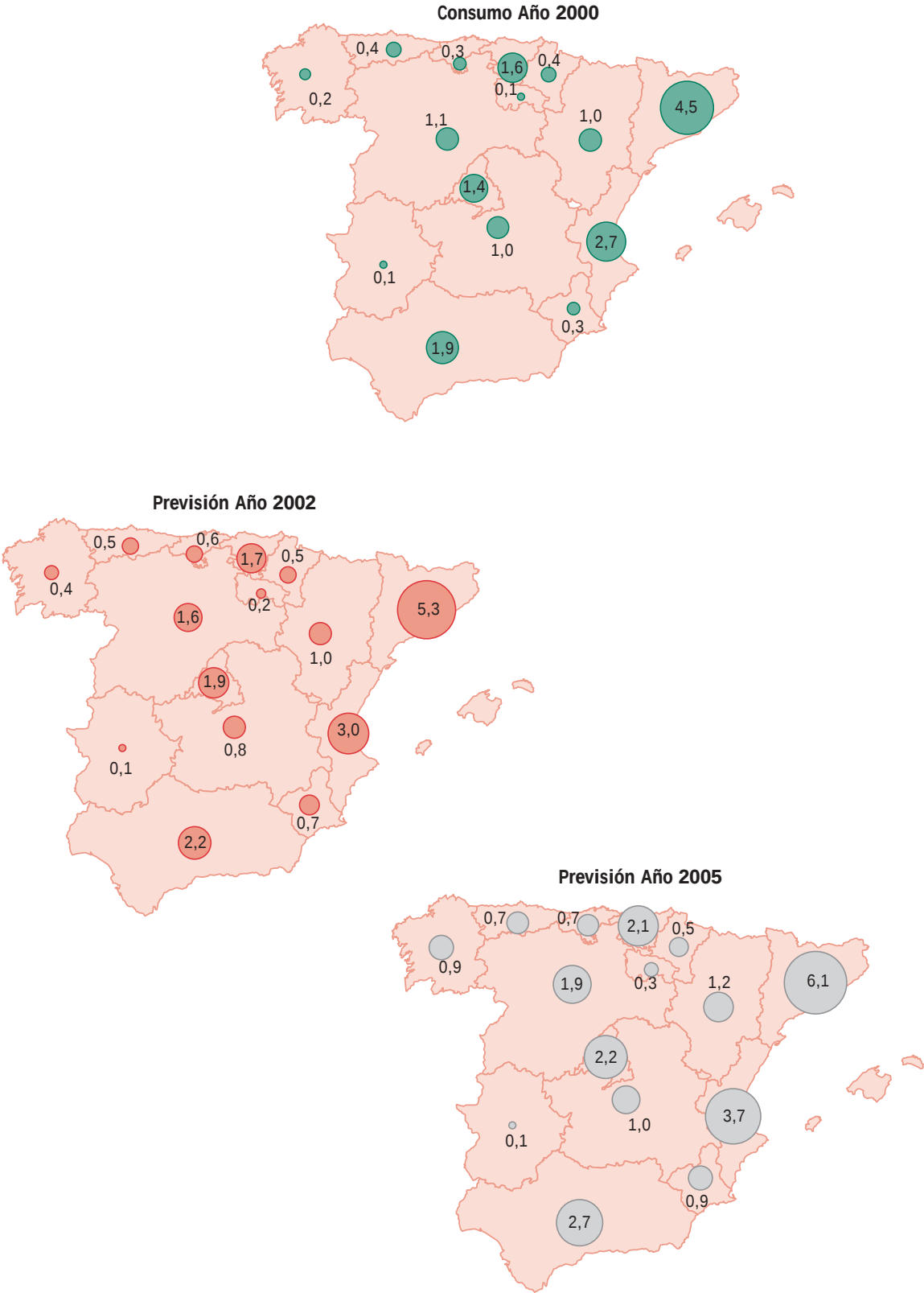


Figura 4.1.12. Incremento de la Demanda convencional por CC. AA. en Escenario más Probable

ZONA GEOGRÁFICA	2001	2002	2003	2004	2005	total período	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
ÁREA DEL MEDITERRÁNEO	0,8	0,7	0,7	0,6	0,4	3,2	0,6
CATALUÑA	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3	1,6	0,3
COMUNIDAD VALENCIANA	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	1,0	0,2
MURCIA	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,6	0,1
ÁREA EBRO	-0,1	0,3	0,2	0,2	0,3	0,9	0,2
ARAGÓN	-0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0
LA RIOJA	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0
NAVARRA	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
PAÍS VASCO	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	0,1
ÁREA OESTE DE HARO	0,8	0,7	0,9	0,6	0,8	3,8	0,8
GALICIA	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,7	0,1
ASTURIAS	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,1
CANTABRIA	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,1
CASTILLA Y LEÓN	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,8	0,2
MADRID	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,8	0,2
CASTILLA-LA MANCHA	-0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
ANDALUCÍA	0,0	0,3	0,2	0,1	0,2	0,8	0,2
EXTREMADURA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1,5	1,7	1,9	1,4	1,4	7,9	1,6

Crecimiento interanual de la demanda en unidades físicas entre 2001 – 2005

En la **figura 4.1.12** se presentan los crecimientos anuales previstos en bcm de cada Comunidad Autónoma en el Escenario más probable.

Observando las diferentes áreas, el área al Oeste de Haro con 3,8 bcm para el periodo 2001-2005 tendrá el mayor crecimiento absoluto, seguida por el Mediterráneo (3,2 bcm) y Ebro (0,9 bcm).

Como se observa en esta última figura el crecimiento medio en valor absoluto mayor se produce en Cataluña (1,6 bcm), seguida por Valencia (1,0 bcm), Andalucía (0,8), Madrid (0,8) y Castilla y León (0,8).

Concluyendo, se prevé unos crecimientos importantes de la demanda convencional en términos absolutos en

las cuatro regiones o zonas geográficas siguientes, que corresponden a su vez a las zonas de mayor consumo hasta el momento; a saber:

- Cataluña y Comunidad Valenciana: 2,6 bcm al final del periodo.
- Madrid y Castilla y León: 1,6 bcm al final del periodo.
- Andalucía: 0,8 bcm al final del periodo.
- País Vasco: 0,5 bcm al final del periodo.

Dichas zonas totalizan un aumento de su demanda de 5,5 bcm, que representa el 69,6% del aumento total esperado de la demanda convencional para el periodo 2001 – 2005.

Figura 4.1.13. Distribución de la Demanda Convencional por Área Geográfica en el Escenario Alto

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	9,4	10,2	10,7	11,2	8,6%
CATALUÑA	4,5	4,9	5,6	5,9	6,1	6,4	7,3%
COMUNIDAD VALENCIANA	2,7	2,8	3,1	3,5	3,7	3,9	7,6%
MURCIA	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	24,6%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,6	3,8	4,0	4,3	6,1%
ARAGÓN	1,0	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	5,4%
LA RIOJA	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	24,6%
NAVARRA	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	4,6%
PAÍS VASCO	1,6	1,6	1,8	1,9	2,0	2,2	6,6%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	8,5	9,4	10,0	10,7	10,8%
GALICIA	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	35,1%
ASTURIAS	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	11,8%
CANTABRIA	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	18,5%
CASTILLA Y LEÓN	1,1	1,4	1,7	1,8	1,9	2,0	12,7%
MADRID	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	10,4%
CASTILLA-LA MANCHA	1,0	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	0,0%
ANDALUCÍA	1,9	1,9	2,3	2,5	2,6	2,8	8,1%
EXTREMADURA	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0%
TOTAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%

Fuente: ENAGAS

Figura 4.1.14. Incremento de la Demanda convencional por CC. AA. en Escenario Alto

ZONA GEOGRÁFICA	2001	2002	2003	2004	2005	total periodo	medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
ÁREA DEL MEDITERRÁNEO	0,8	1,2	0,7	0,5	0,5	3,8	0,8
CATALUÑA	0,4	0,7	0,3	0,2	0,3	1,9	0,4
COMUNIDAD VALENCIANA	0,1	0,3	0,3	0,2	0,2	1,2	0,2
MURCIA	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,7	0,1
ÁREA EBRO	-0,1	0,5	0,2	0,2	0,3	1,1	0,2
ARAGÓN	-0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0
LA RIOJA	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0
NAVARRA	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
PAÍS VASCO	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,6	0,1
ÁREA OESTE DE HARO	0,8	1,3	0,9	0,5	0,7	4,3	0,9
GALICIA	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,7	0,1
ASTURIAS	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,1
CANTABRIA	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,1
CASTILLA Y LEÓN	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,9	0,2
MADRID	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,9	0,2
CASTILLA-LA MANCHA	-0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
ANDALUCÍA	0,0	0,4	0,2	0,1	0,2	1,0	0,2
EXTREMADURA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1,5	2,7	1,9	1,5	1,5	9,1	1,8

Fuente: ENAGAS

No obstante, en las Comunidades Autónomas de Galicia y Murcia se prevén incrementos de demanda similares a los de las zonas anteriores, 0,7 y 0,6 bcm, respectivamente, para el periodo 2001 – 2005. Dichas Comunidades Autónomas junto con las anteriores constituyen el 78,5% del incremento de demanda previsto para toda España.

Para completar la información se adjuntan las figuras correspondientes para el escenario alto.

4.1.2. Estimación de la demanda punta del mercado convencional de gas natural en el periodo 2001 a 2005

Para el diseño y operación del sistema gasista, el valor de la demanda de gas en los días punta es el parámetro de referencia. Dicha demanda punta anual está relacionada, por un lado, directa y proporcionalmente con la demanda media anual, y por otro lado, con la climatología del momento.

Para la estimación y cálculo de la demanda punta anual a inyectar en el sistema de transporte y distribución, se excluye la demanda interrumpible para las centrales térmicas convencionales y la demanda de GNL para las plantas satélites.

La demanda punta de gas en el mercado convencional se da en el periodo invernal, y su intensidad está afectada principalmente por el nivel y duración del descenso de las temperaturas. Esto es debido a la extraordinaria sensibilidad que el mercado doméstico y comercial tiene a esta variable. El factor de carga¹ de este segmento del mercado ha variado entre 3,0 y 4,1 dependiendo de la dureza del invierno durante

el último decenio. En cambio, la demanda industrial, apenas se ve afectada por las variaciones de temperatura en los días punta y se ha situado en torno a 1,1 en dicho periodo. Dado que el cálculo del factor de carga del conjunto del sistema es una media ponderada de ambos factores, el impacto del mercado doméstico – comercial se amortigua bastante, quedando un factor de carga global de aproximadamente 1,5.

Para la estimación de la demanda punta en el periodo 2001 –2005, se ha tomado el factor de carga correspondiente a la media de los últimos 5 años, que ha sido de 1,55.

Igualmente se puede definir Demanda Punta Extrema, como la punta en una situación extrema, invierno con temperaturas anormalmente bajas. El factor de carga del sistema más alto registrado en el periodo 1991-2000, se registró en el año 1995, donde las temperaturas fueron las más extremas del periodo. Extrapolando estas condiciones al periodo en estudio 2001-2005, resultaría un factor de carga en torno al 1,6.

En las **figuras 4.1.15 y 4.1.16** se exponen las previsiones estimadas para la demanda diaria media, demanda diaria punta y demanda diaria punta extrema, para los dos escenarios considerados.

El incremento de la demanda punta en el 2005 para el escenario más probable se estima será del 65% sobre la registrada en el año 2000, y del 73% para el escenario alto.

¹ Llamaremos factor de carga a la relación entre la demanda en los días punta y la demanda diaria media.

Figura 4.1.15. Previsión de la Demanda Punta del Mercado Convencional en el Escenario Más Probable

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[%]
Demanda Día Medio	422	472	521	586	622	655	9,2%
Demanda Día Punta	611	730	805	907	959	1012	10,6%
Demanda Día Punta Extremo		755	834	938	995	1048	8,5%

Fuente: ENAGAS.

Figura 4.1.16. Previsión de la Demanda Punta del Mercado Convencional en el Escenario Alto

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[%]
Demanda Día Medio	422	472	544	612	650	684	10,1%
Demanda Día Punta	611	730	841	948	1002	1057	11,6%
Demanda Día Punta Extrema		755	871	980	1040	1095	9,7%

Fuente: ENAGAS

Se observa, además, que las demandas puntas para el escenario alto serían superiores a las demandas puntas extremas del escenario más probable en cada año.

Tras haber analizado las estimaciones de la demanda anual de gas así como de la demanda punta para el caso del mercado convencional en el periodo 2001 a 2005, se realiza a continuación un análisis similar para el caso de las demandas anual y punta en el mercado de generación eléctrica con ciclos combinados. Dada la gran variedad de escenarios considerados en la elaboración del estudio, y con el objeto de facilitar la lectura, en adelante se empleará la siguiente terminología: los escenarios referidos a la demanda anual de gas se denominarán siempre como superior, central e inferior, así como las sendas de incorporación de los ciclos, mientras que los referidos a la demanda punta serán nombrados como alto, medio y bajo.

4.1.3. Demanda de gas para el mercado de generación eléctrica con ciclos combinados

El continuado crecimiento de la demanda eléctrica experimentado en nuestro país en los últimos años, está dando lugar, a una progresiva disminución del grado de cobertura de la demanda eléctrica con el parque generador disponible, lo que ha provocado la necesidad de iniciar un nuevo ciclo inversor en instalaciones de generación de energía eléctrica.

De entre las diversas tecnologías de generación disponibles, el mercado ha optado por las centrales termoelectricas basadas en ciclos combinados, utilizando el gas natural como combustible.

Desde el punto de vista del sistema gasista, este mercado está en su fase inicial de crecimiento, sin que todavía haya central

alguna en funcionamiento. La demanda de gas en este mercado se espera que tenga un rápido crecimiento en los próximos años, adquiriendo un importante volumen en relación con el mercado convencional actual, lo que implicará un cambio sustancial en el sector gasista, tanto en sus aspectos cuantitativos como cualitativos, generando la necesidad urgente de nuevas inversiones en infraestructura gasista.

El mercado de gas para los ciclos combinados se caracteriza por concentrar grandes volúmenes de consumo en unos pocos emplazamientos, con la particularidad de que esta demanda de gas estará condicionada por el comportamiento del propio mercado eléctrico y de las variables que el mismo rigen, tales como: el precio del pool eléctrico, la hidráulicidad, la demanda eléctrica global, el coste y disponibilidad de los diferentes grupos del parque generador, los excedentes de energía incorporados a la red por los cogeneradores, etc. Variables todas ellas, que influyen notablemente en el número de horas de funcionamiento de las centrales que consumen gas natural, y por consiguiente en la demanda de gas en los ciclos combinados; por tanto es de esperar una importante volatilidad en la demanda de gas para este mercado.

En todo caso, la demanda de gas de los ciclos combinados, estará condicionada por la fecha de entrada en funcionamiento de los mismos y del número de ellos que finalmente lleguen a instalarse.

Situación actual de los proyectos de los Ciclos Combinados

Para el periodo analizado, 2001-2005, los promotores de proyectos de ciclos combinados han comunicado a esta

Comisión la intención de poner en servicio instalaciones con una potencia de 20.800 MW, existiendo un importante número adicional de proyectos en estudio con fecha prevista de puesta en marcha para después del año 2005. De la información recibida se constata el diferente grado de avance en los proyectos anunciados, que se puede valorar en función del logro de los sucesivos hitos que son necesarios superar hasta la puesta en servicio de la instalación. De entre estos hitos, cabe destacar:

- Inicio del proyecto por parte del promotor
- Obtención de las Autorizaciones Administrativas pertinentes, entre ellas: la Declaración de Impacto Ambiental por el Ministerio de Medio Ambiente y la Autorización de Instalación por la D.G.P.E.M.
- Firma del contrato de acceso a la red de gas y disponibilidad de suministro de gas, bien por medio de un comercializador, o bien mediante el correspondiente contrato de aprovisionamiento.
- Puesta en operación comercial.

En función de estos hitos, el grado de avance de los proyectos anunciados es el siguiente:

- Hay 52 grupos de 400 MW (20.800 MW) con fecha de inicio de operación estimada antes del 31 de diciembre del 2005.
- Hay 22 grupos de 400 MW (8.800 MW) con Autorización Administrativa del Ministerio de Economía.
- Hay 26 grupos de 400 MW (10.400 MW) con contrato de acceso al sistema gasista.

Hay que significar, que no todos los grupos que cuentan con Autorización Administrativa poseen contrato de acceso, e igualmente, que no todos aquellos ciclos con contrato de acceso han obtenido la pertinente Autorización Administrativa.

En las **figuras 4.1.17 y 4.1.18**, se indican todos los proyectos anunciados para el periodo 2002 – 2005, según

la información recibida por parte de los promotores y el Gestor Técnico del Sistema. En las mismas se resumen los datos de la situación de los ciclos combinados por Comunidades Autónomas diferenciando entre los proyectos anunciados, aquellos que poseen Autorización Administrativa y aquellos que han firmado contrato de acceso a la red gasista.

Previsiones de implantación de ciclos combinados a gas

El dilatado proceso necesario hasta la puesta en operación comercial de estas instalaciones, junto con el variable entorno existente, proporciona un cierto grado de incertidumbre en el número de ciclos combinados que finalmente serán implantados en España.

Por este motivo para la estimación de la demanda de gas asociada es necesario establecer un escenario de referencia para la implantación de los ciclos combinados que tenga en cuenta, el conjunto de necesidades y posibilidades existentes en los sistemas eléctricos y gasista, así como, las diferentes estimaciones y propuestas realizadas por los agentes involucrados. Esto nos permitirá establecer un conjunto de sendas de implantación para dichos ciclos combinados, que englobarán las opciones más factibles, entre que se estima se encontrará la senda real de implantación, resultado de las libres decisiones del mercado.

Partiendo de la información disponible, hay cuatro enfoques sobre la posible implantación de los ciclos combinados en el periodo 2001-2005:

1. Implantación de C. Combinados según los promotores.
2. Implantación de C. Combinados según el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.
3. Implantación de C. Combinados según el Gestor Técnico del Sistema Gasista.
4. Implantación de C. Combinados de mayor grado de avance en su puesta en servicio.

Figura 4.1.17 Datos Básicos de los Proyectos de CCGT remitidos a la CNE

Fecha anunciada de Inicio Operación Comercial	Promotor	Localización	Potencia (MW)	Contrato de Acceso Sistema Gasista	Autorización Administrativa Instalación
1 ^{er} T 2002	Gas Natural	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2002	Endesa	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2002	Endesa	Besòs (Barcelona)	400	Sí	Sí
2 ^o T 2002	Gas Natural	Besòs (Barcelona)	400	Sí	Sí
3 ^{er} T 2002	Iberdrola	Castellón	800	Sí	Sí
3 ^{er} T 2002	Hidrocantábrico	Castejón (Navarra)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2003	BBE	Bilbao (Guipúzcoa)	800	Sí	Sí
Finales 1 ^{er} T 2003	Iberdrola	Castejón (Navarra)	400	Sí	Sí
2 ^o T 2003	Iberdrola - RWE	Tarragona	400	-	-
3 ^{er} T 2003	Endesa	Tarragona	400	Sí	-
4 ^o T 2003 o 1 ^{er} T 2004	N.G.S.	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} T 2004	AES	Escombreras (Murcia)	1200	-	Sí
1 ^{er} T 2004	Guadalcalcín Energía	Arcos F (Cádiz)	400	-	-
1 ^{er} T 2004	Iberdrola	Santurce (Vizcaya)	400	-	-
2 ^o T 2004	REPSOL	Escombreras (Murcia)	1200	-	-
1 ^{er} S 2004	N.G.S.	San Roque (Cádiz)	400	Sí	Sí
1 ^{er} S 2004	Entergy	Castelnou (Teruel)	800	-	-
1 ^{er} S 2004	Gas Natural	Arrúbal (La Rioja)	800	Sí	-
2 ^o C 2004	U. FENOSA	Aceca (Toledo)	400	Sí	-
3 ^{er} T 2004	E.S.B.	Amorebieta (Vizcaya)	800	-	Sí
3 ^{er} T 2004	Iberdrola	Aceca (Toledo)	400	-	-
3 ^{er} T 2004	Edison	Menuza (Zaragoza)	400	-	-
4 ^o T 2004	Endesa	Colón (Huelva)	400	Sí	-
3 ^{er} C 2004	U. FENOSA	Palos Frontera (Huelva)	400	Sí	-
2 ^o S 2004	Enron	Arcos F (Cádiz).	1.200	Sí	Sí
2 ^o S 2004	U. FENOSA	Sabón	400	-	-
2 ^o S 2004	Gas Natural	Plana del Vent	800	Sí	-
1 ^{er} T 2005	Iberdrola	Escombreras (Murcia)	800	-	Sí
1 ^{er} S 2005	U. FENOSA	Palos Frontera (Huelva)	400	Sí	
1 ^{er} S 2005	U. FENOSA	Sabón	400		
1 ^{er} S 2005	Entergy	Morata de Tajuña (Madrid)	1200	-	-
1 ^{er} S 2005	Intergen	Catadau (Valencia)	1200	-	-
2 ^o S 2005	U. FENOSA	Sagunto (Valencia)	1200		
2 ^o S 2005	U. FENOSA	Arcos F (Cádiz)	800	Sí	

T = Trimestre ; C = Cuatrimestre ; S = Semestre

Cuadro 4.1.18. Situación de los CCGT por Comunidades Autónomas y fecha de incorporación al Sistema Eléctrico Español

	2002			2003			2004			2005			TOTAL PERÍODO		
	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso	Anunciados	Autorización Administrativa de Instalación	Contrato de Acceso
Grupos de 400 MW															
ÁREA MEDITERRÁNEO	4	4	4	2	0	1	6	3	0	8	2	2	20	9	7
Cataluña	2	2	2	2		1				2		2	6	2	5
Com. Valenciana	2	2	2				6	3		4			6	2	2
Murcia										2	2		8	5	0
ÁREA EBRO	1	1	1	3	3	3	8	2	2	0	0	0	12	6	6
Aragón							3						3	0	0
La Rioja							2		2				2	0	2
Navarra	1	1	1	1	1	1							2	2	2
País Vasco				2	2	2	3	2					5	4	2
ÁREA OESTE DE HARO	2	2	2	0	0	0	10	5	8	8	0	3	20	7	13
Galicia							1			1			2	0	0
Madrid										3			3	0	0
Castilla-La Mancha							2		1				2	0	1
Andalucía	2	2	2				8	5	7	3		3	13	7	12
TOTAL ESPAÑA	7	7	7	5	3	4	25	10	10	15	2	5	52	22	26

Implantación de C. Combinados según los promotores

Este enfoque está compuesto por tres sendas. Estas sendas están construidas teniendo en cuenta todos los proyectos iniciados por los promotores para el periodo considerado, y ordenadas en función de la fecha declarada de puesta en operación comercial:

- **Senda Superior de Implantación de C. Combinados.**²
Se caracteriza por la visión optimista en la fecha de entrada en funcionamiento de los ciclos combinados.
- **Senda Central de Implantación de C. Combinados.**³
Se caracteriza por la visión moderada en la fecha de entrada en funcionamiento de los ciclos combinados.
- **Senda Inferior de Implantación de C. Combinados.**⁴
Se caracteriza por la visión pesimista en la fecha de entrada en funcionamiento de los ciclos combinados.

Implantación de C. Combinados según el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.

Este enfoque está compuesto por tres estimaciones de REE sobre la implantación de ciclos combinados. Estas estimaciones consideran la información disponible relativa a proyectos de ciclos combinados, y el cumplimiento de un número mínimo de horas de funcionamiento de cada grupo, en consecuencia es una información de mínimos, que no incorpora información

del mercado ni de estrategia de los agentes. Estas sendas indican las nuevas necesidades de potencia instalada a final de año. Aquí no se considera la ubicación de los ciclos.

² Estimación de fecha de entrada en operación en Senda Superior de implantación:

- *C. Combinados con Contrato ATR firmados:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de inicio de la ventana de pruebas más cinco meses y medio (periodo de pruebas máximo firmado por contrato). En el caso de que la fecha estimada por los promotores esté comprendida entre el inicio de la ventana de pruebas y la fecha anterior se tomará esta fecha dada por el promotor como fecha de comienzo de la operación comercial.
- *C. Combinados sin Contrato ATR firmado:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de inicio del intervalo dado por el promotor como inicio de la operación comercial.

³ Estimación de fecha de entrada en operación en Senda Central de implantación:

- *C. Combinados con Contrato ATR firmados:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial a partir de la mitad del intervalo señalado por el promotor para su puesta en marcha. En el caso de que esta fecha sea anterior al comienzo de la ventana de pruebas se tomará como fecha de inicio de operación comercial la fecha de inicio de la ventana de pruebas más cinco meses y medio.
- *C. Combinados sin Contrato ATR firmado:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de mitad del intervalo dado por el promotor como inicio de la operación comercial.

⁴ Estimación de fecha de entrada en operación en Senda Inferior de implantación:

- *C. Combinados con Contrato ATR firmados:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha final de la ventana de inicio de pruebas más 5,5 meses.
- *C. Combinados sin Contrato ATR firmado:* Se considera que el ciclo empieza su operación comercial en la fecha de final del intervalo dado por el promotor como inicio de la operación comercial.

Figura 4.1.19. Sendas de Implantación según promotores CCGT

Nº de Grupos de 400 MW	2002	2003	2004	2005
Senda Superior de Implantación de C. Combinados	9	12	37	52
Senda Central de implantación de C. Combinados	7	12	37	51
Senda Inferior de Implantación de C. Combinados	4	11	31	50
MW instalados				
Senda Superior de Implantación de C. Combinados	3.600	4.800	14.800	20.800
Senda Central de implantación de C. Combinados	2.800	4.800	14.800	20.400
Senda Inferior de Implantación de C. Combinados	1.600	4.400	12.400	20.000

Fuente: CNE

- **Senda del Escenario Superior de REE.**

Corresponde con un crecimiento medio anual de la demanda 3,6%.

infraestructuras gasistas y la racionalidad en la operativa del mismo, indicando la distribución de los ciclos por el territorio nacional, en función de la capacidad de las infraestructuras gasistas.

- **Senda del Escenario Central de REE.**

Corresponde con un crecimiento medio anual de la demanda 3,3%.

Implantación de C. Combinados considerada de mayor grado de avance

- **Senda del Escenario Inferior de REE.**

Corresponde con un crecimiento medio anual de la demanda 2,9%.

Se toma como referencia inicial aquellos ciclos combinados previstos instalar según la Senda Media de Implantación de ciclos combinados de los promotores, considerando aquellos que disponen de autorización administrativa de instalación o contrato de acceso al sistema gasista por ser los que disponen de mayor fiabilidad en la puesta en servicio en la fecha estimada.

Implantación de C. Combinados según ENAGAS

Ha considerado la información facilitada por los promotores sobre ciclos combinados, la disponibilidad de

Figura 4.1.20. Sendas de implantación de REE

Nº de Grupos de 400 MW	2002	2003	2004	2005
Senda del Escenario Superior (REE)	6	10	15	18
Senda del Escenario Central (REE)	6	10	14	15
Senda del Escenario Inferior (REE)	6	10	11	12
MW	2002	2003	2004	2005
Senda del Escenario Superior (REE)	2.400	4.000	6.000	7.200
Senda del Escenario Central (REE)	2.400	4.000	5.600	6.000
Senda del Escenario Inferior (REE)	2.400	4.000	4.000	4.800

Fuente: REE

Figura 4.1.21. Senda de implantación de C. Combinados de ENAGAS

	2002	2003	2004	2005
Nº de Grupos de 400 MW	7	16	32	36
MW Instalados	2.800	6.400	12.800	14.400

Fuente: ENAGAS

Figura 4.1.22. Senda de Implantación considerada por la CNE

	2002	2003	2004	2005
Nº de Grupos de 400 MW	7	11	26	32
MW Instalados	2.800	4.400	10.400	12.800

Fuente: Promotores C. Combinados y ENAGAS

Escenarios de referencia para la implantación de los ciclos combinados

A partir de las diferentes previsiones expuestas, se eligen tres escenarios: superior, central e inferior, que atendiendo el conjunto de necesidades existentes consideramos que engloban las opciones más factibles. Dichos escenarios se corresponden con tres de las sendas consideradas anteriormente.

Los escenarios de implantación de ciclos combinados considerados, son:

- **Escenario Superior:** recoge la posibilidad de que entren en funcionamiento todos los ciclos anunciados en las fechas más probables declaradas por los promotores.
- **Escenario Central:** considera los ciclos combinados que presentan actualmente mayor grado de avance.

Figura 4.1.23. N° de Grupos Instalados a final de año según senda de implantación

N° de Grupos de 400MW	2002	2003	2004	2005
Implantación de C.C. según los promotores				
Senda Superior de Implantación	9	12	37	52
Senda Central de Implantación	7	12	37	51
Senda Inferior de Implantación	4	11	31	50
Implantación de C.C. de ENAGAS	7	16	32	36
Implantación de C.C. por avance del proyecto	7	11	26	32
Implantación de C.C. según REE				
Sendas del Escenario Superior	6	10	15	18
Sendas del Escenario Central	6	10	14	15
Sendas del Escenario Inferior	6	10	11	12

Fuente: CNE

Figura 4.1.24. MW Instalados a final de año según senda de implantación

MW	2002	2003	2004	2005
Implantación de C.C. según los promotores				
Senda Superior de Implantación	3.600	4.800	14.800	20.800
Senda Central de Implantación	2.800	4.800	14.800	20.400
Senda Inferior de Implantación	1.600	4.400	12.400	20.000
Implantación de C.C. de ENAGAS	2.800	6.400	12.800	14.400
Implantación de C.C. por avance del proyecto	2.800	4.400	10.400	12.800
Implantación de C.C. según REE				
Sendas del Escenario Superior	2.400	4.000	6.000	7.200
Sendas del Escenario Central	2.400	4.000	5.600	6.000
Sendas del Escenario Inferior	2.400	4.000	4.400	4.800

Fuente: CNE

- **Escenario Inferior:** recoge la estimación de Escenario Central de REE y que garantizan de forma implícita la cobertura de la demanda eléctrica.

El resultado de esta integración de escenarios proporciona el siguiente marco de evolución de implantación de ciclos:

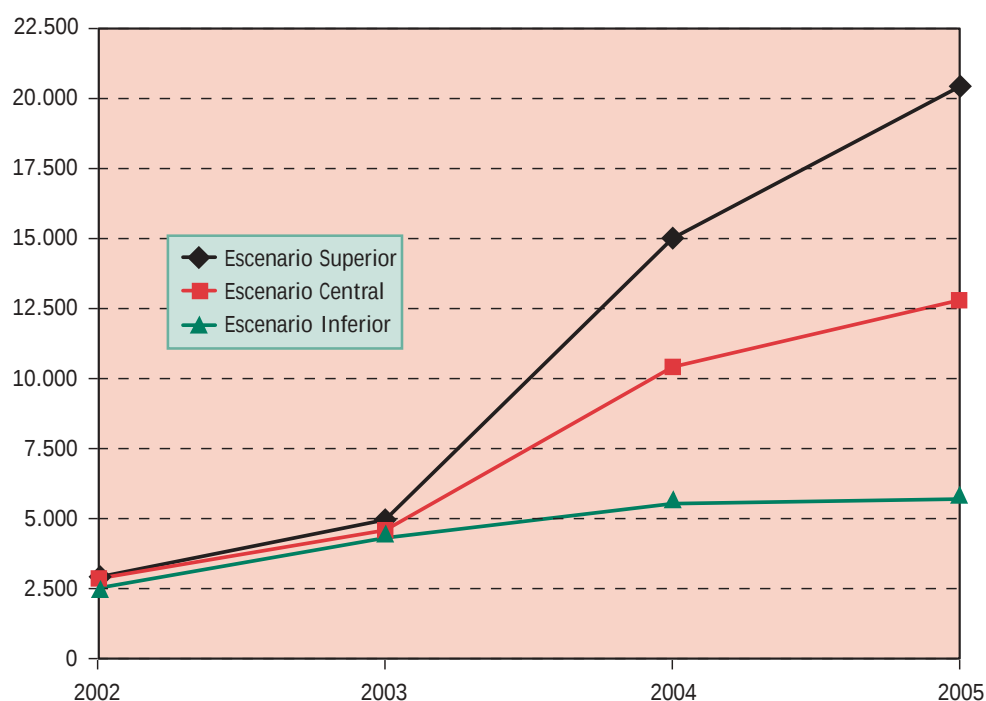
promotor tomará sus decisiones influenciado por la marcha real del mercado, y el grado de avance en la puesta en servicio de otros ciclos combinados, aspectos que podrían modificar los planteamientos iniciales de la inversión, acelerando, retrasando, o incluso abandonando, la implantación de alguno de los ciclos.

Figura 4.1.25. Escenarios de Implantación de Ciclos Combinados

MW	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior	2.800	4.800	14.800	20.400
Escenario Central	2.800	4.400	10.400	12.800
Escenario Inferior	2.400	4.000	5.600	6.000

Fuente: CNE

Figura 4.1.26. Escenarios de implantación de ciclos combinados



Consideraciones sobre los escenarios propuestos

Se estima que la senda real de implantación de ciclos combinados estará comprendida dentro de los escenarios propuestos. No obstante, hay que resaltar que cada

Dada la notable incidencia que tienen en las necesidades de nuevas infraestructuras gasistas los diferentes escenarios de implantación de ciclos, conviene tener en cuenta, para evitar un excesivo dimensionamiento del sistema gasista, el grado de compromiso de los ciclos

combinados en su construcción real, debiéndose de establecer, en su caso, las correspondientes compensaciones y garantías, para los casos en que el ciclo combinado no alcance el fin esperado.

Estimación de la demanda anual de gas natural para los ciclos combinados

La obtención de la adecuada estimación de la demanda anual de gas natural a consumir por los ciclos combinados es un objetivo relevante pues determina las necesidades de contratación del correspondiente aprovisionamiento de gas natural que han de realizar los promotores, así como las flexibilidades que han de tener estos contratos.

Esta demanda de gas tiene elementos de volatilidad, en los diferentes horizontes temporales que se pueden considerar, diarios, semanales, mensuales, etc., al estar influenciada por el comportamiento del mercado eléctrico, que será el que finalmente determine el número real de horas de funcionamiento de la central, y por tanto, el consumo asociado de gas. Dentro del mercado eléctrico, existe competencia entre las diferentes tecnologías de generación, y, en principio, generarán electricidad durante más horas, aquellas centrales con las tecnologías que tengan los costes marginales más bajos. En el caso de los ciclos combinados, el precio del gas natural en cada momento será el parámetro principal que defina el coste marginal de generación por kWh producido, y en función de esta variable, se determinará la demanda de gas para estos usos.

Los promotores de ciclos combinados han facilitado sus previsiones sobre el funcionamiento de los ciclos combinados y el consumo de gas asociado. Igualmente, ENAGAS ha realizado la estimación del consumo de gas de estas unidades de generación. Finalmente, y por otra

parte, REE ha estimado para diferentes escenarios la producción eléctrica con origen en este tipo de centrales.

Previsión de la demanda anual de gas natural según los promotores de ciclos combinados

Los promotores estiman que el consumo de gas natural de un grupo de 400 MW está entre 0,45 y 0,5 bcm/año. Para la estimación del número de horas de funcionamiento de un grupo se pueden asumir los supuestos siguientes:

- Rendimiento eléctrico de un Ciclos Combinado 55%
- P.C.S. gas natural 10.000 te/m³(n) y P.C.I. de 9.000 te/m³(n)
- Equivalencia 1 kWh = 0,860 termias
- 1 bcm =10.000 Mte

Se obtiene un número de horas de funcionamiento anual por grupo, comprendido entre 7.195 horas y 6.475 horas aproximadamente. A partir de estas estimaciones se puede suponer un funcionamiento medio de los grupos de 6.835 horas al año. Bajo este supuesto y aplicado a los escenarios superior y central de implantación de ciclos, y en función de la potencia promedio instalada cada año, se obtienen las siguientes previsiones de demanda anual.

Previsión de demanda anual de gas natural de los ciclos combinados según ENAGAS

Esta previsión de consumo está realizada con respecto a la potencia que se irá incorporando al sistema, basándose tanto en la marcha de los trámites administrativos para las nuevas instalaciones como en la información directa recibida de los diferentes promotores. Igualmente, considera estimaciones de REE sobre la producción de ciclos combinados en función de los escenarios de demanda eléctrica.

Figura 4.1.27. Previsión Demanda Anual según Escenario de Implantación de Ciclos Combinados

bcm/año	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior de Implantación	2,1	5,2	12,3	22,4
Escenario Central de Implantación	2,1	4,9	8,8	14,5

Fuente: REE

Figura 4.1.28. Previsión Demanda Anual de Ciclos Combinados según ENAGAS

bcm/año	2002	2003	2004	2005
Previsión de demanda según ENAGAS	1,8	6,1	7,0	7,9

Fuente: ENAGAS

Figura 4.1.29. Previsión de Producción de Ciclos Combinados

GWh	2002	2003	2004	2005
Escenario Central REE	10.064	17.635	28.457	34.548
Escenario Superior REE	13.471	23.773	32.676	39.626

Fuente: REE

Figura 4.1.30. Previsión Demanda de Ciclos Combinados asociada a Escenarios REE

Bcm/año	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior REE	2,3	4,1	5,7	6,9
Escenario Central REE	1,7	3,1	4,9	6,0

Fuente: REE y CNE

Previsión de demanda anual de gas natural de los ciclos combinados según REE

REE ha considerado que el incremento futuro de la demanda de electricidad en el sistema peninsular español será satisfecho, básicamente, con instalaciones acogidas al régimen especial y con las nuevas centrales de ciclo combinado.

Para estimar la demanda eléctrica REE ha construido una serie de escenarios de evolución de la demanda eléctrica y escenarios de producción, que incluyen las diferentes tecnologías de generación eléctrica que satisfacen la demanda estimada.

De los diferentes escenarios supuestos por REE, se han considerado aquellos que son coherentes con los escenarios previstos para la demanda convencional de gas, y que incluyen la previsión de producción de energía eléctrica con ciclos combinados:

- *Escenario Central de REE*, que estima un crecimiento de la demanda eléctrica del 3,3%, una hidraulicidad media y una implantación media de ciclos combinados.
- *Escenario Superior de REE*, que estima un crecimiento de demanda del 3,6% y una hidraulicidad baja (año seco) y una implantación media de ciclos combinados.

A partir de estos datos en GWh se estima la demanda de gas⁵:

Escenarios de demanda anual de gas natural con ciclos combinados

A continuación se indica el conjunto de distintas previsiones comentadas, sobre las que cabe realizar las consideraciones siguientes:

⁵ Rendimiento eléctrico del CCGT = 0,55; P.C.S. gas natural 10.000 te/m³(n) y P.C.I. de 9.000 te/m³(n); Equivalencia 1 kWh = 0,860 termias; 1 bcm =10.000 Mte

Figura 4.1.31. Previsión Demanda Anual según agentes sector

Bcm/año	2002	2003	2004	2005
Según Escenario de Implantación de CCGT				
Escenario Superior	2,1	5,2	12,3	22,4
Escenario Central	2,1	4,9	8,8	14,5
Previsión según ENAGAS	1,8	6,1	7	7,9
Previsión según REE				
Escenario Superior	2,3	4,1	5,7	6,9
Escenario Central	1,7	3,1	4,9	6

Fuente: REE

Figura 4.1.32. Previsión Demanda Anual según agentes sector

Bcm/año	2002	2003	2004	2005
Escenario Superior de demanda	2,1	6,1	8,8	14,5
Escenario Central de demanda	1,8	4,9	7	7,9
Escenario Inferior de demanda	1,7	3,1	4,9	6,0

Con el objeto de simplificar el número de escenarios, a partir de la **figura 4.1.31**, se tomarán tres de ellos como representativos de la demanda de gas debida a los ciclos combinados. De este modo, el escenario inferior se corresponderá con el central de REE y como escenario medio se tomará la previsión de ENAGAS.

Por otro lado, hay incertidumbre sobre el régimen y número de horas de funcionamiento de los ciclos, por lo que sería conveniente considerar el escenario planteado por los promotores de los ciclos combinados. Dicha demanda de gas podría alcanzarse en el caso de existir un cambio significativo en la relación de costes entre las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica, o bien, por problemas extraordinarios en la disponibilidad de centrales eléctricas. De esta manera queda configurado el escenario superior de demanda de gas.

Es preciso señalar que, dado que la demanda en el año 2003 según ENAGAS es superior a la calculada según el escenario planteado por los promotores de los ciclos, dicho valor se permuta en los escenarios

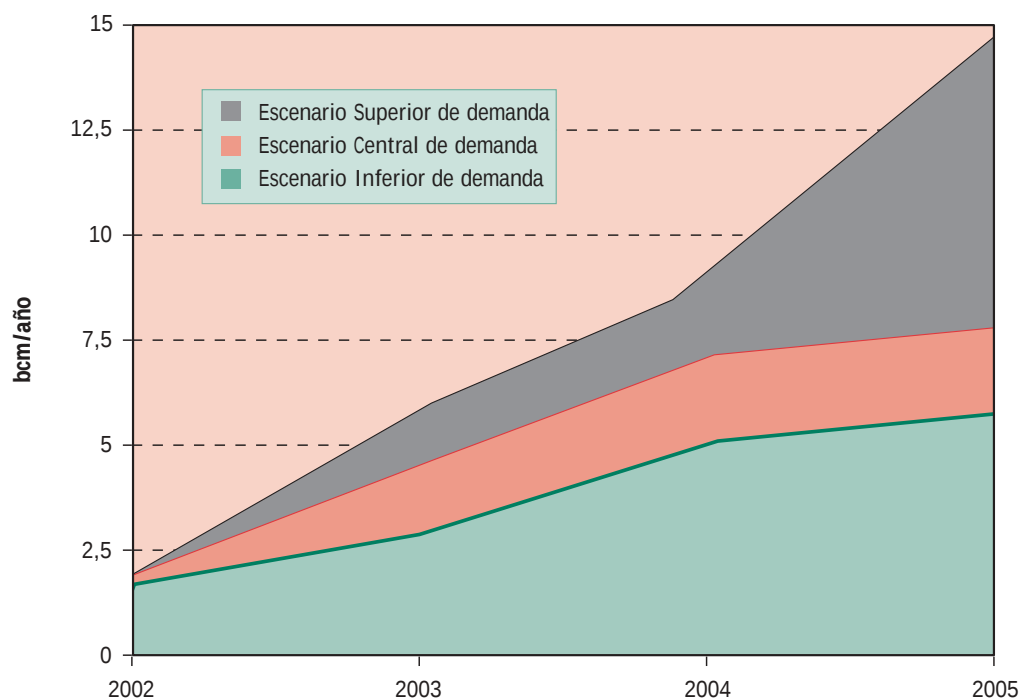
finales para obtener un enunciado coherente de los mismos. Es decir, que el superior sea realmente el más elevado y que el central quede entre aquél y el inferior.

Sobre el resto de estimaciones propuestas se considera que, o bien, están comprendidas en el escenario final propuesto, o bien, la previsión excede los supuestos más razonables.

Por tanto, se estima factible el escenario de demanda anual de gas natural con ciclos combinados de la **figura 4.1.32**.

Distribución geográfica de la demanda anual de los ciclos combinados

Partiendo del escenario central de implantación de ciclos, correspondiente con el escenario de implantación estimado por la CNE, y suponiendo un reparto geográfico de la demanda de gas proporcional a la potencia promedio instalada cada año, se obtiene la estimación del reparto geográfico de la demanda de gas natural, para los escenarios de demanda de gas para ciclos combinados inferior, central y superior.

Figura 4.1.33. Previsión de la Demanda de Energía de Ciclos Combinados según Escenario

Figura 4.1.34. Distribución de la demanda en el Escenario Inferior

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	0,9	1,3	2,1	2,3	37,2%
Cataluña	0,6	0,7	0,8	0,9	
Comunidad Valenciana	0,3	0,6	0,5	0,4	
Murcia	0,0	0,0	0,7	0,9	
ÁREA EBRO	0,2	1,1	1,6	1,6	98,2%
Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0	
La Rioja	0,0	0,0	0,3	0,4	
Navarra	0,2	0,5	0,5	0,4	
País Vasco	0,0	0,6	0,8	0,8	
ÁREA OESTE DE HARO	0,7	0,6	1,3	2,2	47,9%
Galicia	0,0	0,0	0,0	0,0	
Asturias	0,0	0,0	0,0	0,0	
Cantabria	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla Y León	0,0	0,0	0,0	0,0	
Madrid	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,1	0,2	
Andalucía	0,7	0,6	1,2	2,0	
Extremadura	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	1,7	3,1	4,9	6,0	50,9%

Fuente: CNE

Figura 4.1.35. Distribución de la demanda en el Escenario Central

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	0,9	2,1	2,9	3,0	48,9%
Cataluña	0,6	1,2	1,1	1,2	
Comunidad Valenciana	0,3	0,9	0,8	0,5	
Murcia	0,0	0,0	1,0	1,2	
ÁREA EBRO	0,2	1,8	2,3	2,1	115,1%
Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0	
La Rioja	0,0	0,0	0,4	0,5	
Navarra	0,2	0,9	0,8	0,5	
País Vasco	0,0	0,9	1,1	1,0	
ÁREA OESTE DE HARO	0,7	0,9	1,8	2,9	60,5%
Galicia	0,0	0,0	0,0	0,0	
Asturias	0,0	0,0	0,0	0,0	
Cantabria	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla Y León	0,0	0,0	0,0	0,0	
Madrid	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,1	0,3	
Andalucía	0,7	0,9	1,7	2,6	
Extremadura	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	1,8	4,9	7,0	7,9	63,7%

Fuente: CNE

Figura 4.1.36. Distribución de la demanda en el Escenario Superior

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	[%]
ÁREA MEDITERRÁNEO	1,1	2,7	3,7	5,5	73,2%
Cataluña	0,73	1,5	1,4	2,2	
Comunidad Valenciana	0,3	1,2	1,0	0,9	
Murcia	0,0	0,0	1,3	2,3	
ÁREA EBRO	0,2	2,3	2,9	3,8	150,2%
Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0	
La Rioja	0,0	0,0	0,6	0,9	
Navarra	0,2	1,1	1,0	0,9	
País Vasco	0,0	1,2	1,3	1,9	
ÁREA OESTE DE HARO	0,8	1,2	2,3	5,3	86,7%
Galicia	0,0	0,0	0,0	0,0	
Asturias	0,0	0,0	0,0	0,0	
Cantabria	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla Y León	0,0	0,0	0,0	0,0	
Madrid	0,0	0,0	0,0	0,0	
Castilla-La Mancha	0,0	0,0	0,2	0,5	
Andalucía	0,8	1,2	2,1	4,8	
Extremadura	0,0	0,0	0,0	0,0	
TOTAL	2,1	6,1	8,8	14,5	90,4%

Fuente: CNE

4.1.4. Estimación de la demanda diaria punta de gas natural en los ciclos combinados

A efectos de diseño y operación de la red gasista, y a fin de garantizar el funcionamiento de este tipo de centrales, el parámetro más importante a considerar es la demanda en punta, es decir, los Mte/día que necesitan ser suministrados por el sistema gasista a los ciclos para garantizar su funcionamiento.

Hay que reseñar, que la implantación, o no, de un ciclo combinado, tiene un gran impacto sobre la demanda punta de gas agregada. La reserva de capacidad, con carácter firme, que realizan estos consumidores agrava el impacto de su demanda punta.

Asimismo, el número final de ciclos combinados que se implanten, su localización dentro del sistema gasista y la fecha en la que entren en funcionamiento, exigirá del sistema gasista un esfuerzo de mayor o menor intensidad en infraestructuras para garantizarles el suministro.

Para estimar la demanda punta de los ciclos combinados se parte de los tres escenarios de referencia de implantación de ciclos mostrados en la figura 4.1.26. Las potencias instaladas son directamente trasladables a demanda punta de gas natural.

Según la información remitida por los promotores de ciclos combinados y ENAGAS, se observa que la demanda punta, en general, es del orden de

Figura 4.1.37. Demanda Punta de Ciclos Combinados

	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario de punta Alto	109	187	577	796
Escenario de punta Medio	109	172	406	499
Escenario de punta Bajo	94	156	218	234

Figura 4.1.38. Distribución geográfica de la demanda punta Escenario Alto

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
ÁREA MEDITERRÁNEO	62	94	187	312
CATALUÑA	31	62	62	94
COMUNIDAD VALENCIANA	31	31	31	94
MURCIA	0	0	94	125
ÁREA EBRO	16	62	187	187
ARAGÓN	0	0	47	47
LA RIOJA	0	0	31	31
NAVARRA	16	31	31	31
PAÍS VASCO	0	31	78	78
ÁREA OESTE DE HARO	31	31	203	296
GALICIA	0	0	16	31
MADRID	0	0	0	47
CASTILLA-LA MANCHA	0	0	31	31
ANDALUCÍA	31	31	156	187
TOTAL CCGT	109	187	577	796

Fuente: CNE

Figura 4.1.39. Distribución geográfica de la demanda punta Escenario Medio

ZONA GEOGRÁFICA	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
ÁREA MEDITERRÁNEO	62	78	125	187
CATALUÑA	31	47	47	78
COMUNIDAD VALENCIANA	31	31	31	31
MURCIA	0	0	47	78
ÁREA EBRO	16	62	125	125
ARAGÓN	0	0	0	0
LA RIOJA	0	0	31	31
NAVARRA	16	31	31	31
PAÍS VASCO	0	31	62	62
ÁREA OESTE DE HARO	31	31	156	187
GALICIA	0	0	0	0
MADRID	0	0	0	0
CASTILLA-LA MANCHA	0	0	16	16
ANDALUCÍA	31	31	140	172
TOTAL CCGT	109	172	406	499

Fuente: CNE

65.000 m³(N)/h por grupo de 400 MW, cantidad variable en función del rendimiento de cada ciclo. También se ha de suponer el funcionamiento en el caso más severo de 24 horas al día, y un P.C.S. de 10 te/m³(N). Con estos datos se obtiene la demanda diaria punta de gas para cada uno de los escenarios considerados.

A la vista de los resultados obtenidos, se observa que en los años 2002 y 2003 prácticamente no hay diferencias entre los tres escenarios, pues el escenario alto tiene una demanda punta un 20% superior que el escenario bajo en el año 2003. Pero estas diferencias, aumentan bruscamente en los siguientes dos años. Como se observa para el año 2005, la demanda punta máxima, que coincidiría con la implantación de todos los ciclos anunciados para este periodo, es 3,4 veces superior al escenario bajo, y el escenario medio 2,1 veces superior.

Como se ha indicado anteriormente el impacto en la demanda punta de este tipo de consumidores es

muy alto, y no es sólo importante desde el punto de vista cuantitativo, sino que también es importante la localización de esta demanda para el sistema gasista. En las siguientes figuras se muestra la distribución geográfica de la demanda punta para el escenario alto y medio.

4.1.5. Previsión de la demanda total de gas natural 2001-2005

En este apartado se resumen e integran los análisis expuestos sobre la demanda de gas en los mercados de gas convencional y para ciclos combinados, que han de servir para determinar las necesidades de nuevas infraestructuras necesarias para aumentar la capacidad de entrada de gas al sistema gasista, así como, las nuevas infraestructuras necesarias para situarnos en el adecuado nivel de seguridad. Finalmente, estas previsiones de demanda nos indican las necesidades relativas a los nuevos aprovisionamientos de gas.

Demanda anual de energía de gas natural 2001-2005

Es el resultado de la agregación y combinación de las demandas anuales de gas que se han considerado en los diferentes escenarios previstos para los mercados de gas convencional y de gas para ciclos combinados.

Para cuantificar esta demanda agregada se establecen los escenarios siguientes:

Escenario Demanda Inferior: Se corresponde con los escenarios más probables de demanda anual

de gas en el mercado convencional e inferior en el mercado de los ciclos combinados. Este escenario da cobertura a las previsiones de demanda de gas para las centrales de ciclo combinado en el escenario central de REE.

Escenario Demanda Central: Se corresponde con el escenario alto de demanda anual de gas en el mercado convencional y central en el mercado de los ciclos combinados. Este escenario da cobertura a las previsiones de demanda de gas para las centrales de ciclo combinado previstas por ENAGAS.

Figura 4.1.40. Previsión Demanda Anual Escenario Inferior

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,6	4,0	4,3	4,7	9,3%
Total Industrial	13,9	15,1	16,5	18,0	19,1	20,2	7,7%
Industrial Firme	10,2	12,2	13,9	15,6	16,7	17,9	11,6%
Industrial Interrumpible	2,3	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-5,0%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-43,8%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8	8,0%
DEMANDA CC	0,0	0,0	1,7	3,1	4,9	6,0	-
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	21,8	25,1	28,3	30,8	12,8%

Fuente: CNE

Figura 4.1.41. Previsión Demanda Anual Escenario Central

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,7	4,0	4,4	4,7	9,5%
Total Industrial	13,9	15,1	17,4	18,9	20,1	21,3	8,9%
Industrial Firme	10,2	12,2	14,7	16,5	17,6	18,9	13,2%
Industrial Interrumpible	2,3	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	-4,8%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-42,1%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%
DEMANDA CC	0,0	0,0	1,8	4,9	7,0	7,9	-
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	22,9	27,9	31,5	33,9	14,9%

Fuente: CNE

Figura 4.1.42. Previsión Demanda Anual Escenario Superior

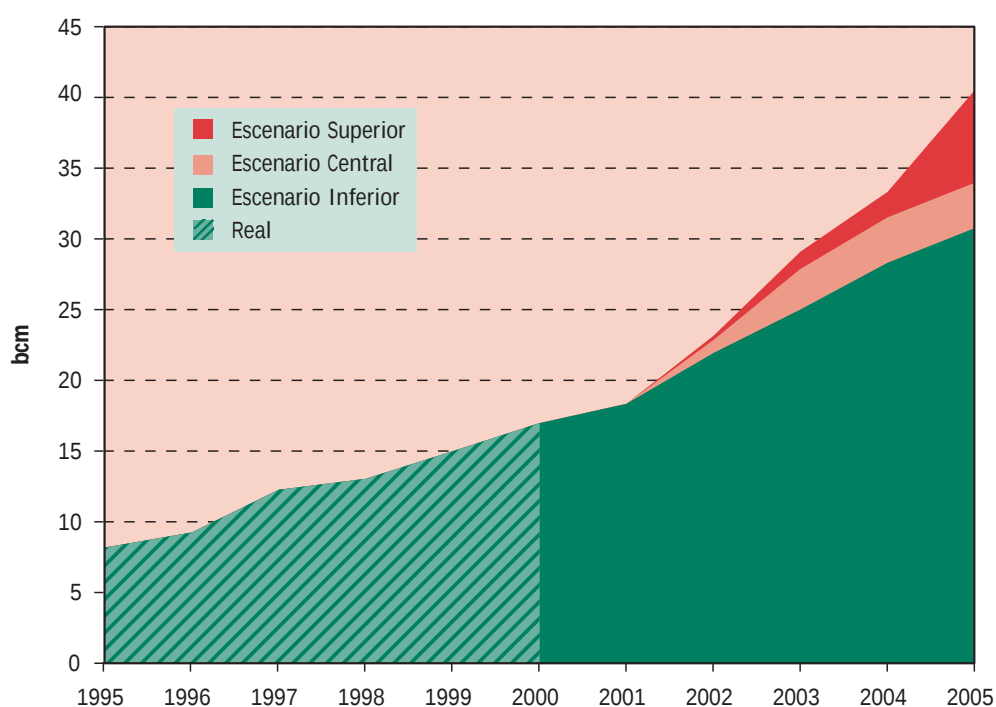
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[%]
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,7	4,0	4,4	4,7	9,5%
Total Industrial	13,9	15,1	17,4	18,9	20,1	21,3	8,9%
Industrial Firme	10,2	12,2	14,7	16,5	17,6	18,9	13,2%
Industrial Interrumpible	2,3	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	-4,8%
Industria Amoniaco	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales	0,9	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-42,1%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	21,1	23,0	24,5	26,0	9,0%
DEMANDA CC	0,0	0,0	2,1	6,1	8,8	14,5	-
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	23,2	29,1	33,3	40,5	19,1%

Fuente: CNE

Escenario Demanda Superior: Se corresponde con el escenario alto de demanda anual de gas en el mercado convencional y el escenario superior en el mercado de los ciclos combinados. Este escenario da cobertura a las previsiones de demanda de gas para las centrales de ciclo

combinado en el escenario central previsto por los promotores de ciclos combinados.

La comparación de los tres escenarios considerados da como resultado la siguiente figura:

Figura 4.1.43. Evolución de la Previsión de la Demanda por Escenarios


Fuente: CNE

Distribución geográfica de la demanda total

Como ha quedado patente en el estudio de la demanda de los ciclos combinados, la distribución geográfica de la demanda variará significativamente en función del número de ciclos que finalmente se instalen y el lugar de asentamiento de éstos.

Según el Escenario de Demanda Inferior:

Los datos reflejan el importante impacto que supone para las diferentes áreas geográficas en las que hemos dividido el sistema gasista la implantación de los ciclos combinados. Las tres áreas registran crecimientos muy elevados, y el área del Ebro, que en el mercado convencional era la que menor tasa de crecimiento

registraba, es la segunda área con mayor crecimiento (12,3%), por detrás del área al oeste de Haro (14,1%). Esta última es la que registra crecimientos en unidades físicas más altos (6 bcm para el periodo en cuestión), seguida del área del Mediterráneo (5,5 bcm). En este sentido, se podría diferenciar dos subzonas en el área al oeste de Haro, compuestas por las Comunidades Autónomas (Asturias, Cantabria, Extremadura y Galicia) y aquéllas que están situadas en el eje Tarifa – Madrid – Burgos (Andalucía, Castilla y León, Castilla – La Mancha y Madrid), pues en estas últimas se espera una demanda que representa el 80,6% de toda la zona al oeste de Haro.

Concluyendo, las zonas de mayor consumo a finales del quinquenio 2001 – 2005, seguirían siendo las zonas de mayor consumo en el 2000:

Figura 4.1.44. Distribución geográfica de la demanda total en el Escenario Inferior

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	%
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	9,8	10,9	12,3	12,9	11,7%
Cataluña	4,5	4,9	5,9	6,3	6,6	7,0	9,5%
Comunidad Valenciana	2,7	2,8	3,3	3,9	4,0	4,1	9,0%
Murcia	0,3	0,5	0,7	0,8	1,6	1,8	45,8%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,6	4,7	5,4	5,7	12,3%
Aragón	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	3,0%
La Rioja	0,1	0,2	0,2	0,2	0,6	0,7	44,0%
Navarra	0,4	0,4	0,7	1,0	1,0	0,9	15,4%
País Vasco	1,6	1,6	1,7	2,4	2,7	2,9	12,7%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	8,6	9,4	10,7	12,4	14,1%
Galicia	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	35,5%
Asturias	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	10,5%
Cantabria	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	17,3%
Castilla Y León	1,1	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	11,6%
Madrid	1,4	1,7	1,9	2,0	2,1	2,2	9,7%
Castilla La Mancha	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	2,9%
Andalucía	1,9	1,9	2,9	3,0	3,7	4,7	20,1%
Extremadura	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	10,1%
TOTAL	16,9	18,4	21,8	25,1	28,3	30,8	12,8%

Fuente: CNE

• Cataluña:	7,0 bcm al final del periodo.	Dichos puntos totalizarían una demanda de 22,8 bcm, lo que
• Andalucía:	4,7 bcm	aumentaría su peso (74%) sobre la demanda total en España.
• Madrid y Castilla y León:	4,1 bcm	
• Comunidad Valenciana:	4,1 bcm	<i>Según el Escenario de Demanda Central</i>
• País Vasco:	2,9 bcm	

La distribución geográfica para este escenario es la representada en la figura.

Figura 4.1.45. Distribución geográfica de la demanda total en el Escenario Central

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	%
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	10,3	12,3	13,6	14,2	13,9%
Cataluña	4,5	4,9	6,2	7,1	7,2	7,6	11,3%
Comunidad Valenciana	2,7	2,8	3,4	4,4	4,4	4,4	10,6%
Murcia	0,3	0,5	0,7	0,8	2,0	2,2	50,8%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,8	5,6	6,3	6,4	14,9%
Aragón	1,0	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	4,0%
La Rioja	0,1	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	49,4%
Navarra	0,4	0,4	0,7	1,4	1,3	1,0	19,0%
País Vasco	1,6	1,6	1,8	2,8	3,1	3,2	15,3%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	9,2	10,4	11,7	13,5	16,2%
Galicia	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	36,8%
Asturias	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	11,5%
Cantabria	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	18,4%
Castilla Y León	1,1	1,4	1,7	1,8	1,9	2,0	12,6%
Madrid	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	10,7%
Castilla-La Mancha	1,0	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	4,8%
Andalucía	1,9	1,9	3,0	3,5	4,3	5,4	23,7%
Extremadura	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	11,2%
TOTAL	16,9	18,5	22,9	27,9	31,5	33,9	15,0%

Fuente: CNE

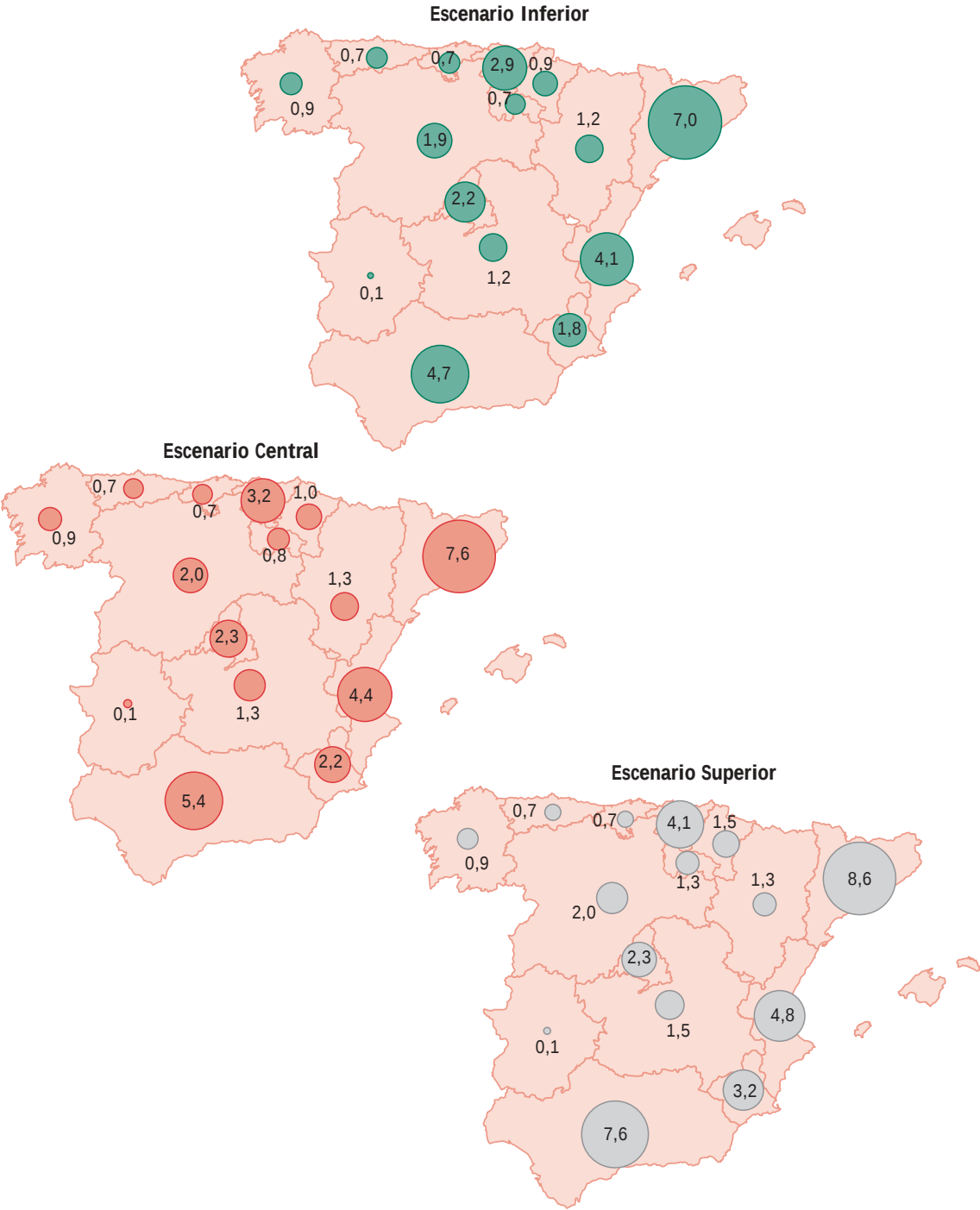
Según el Escenario de Demanda Superior

Figura 4.1.46. Distribución geográfica de la demanda total en el Escenario Superior

ZONA GEOGRÁFICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incremento medio anual
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm	%
ÁREA MEDITERRÁNEO	7,4	8,2	10,5	12,8	14,4	16,7	17,6%
Cataluña	4,5	4,9	6,3	7,3	7,5	8,6	14,1%
Comunidad Valenciana	2,7	2,8	3,5	4,6	4,6	4,8	12,6%
Murcia	0,3	0,5	0,7	0,8	2,3	3,2	63,0%
ÁREA EBRO	3,2	3,1	3,8	6,0	6,8	8,1	20,6%
Aragón	1,0	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	4,0%
La Rioja	0,1	0,2	0,2	0,2	0,9	1,3	62,4%
Navarra	0,4	0,4	0,8	1,6	1,5	1,5	27,5%
País Vasco	1,6	1,6	1,8	3,1	3,3	4,1	20,9%
ÁREA OESTE DE HARO	6,4	7,2	9,3	10,6	12,2	15,9	20,0%
Galicia	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	36,8%
Asturias	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	11,5%
Cantabria	0,3	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	18,4%
Castilla Y León	1,1	1,4	1,7	1,8	1,9	2,0	12,6%
Madrid	1,4	1,7	2,0	2,1	2,2	2,3	10,7%
Castilla-La Mancha	1,0	0,7	0,8	0,9	1,1	1,5	8,0%
Andalucía	1,9	1,9	3,1	3,7	4,7	7,6	32,3%
Extremadura	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	11,2%
TOTAL	16,9	18,5	23,2	29,1	33,3	40,5	19,1%

Fuente: CNE

Figura 4.1.47. Previsión de la Demanda por CC.AA. para el año 2005 según Escenario



Demanda diaria punta del sistema gasista

Se obtiene por la agregación y combinación de las demandas diarias punta de que se producen en los

diferentes escenarios considerados para los mercados de gas convencional y de gas para ciclos combinados. Corresponde a las figuras 4.1.15, 4.1.16 y 4.1.37, que se traen aquí como resumen.

Escenarios de demanda diaria punta en el mercado convencional:

Figura 4.1.48. Demanda Punta de Mercado Convencional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario Bajo						
Demanda Día Punta	611	730	805	907	959	1.012
Demanda Punta Extrema		755	834	938	995	1.048
Escenario Alto						
Demanda Punta	611	730	841	948	1.002	1.057
Demanda Punta Extrema		755	871	980	1.040	1.095

Fuente: CNE

Escenarios de demanda diaria punta para el mercado de gas para ciclos combinados

Figura 4.1.49. Demanda Punta de CCGT

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario de punta Alto			109	187	577	796
Escenario de punta Medio			109	172	406	499
Escenario de punta Bajo			94	156	218	234

Fuente: CNE

Escenarios de demanda diaria punta de gas para el sistema gasista

En coherencia con las puntas diarias estimadas para cada mercado, se considera adecuado establecer los siguientes escenarios de demanda diaria punta para el conjunto del Sistema Gasista:

- Escenario de punta Bajo: Está formado al integrar el Escenario Bajo de las puntas diarias en ciclos combinados y la demanda diaria punta extrema del mercado convencional en el Escenario Más Probable
- Escenario de punta Medio: Está formado al integrar el Escenario Medio de las puntas diarias en ciclos

Figura 4.1.50. Previsión de la Demanda Punta en el Sistema Gasista

	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario de punta Alto	755	980	1.167	1.617	1.891
Escenario de punta Medio	755	943	1.109	1.401	1.547
Escenario de punta Bajo	755	927	1.094	1.214	1.282

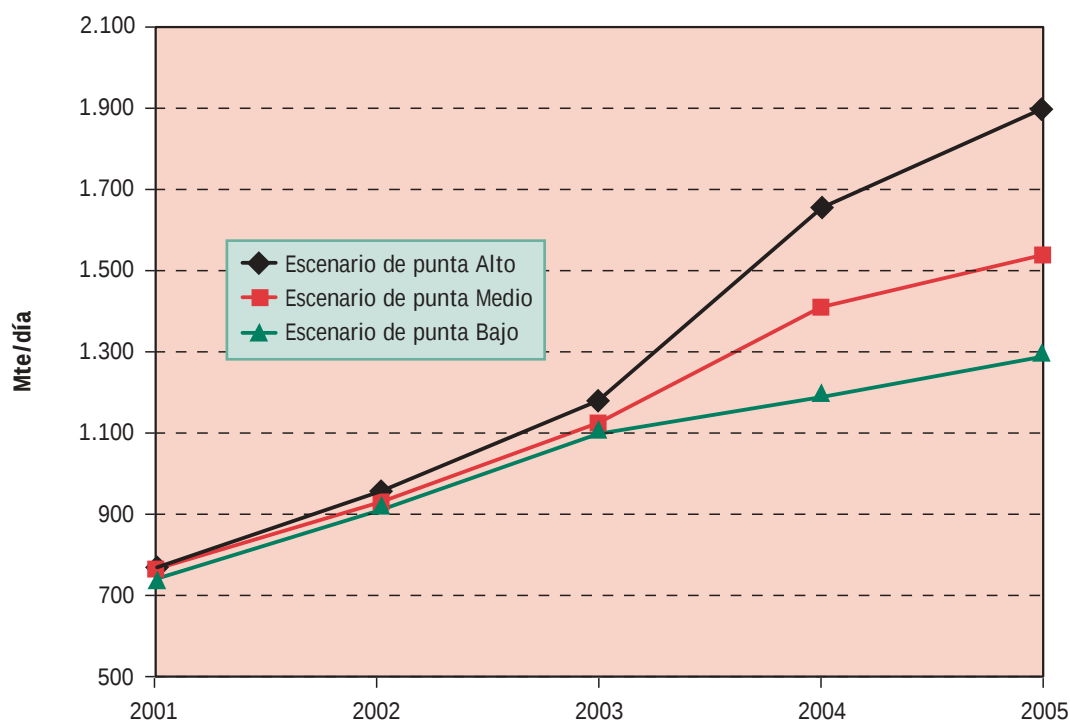
Fuente: CNE

combinados y la demanda diaria punta extrema del mercado convencional en el Escenario Más Probable

- Escenario de punta Alto: Está formado al integrar el Escenario Alto de las puntas diarias en ciclos combinados y la demanda diaria punta extrema del mercado convencional en el Escenario Alto.

Las bases sobre las que se asientan y justifican las previsiones de crecimiento para el mercado convencional son, entre otras, la hipótesis del mantenimiento, para el periodo 2001-2005, del ritmo inversor llevado a cabo por las empresas distribuidoras durante el cuatrienio anterior, 1997-2001, que dio lugar al crecimiento habido de 6,1 bcm. Este aspecto es singularmente destacable, dado que

Figura 4.1.51. Previsión de Demanda Punta según Escenario



Fuente: CNE

Resumen y conclusiones

Las previsiones de demanda de gas natural, para el periodo 2001-2005, en el escenario inferior, pasan de un consumo de 18,4 bcm en el año 2001, a un consumo de 30,8 bcm en el año 2005, que supone un crecimiento de 12,4 bcm.

Este crecimiento tiene su origen en los dos mercados gasistas principales, el convencional que se estima aportará 6,4 bcm, y el de ciclos combinados con incremento de 6 bcm.

está anunciado un cambio relevante en el esquema retributivo y tarifario de la actividad de distribución. Así, los mercados convencionales pendientes de ser atendidos mediante la extensión de las redes de distribución, son mercados de menor tamaño unitario, de más costoso acceso y captación, si se efectúa su comparación con los mercados que ya cuentan con redes de distribución.

En el caso de la estimación de la demanda futura debida a los ciclos combinados, las bases sobre las que se asientan y justifican dichas previsiones son, esencialmente, el

ritmo de incorporación de los nuevos grupos de generación según la información recibida de sus promotores, teniendo en cuenta un número de horas de funcionamiento medio, y la evolución de la demanda eléctrica, teniendo en cuenta la aportación debida a la tecnología de ciclo combinado y el consumo que ello supondría.

Sin embargo, las variables a considerar en esta estimación son muchas: el precio del mercado, la hidráulicidad, la evolución de las demás tecnologías de generación, etc.

En definitiva, dada la libertad de instalación de nueva capacidad de generación eléctrica en nuestro país, la última decisión depende directamente de los propios promotores de los ciclos, y ésta estará condicionada por factores de rentabilidad económica del proyecto, o por factores de pura estrategia empresarial.

Complementariamente, también hay que relacionar el cumplimiento del crecimiento previsto en la demanda de gas, con aspectos tales como, el mantenimiento de un escenario de crecimiento económico en el entorno habido en los últimos años, y un escenario de precios para el gas no especialmente desfavorable para su uso, y en particular en procesos de cogeneración.

Por otro lado, y como contraposición a los aspectos expuestos, no debemos ignorar la posible contribución al crecimiento de la demanda de gas, que pueden realizar las nuevas compañías comercializadoras y también las nuevas compañías distribuidoras que puedan surgir con motivo de la aplicación de la Disposición Transitoria Decimoquinta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en un marco de progresiva liberalización.

Estos factores de incertidumbre sobre el valor de la demanda futura de gas hacen recomendable acompañar el desarrollo de las nuevas infraestructuras a la evolución de la demanda de gas, mediante la adecuada vigilancia de la evolución de la misma.

4.2. Previsión de la demanda futura de energía eléctrica

La estimación de crecimiento de la demanda que aquí se expone recoge las previsiones realizadas por Red Eléctrica de España, S.A. en su documento "Previsiones del Sistema Eléctrico 2001-2010" de marzo de 2001 y la "Información adicional para la elaboración del informe marco sobre seguridad de suministro" de septiembre de 2001. En dicha estimación de demanda anual a largo plazo se tienen en cuenta los factores fundamentales de crecimiento de la actividad económica y laboralidad, siendo el primero de ellos, el que más peso tiene en la evolución de la demanda de energía eléctrica. El efecto temperatura es de gran importancia dada la sensibilidad de la demanda a variaciones importantes de la misma en el corto plazo, aunque no es relevante el comportamiento de la temperatura en un plazo mayor, teniéndose en cuenta para el año 2001 en función de las temperaturas registradas el año anterior.

Efecto actividad económica

Para el cálculo del efecto actividad económica sobre la demanda de energía eléctrica, se toman en consideración, por un lado, las estimaciones que se consideran más solventes sobre incrementos anuales del PIB, variable ampliamente utilizada como índice de variación de la actividad económica, y por otro, la respuesta de la demanda de electricidad a dichos cambios en la actividad económica, es decir, la elasticidad de la curva demanda-PIB.

Si bien, en un horizonte cercano es posible tener previsiones más fiables sobre el comportamiento de la economía así como poder tener un mayor acercamiento al comportamiento de la demanda ante variaciones en la actividad económica utilizando el comportamiento habido en periodos pasados próximos, según nos vamos refiriendo a un horizonte más lejano, el nivel de incertidumbre aumenta sobre las previsiones de actividad económica y, en menor grado, en el comportamiento de la demanda.

Para el cálculo de la previsión de demanda en cada uno de los dos primeros años, se han realizado tres curvas o estimaciones en función de la previsión máxima, mínima y central que se tenga sobre el crecimiento de la economía, manteniendo constantes el resto de los factores, temperatura y laboralidad.

Efecto temperatura

La demanda de energía eléctrica está relacionada con la temperatura ambiente. Así, se puede observar cómo año tras año la demanda varía sensiblemente entre los meses invernales y el periodo estival. En una primera aproximación, temperaturas por debajo de 15°C en invierno o por encima de 20°C en verano producen incrementos en la demanda eléctrica. Si bien está clara dicha influencia, el predecir el comportamiento de la temperatura en años sucesivos no es fácil y, desde luego la fiabilidad de previsiones sobre el comportamiento de la temperatura ambiente a largo plazo es muy baja.

Para el año 2001 se han considerado unas temperaturas medias históricas para la construcción del escenario central. Asimismo se pueden realizar, para cada escenario, unas previsiones suponiendo temperaturas más extremas en el escenario superior y temperaturas más suaves que conlleven efectos negativos sobre el crecimiento de la demanda, en el caso del escenario con menor previsión de la misma. En consecuencia, y como previsión más elevada, se ha realizado una previsión extrema teniendo en cuenta la previsión superior por efecto actividad económica unido a una situación de rachas de temperaturas extremas que proporcionan para el año 2001 un incremento de demanda por efecto temperatura del 1,7% en lugar del 0,7% utilizado para el escenario superior. De esta forma, queda recogido en las previsiones de este escenario, el efecto temperatura aunque no suponga incremento adicional a partir del primer año.

Efecto laboralidad

En este efecto se consideran básicamente el número de días laborables del año. Dado que a futuro este efecto es el

mismo para todos los años, las diferencias vienen marcadas por los años bisiestos los cuales, con un día más de actividad, generan un ligero incremento de demanda respecto al año anterior. Del mismo modo, aquellos años posteriores a los bisiestos recogen una disminución de demanda porcentual igual pero de sentido contrario al año anterior.

Otras aproximaciones sobre el calendario anual no proporcionan resultados de variaciones de demanda significativos al presuponerse que el número de días laborables y festivos permanece constante.

4.2.1. Estimación de demanda anual de energía eléctrica en el periodo 2001 a 2005

Es importante reseñar que en el momento de realizar este informe, las incertidumbres sobre la evolución de los parámetros económicos es muy alta. Si bien desde distintos sectores se apunta hacia una ralentización de la economía, no es posible afirmar con seguridad cuál va a ser la senda de crecimiento económico.

En cualquier caso, el hecho de que las señales actuales tiendan a rebajar incrementos de actividad económica, origina que las previsiones que aquí se realizan adquieran un carácter más conservador. Este hecho se considera positivo de cara a garantizar la seguridad del suministro eléctrico pues si bien pueden darse, en el horizonte 2001-2005 crecimientos de demanda sostenidos superiores a los aquí previstos, el hecho de que existan indicios de ralentización económica en el momento actual, puede compensar posibles incrementos de actividad superiores al 3% en años posteriores, obteniéndose una mayor seguridad de que la senda de crecimiento de la demanda se sitúe dentro de los escenarios aquí previstos, para el periodo considerado.

Dado que en los tres últimos años se han obtenido crecimientos de demanda comprendidos entre el 5,5% y el 6,5% y con objeto de tener una aproximación de los efectos sobre el crecimiento de la demanda y de las

potencias puntas máximas, en el caso de crecimientos de la actividad económica sostenidos, se ha realizado una previsión adicional en la cual se contempla un crecimiento del 5% de la demanda en barras de central para los años 2003, 2004 y 2005 sobre las estimaciones de demanda y punta de potencia del escenario superior. Dicha previsión da como resultado una previsión más elevada, que en el resto de los escenarios, a partir del año 2003 en el caso de la demanda, y a partir del año 2004 en el caso de la potencia máxima previsible.

Año 2001

Se consideran unos incrementos de la demanda, debida a la actividad económica del 4,8% como previsión central, y del 6% y 3,8% respectivamente en los casos de las previsiones superior e inferior. Por el efecto temperatura se considera un 0,7% adicional, en el caso de las previsiones central, superior e inferior y un 1,7% en el caso de la previsión extrema. Debido a que es un año posterior a año bisiesto, se minora en un 0,3%. Al ser inferior la estimación de

crecimiento sostenido a la de la previsión superior, estas dos son coincidentes en su evolución. Como resultado de ello se tienen las previsiones de incremento de demanda mostradas en la **figura 4.2.1**.

Año 2002

Se toman en consideración unos incrementos por actividad económica ligeramente inferiores a los del año anterior: 4,4%, 5,2% y 3,5% según nos refiramos a la previsión central, superior o inferior respectivamente. No se tienen en cuenta el efecto temperatura, y el efecto laboralidad no repercute en el resultado.

Año 2003

A partir de este año se considera una única previsión con un incremento de la demanda por actividad económica de 3%, excepto en la hipótesis de crecimiento sostenido, en la cual se considera el 5% de incremento con un resultado de demanda acumulada que supera al del resto de las previsiones.

Figura 4.2.1. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2001

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	4,2	203	33.067	28.922
CENTRAL	5,2	204	34.201	29.914
SUPERIOR	6,4	207	34.904	30.529
EXTREMO SUP.	7,4	209	36.700	32.100
C. SOSTENIDO	6,4	207	34.904	30.529

Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.2. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2002

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	3,5	210	34.006	30.460
CENTRAL	4,4	213	35.445	31.749
SUPERIOR	5,2	218	36.469	32.666
EXTREMO SUP.	5,2	220	37.400	33.500
C. SOSTENIDO	5,2	218	36.469	32.666

Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.3. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2003

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	3	216	34.771	31.249
CENTRAL	3	219	36.242	32.571
SUPERIOR	3	224	37.289	33.512
EXTREMO SUP.	3	227	38.500	34.600
C. SOSTENIDO	5	229	38.121	34.270

Fuente: REE y CNE

Año 2004

Al igual que el año anterior, se considera un crecimiento por actividad económica del 3%, siendo del 5% en la previsión de crecimiento sostenido, al cual se ha de añadir un 0,3% para recoger el hecho de tener este año un día más. Las previsiones de demanda y de potencias puntas más elevadas se dan en el escenario de crecimiento sostenido.

Año 2005

Se disminuye en un 0.3% el 3% y el 5% de incremento por actividad debido a ser un año posterior a bisiesto, con su consiguiente disminución de incremento de demanda por este concepto. Al igual que el año anterior, el escenario de crecimiento sostenido da los resultados de previsión más elevados.

Figura 4.2.4. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2004

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	3,3	223	35.655	32.661
CENTRAL	3,3	226	37.164	34.043
SUPERIOR	3,3	231	38.237	35.026
EXTREMO SUP.	3,3	234	39.300	36.000
C. SOSTENIDO	5,3	241	39.892	36.541

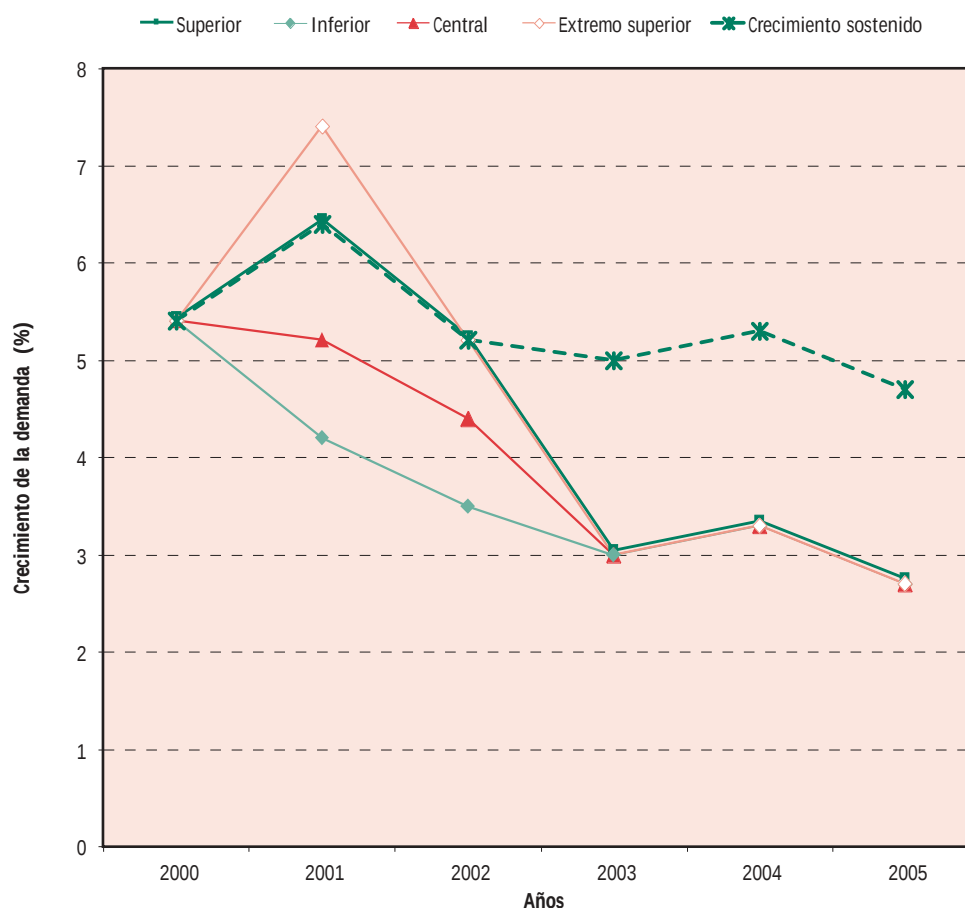
Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.5. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en 2005

Previsión	Crecimiento demanda (%)	Demanda b.c. (TWh)	Pot. Punta Invierno (MW)	Pot.Punta Verano (MW)
INFERIOR	2,7	229	36.348	33.372
CENTRAL	2,7	232	37.886	34.784
SUPERIOR	2,7	237	38.980	35.788
EXTREMO SUP.	2,7	240	40.300	37.000
C. SOSTENIDO	4,7	252	41.447	38.048

Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.6. Escenarios de evolución de demanda eléctrica en barras de central



Fuente: REE y CNE

Estimación de la demanda de energía eléctrica por Comunidades Autónomas para el período 2001-2002

En el período 1995-1999 las Comunidades Autónomas de La Rioja, Navarra, Murcia, Cantabria y Andalucía, han tenido crecimientos, en términos de tasa interanual, superiores al 6%, siendo Extremadura la Comunidad con un crecimiento superior a todas ellas, por encima del 7%. Las anteriormente citadas Comunidades Autónomas, excepto Andalucía, son por su parte las Comunidades Autónomas con menor peso en la demanda nacional, produciéndose, un acercamiento progresivo de participación relativa de cada una de ellas en el período considerado. País Vasco, Cataluña, Castilla La Mancha, Asturias y Aragón tienen tasas de crecimiento entre el 4% y el 5%. Castilla y León, Madrid y Valencia tienen

crecimientos interanuales entre el 5 y el 6% y Galicia es la Comunidad Autónoma que menor crecimiento ha experimentado, 2,7%, todas ellas en el período citado.

Teniendo en cuenta estimaciones del PIB por Comunidades Autónomas y nacional, el crecimiento interanual de la participación de la demanda de las mismas respecto a la demanda nacional, los últimos crecimientos de cada Comunidad Autónoma, y la tendencia lineal del peso de cada Comunidad Autónoma en el total se prevén, para el periodo 2000-2002, crecimientos interanuales superiores al 6% en las Comunidades Autónomas de La Rioja, Murcia, Cantabria y Andalucía, mientras que porcentajes de crecimiento inferiores al 4% son estimados en Galicia, Castilla y León, Aragón y País Vasco.

En la **figura 4.2.7** se exponen las previsiones de demanda de energía eléctrica por Comunidades Autónomas para los años 2001 y 2002.

Figura 4.2.7. Previsión de demanda de energía eléctrica por CC.AA. (GWh)

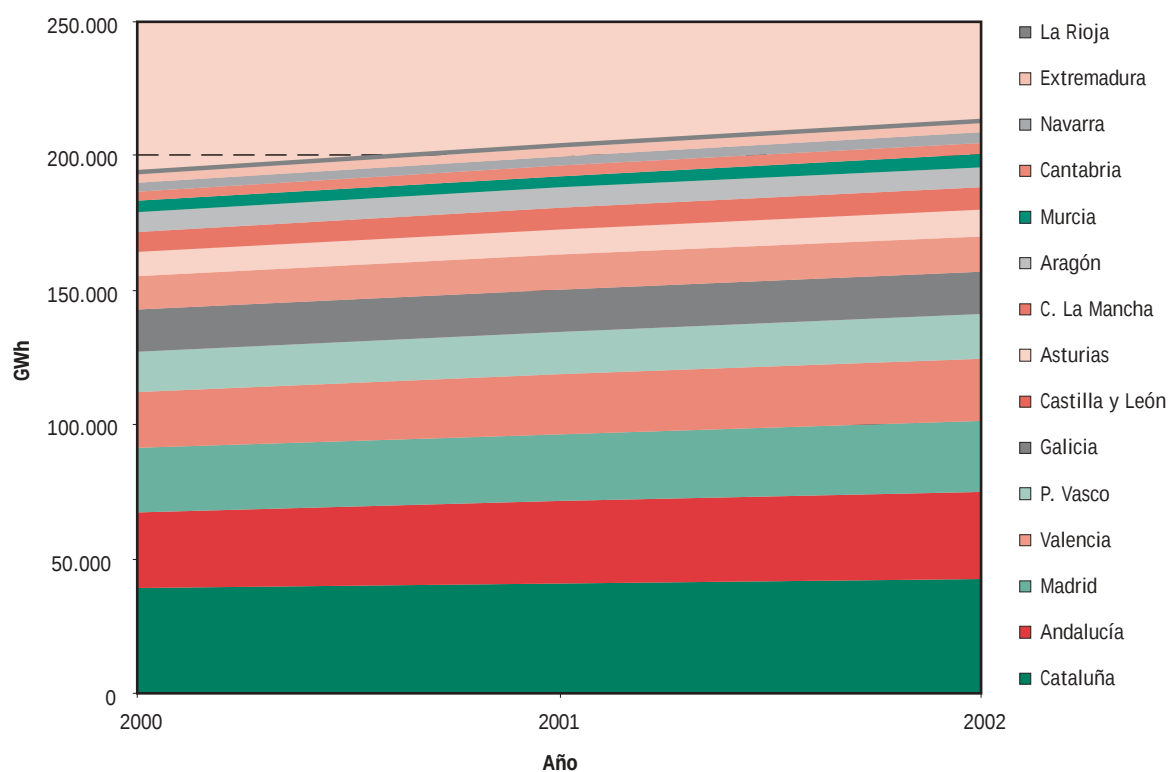
Año	Andalucía	Aragón	Asturias	Cantabria	Castilla La Mancha	Castilla León
2001	30,628	7,630	9,178	3,998	8,090	13,227
2002	32,517	7,858	9,406	4,259	8,530	13,649

Año	Cataluña	Valencia	Extremad.	Galicia	Madrid	Murcia
2001	40,559	21,947	3,331	15,516	25,045	4,182
2002	42,127	23,158	3,510	15,708	26,355	4,460

Año	Navarra	P. Vasco	La Rioja
2001	3,689	15,928	1,482
2002	3,847	16,353	1,585

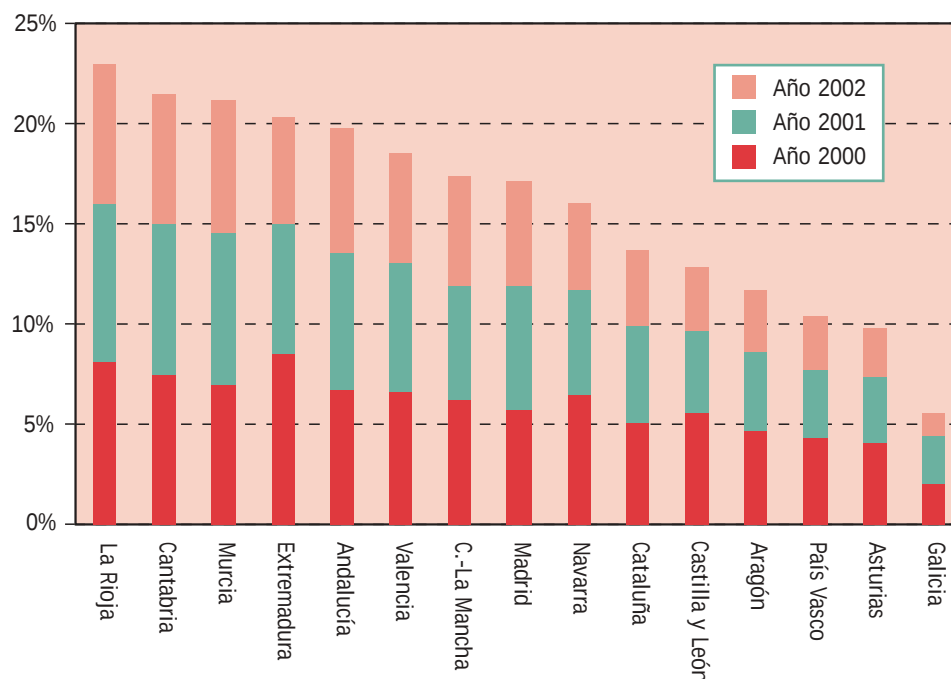
Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.8. Previsión de demanda de energía eléctrica por CC.AA.



Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.9. Crecimiento en % de la demanda de energía eléctrica por CC.AA.



Fuente: REE y CNE

4.2.2. Estimación de la potencia punta de energía eléctrica en el período 2001 a 2005

En las estimaciones de previsiones de potencia punta del sistema, se recoge el hecho, que se viene observando año tras año, de la disminución de la importancia relativa de la potencia punta de invierno sobre la demanda anual del sistema, así como, un acercamiento progresivo entre las puntas de potencia de verano y de invierno.

Para los escenarios centrales considerados de incrementos de demanda, se ha previsto una disminución de la relación punta máxima-demanda anual, desde el 0,018 para el año 2001 hasta el 0,0173 para el año 2005, correspondiéndose estos datos con las potencias punta invernales. En el caso de los periodos estivales se prevén unos crecimientos de la anterior relación desde el 0,0157 hasta el 0,0159 para el mismo periodo de tiempo.

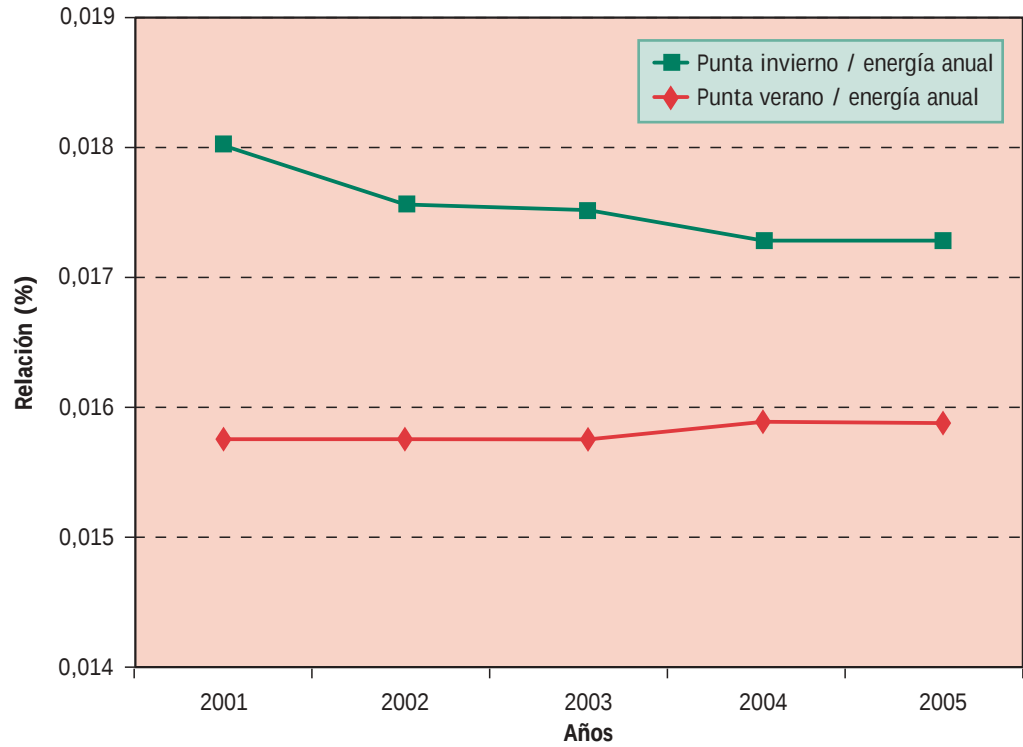
Las potencias máximas previstas ascienden desde 36.700 MW para el año 2001 hasta 40.300 MW previstos para el

año 2005. En el caso del periodo estival dichas previsiones se reducen a 32.100 MW y 37.000 MW respectivamente.

Los factores de carga máximos previstos, considerados como la relación entre demanda anual máxima prevista y punta máxima prevista del sistema por 8760 horas, se sitúan entre el 68% para el año 2001 y el 70% para el año 2005.

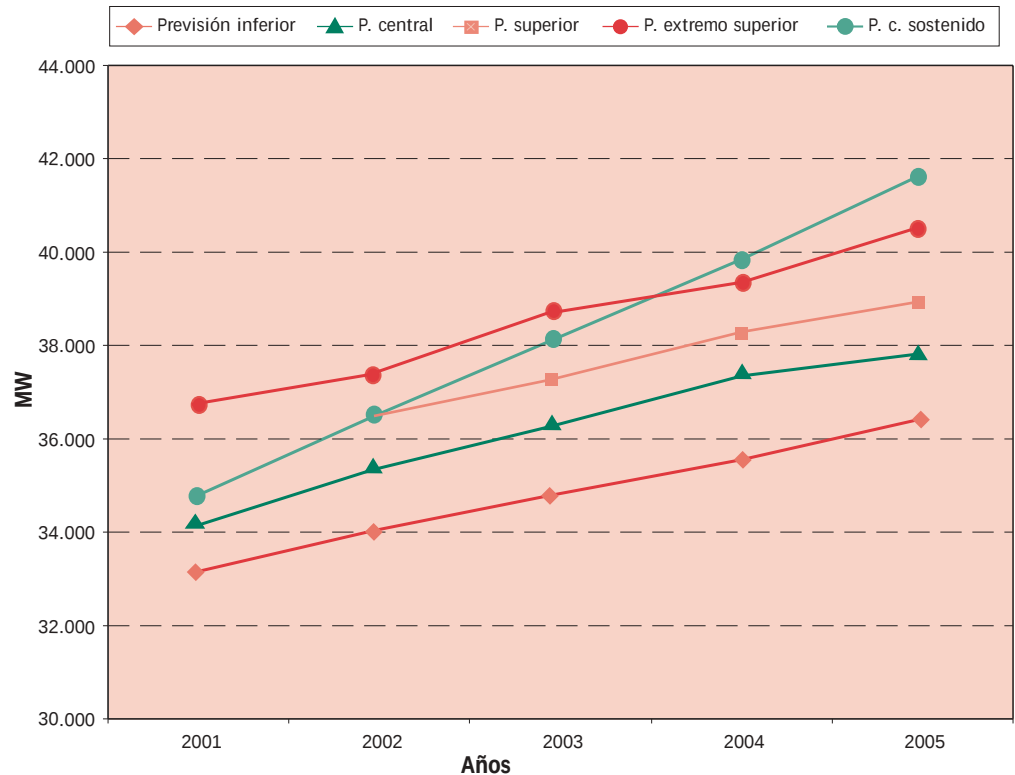
Se pone de manifiesto que si bien se prevé que las potencias máximas del sistema se sigan situando en los meses invernales, el hecho del acercamiento progresivo de las puntas de potencia en los periodos estivales a los invernales, hacen necesario estudiar detenidamente la cobertura de demanda en ambos periodos. Puesto que la potencia disponible hidráulica en verano es de menor cuantía que en invierno, se puede llegar a que el periodo crítico, en los estudios de seguridad del sistema, sea el estival, máxime cuando se estudian condiciones más conservadoras de año seco.

Figura 4.2.10. Relación entre la punta prevista y la energía anual prevista eléctricas



Fuente: REE y CNE

Figura 4.2.11. Previsión de la potencia punta eléctrica



Fuente: REE y CNE

4.3. Conclusiones

A modo de resumen y conclusión de lo tratado en los apartados precedentes, a continuación se presenta la evolución de la demanda esperada de gas natural y de energía eléctrica para los próximos años.

Es importante reseñar que en el momento de realizar este informe, la incertidumbre sobre la evolución de los parámetros económicos es muy alta. Si bien desde distintos sectores se apunta hacia una ralentización de la economía, no es posible afirmar con seguridad cuál va a ser la senda de crecimiento económico.

En cualquier caso, el hecho de que las señales económicas actuales tiendan a rebajar los incrementos de actividad económica, origina que las previsiones que aquí se realizan adquieran un carácter más conservador. Este hecho se considera positivo de cara a garantizar la seguridad del suministro.

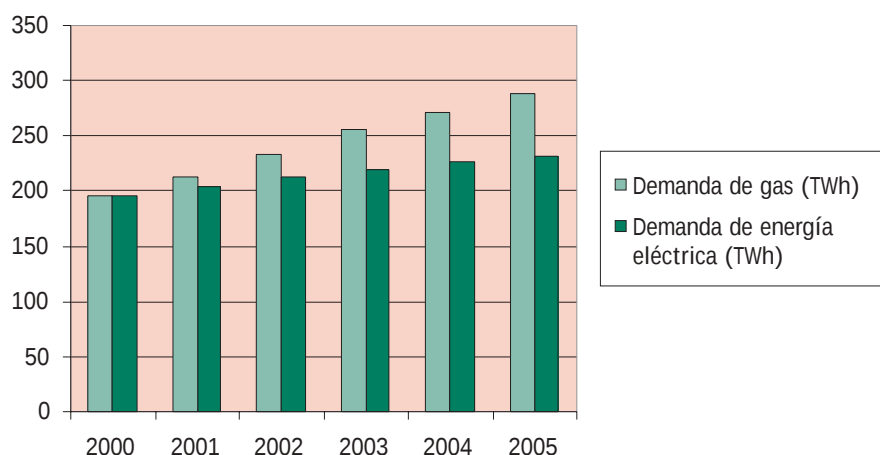
De la multiplicidad de escenarios posibles, se toman para este resumen los correspondientes al escenario considerado como central o más probable a pesar de las incertidumbres asociadas.

A continuación se realizan diversas comparaciones entre la demanda de gas, en el mercado convencional y la debida a los ciclos combinados, y la de electricidad. Puesto que las cantidades relativas al gas natural se refieren a una energía primaria, que además interviene activamente en la generación de electricidad, y las relativas a la demanda eléctrica, a una energía final, su comparación directa en términos absolutos podría llevar a interpretaciones erróneas si no se tuviera presente este hecho. Sin embargo, dichas magnitudes se han representado conjuntamente, con el objeto esencial de comparar sus evoluciones relativas.

Así, en la **figura 4.3.1** se muestra la evolución de la demanda de gas natural -sin contabilizar los ciclos combinados previstos- y de energía eléctrica expresada en TWh en los próximos años. De la misma, se desprenden los mayores consumos esperados en el sector del gas natural con respecto al eléctrico, aún sin considerar la demanda asociada a las centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado a gas.

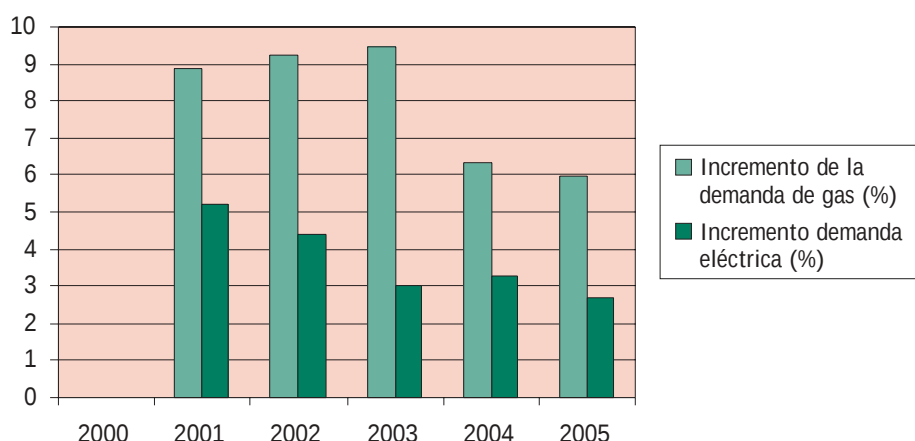
En la **figura 4.3.2** se muestra la tasa de variación de los consumos esperados de gas – sin contabilizar los ciclos combinados- y eléctricos en los próximos años. Como se puede apreciar de la misma, los incrementos de demanda

Figura 4.3.1 Evolución de la demanda prevista de gas natural (sin considerar ciclos combinados) y de energía eléctrica en TWh



Fuente: CNE

Figura 4.3.2 Evolución de los crecimientos esperados de demanda de gas natural (sin considerar ciclos combinados) y de energía eléctrica en %



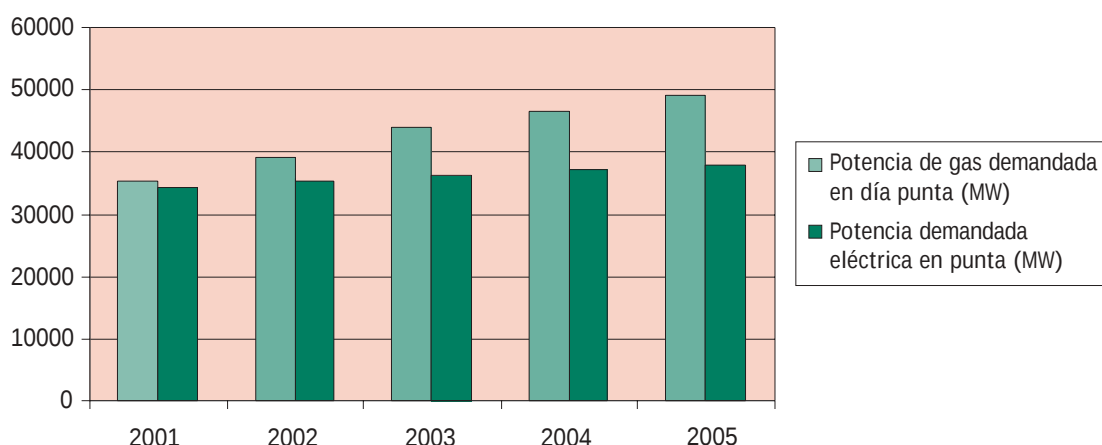
Fuente: CNE

porcentuales del sistema gasista son marcadamente más importantes que los del sistema eléctrico, manteniéndose en tasas por encima del seis por ciento durante todo el periodo. Los valores más altos para los años 2002 y 2003 son el resultado de las estimaciones realizadas a partir de los contratos actualmente en negociación y del crecimiento esperado por las nuevas redes que actualmente están en fase de construcción.

Respecto a la estimación de crecimiento de las demandas máximas de gas y electricidad en caudal o potencia

horaria respectivamente, en la **figura 4.3.3** se muestra la previsión comparada de ambos sistemas. En ella, a efectos comparativos de la evolución esperada para ambos sistemas se ha expresado la demanda punta del mercado convencional de gas natural en el escenario más probable de la figura 4.1.15 en lugar de en Mte/día en MW, y se ha comparado con la demanda eléctrica de potencia punta horaria de invierno expresada en el apartado 4.2.1. De la figura se deduce el menor crecimiento esperado de la demanda punta eléctrica con respecto al caudal esperado en el sistema de gas natural. Este comportamiento cabe

Figura 4.3.3 Evolución de los crecimientos esperados de caudal máximo diario expresado en MW en lugar de Mte/día de gas natural (sin considerar ciclos combinados) y de energía eléctrica en MW



Fuente: CNE

explicarlo por la mayor madurez y saturación del mercado eléctrico comparado con el de gas natural, de mayor crecimiento.

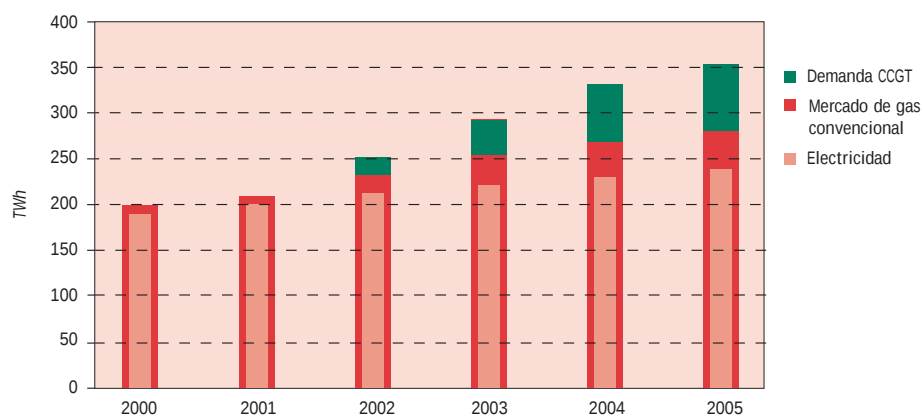
En consecuencia, y sin considerar la demanda de gas asociada a los ciclos combinados, se puede observar los relevantes requerimientos que en cuanto a nuevas infraestructuras puede precisar el sistema de gas natural.

Ahora bien, la demanda futura de gas natural ha de obtenerse mediante la agregación de los dos mercados: el antiguo o convencional y el nuevo o consumido en los ciclos combinados para la generación de energía eléctrica. Al sumar dichos valores y comparar la evolución de dicho

valor con la experimentada por el mercado eléctrico en el periodo 2000 – 2005, el resultado es, cualitativamente el mismo que el representado en la figura 4.3.1, pero, como no podía ser de otra manera, cuantitativamente mucho más acusado, como se muestra en la **figura 4.3.4**.

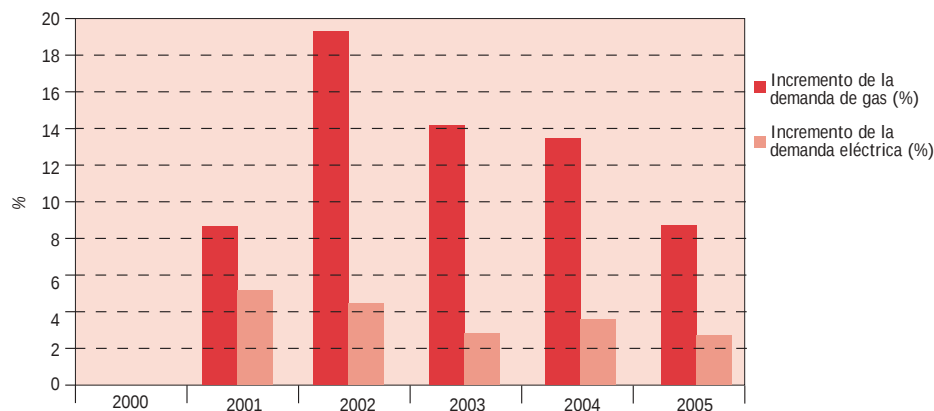
En términos porcentuales, la proporción de crecimiento del mercado del gas es claramente superior a la del mercado eléctrico, y durante el periodo considerado su valor se mantiene siempre por encima del 8%. Destaca esencialmente el incremento de la demanda esperado en el 2002, el 19%, justificado por la entrada en funcionamiento de los primeros grupos de ciclo combinado (ver **figura 4.3.5**).

Figura 4.3.4 Evolución de la demanda prevista de gas natural total y de energía eléctrica en TWh



Fuente: CNE

Figura 4.3.5 Evolución de los crecimientos esperados de demanda de gas natural y de energía eléctrica en %



Fuente: CNE

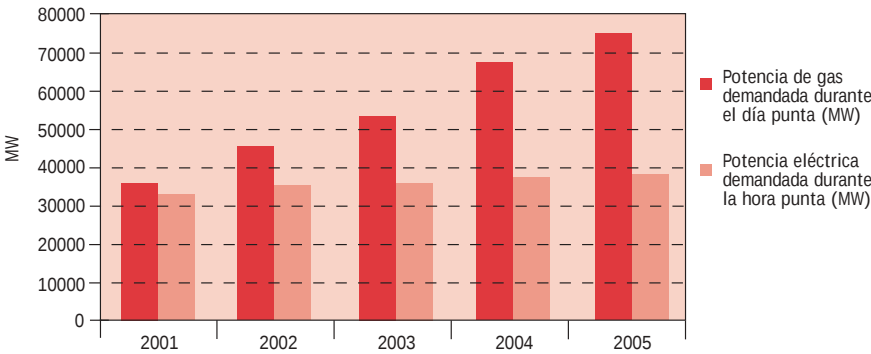
Respecto a la estimación de crecimiento de las demandas máximas de gas y electricidad en caudal diario o potencia horaria respectivamente, el efecto de incluir ahora también a las centrales de ciclo combinado es el mismo que en los dos casos anteriores: se acentúan aún más las diferencias, como puede observarse en la **figura 4.3.6**, realizada a partir del escenario medio.

Así, mientras que el mercado convencional ha sido el que ha proporcionado la base sobre la que se ha desarrollado la actual infraestructura gasista, con gran extensión

geográfica y multiplicidad de consumidores, en cambio, el nuevo mercado de gas para los ciclos combinados es un mercado en fase inicial de desarrollo, con pocos puntos de consumo pero de gran volumen unitario y, en consecuencia, con una gran incidencia en la infraestructura gasista.

Por tanto, si ya puede ser necesario un esfuerzo inversor significativo en infraestructuras de gas para el abastecimiento del mercado convencional, lo es más aún si se consideran los nuevos consumos.

Figura 4.3.6 Evolución de los crecimientos esperados de caudal máximo diario expresado en MW en lugar de Mte/día de gas natural y de energía eléctrica en MW



Fuente: CNE

5. La previsión de la oferta de energía

En el apartado anterior de este informe se ha presentado la previsión de la demanda de energía eléctrica y gas natural para los próximos años. En este capítulo, se trata la previsión de la oferta de ambas energías, para en los capítulos posteriores proceder al análisis de la cobertura.

En primer lugar, se describe la previsión de la oferta de gas natural. En segundo lugar, se expone la oferta de producción de energía eléctrica sin considerar la incorporación de las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado a gas, para finalmente detallar la previsión de las mismas y su oferta asociada.

5.1. Previsión de la oferta de gas natural

En este capítulo se expone la previsión de la oferta de gas natural, para el periodo 2001-2004, sin considerar las posibles restricciones técnicas, de capacidad, funcionamiento u otras, que pudieran existir en las entradas al sistema gasista.

La previsión se obtiene partiendo de las diversas estimaciones realizadas para este informe por las compañías comercializadoras, que están o tienen previsto operar en el mercado liberalizado, cuya oferta está en buena parte vinculada al consumo de ciclos combinados. La oferta de gas se complementa con las previsiones de las compañías transportistas, responsables del suministro de gas natural al mercado a tarifa, así como por los contratos de aprovisionamiento que abastecen al mercado actualmente.

Debe advertirse, que el resultado de las previsiones de oferta conlleva incertidumbre en sus valores porque están basadas en las hipótesis de captación de clientes que tienen las empresas comercializadoras que, en algunos casos, pueden resultar optimistas. La oferta de los agentes se irá adaptando a su penetración en el mercado, siendo el ajuste de sus previsiones actuales función del éxito de sus expectativas. No obstante, y a pesar de su imprecisión, la información de los comercializadores

resulta indicativa de cuál serán las tendencias y características en el futuro de los aprovisionamientos de gas: países de origen, tipo de gas importado (GN ó GNL), duración de los contratos, etc.

El mercado de oferta de gas en España se caracteriza por la escasa disponibilidad de yacimientos de gas natural en el suelo nacional, lo que implica que el abastecimiento de gas natural deba provenir de otros países. Esta dependencia exterior tiene implicaciones directas en las políticas de seguridad del suministro, que han sido recogidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, obligando tanto a la diversificación de los países suministradores, como a un mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Respecto a la diversificación, la Ley 34/1998, en su artículo 99, limita al 60% la incorporación de gas al sistema desde un mismo país aprovisionador. Sobre las reservas mínimas, el artículo 98, establece la obligación de mantener existencias mínimas de gas, equivalentes a treinta cinco días de sus ventas firmes, a los transportistas que incorporen gas al sistema, a los comercializadores, y a los clientes elegibles que ejerzan directamente su derecho de acceso.

Otro aspecto que condiciona los aprovisionamientos de gas en España ha sido introducido recientemente por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, estableciendo en su artículo 6, sobre la contratación del acceso a instalaciones gasistas, la obligatoriedad de reservar el 25% de la capacidad total de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y entrada al sistema de transporte y distribución para contratos de duración inferior a dos años. Esto conlleva a futuro, que el 25% de la oferta de gas en el mercado gasista liberalizado se realice a través de contratos a corto plazo, lo que dinamizará el mercado de oferta de gas.

Por otra parte, los aprovisionamientos deberán cubrir la demanda esperada de gas en cualquiera de los escenarios previstos, debiéndose mantener un continuado equilibrio

entre la oferta y la demanda de gas como condición necesaria para garantizar la seguridad del abastecimiento a los consumidores. Cualquier desequilibrio en el balance oferta-demanda, no absorbido por el gas disponible en los almacenamientos, o por las flexibilidades de los contratos de aprovisionamiento, conllevará perjuicios al conjunto del mercado gasista.

Asimismo, el funcionamiento del mercado liberalizado requiere la disponibilidad de un cierto exceso del gas ofertado sobre la demanda requerida, para que sea factible el ejercicio por parte de los consumidores de la libre elección del suministrador, y como consecuencia, se dé lugar a la formación de precios del gas resultado del libre juego del mercado, siendo éste, uno de los objetivos últimos del proceso de liberalización emprendido.

A continuación se expone la previsión de la oferta de gas natural, para el periodo 2001-2004, resultado de la información aportada por los agentes consultados, donde se analiza la evolución, la composición de los aprovisionamientos para España y su diversificación por origen.

5.1.1. Previsión de la oferta de gas natural

Con el propósito de establecer el escenario de la oferta de gas natural para el periodo 2001-2004, se

solicitó a los comercializadores y transportistas sus previsiones de oferta de gas para sus clientes, incluidos los ciclos combinados, con el siguiente detalle: país de procedencia del gas natural, el tipo de gas GN o GNL, las fechas de inicio del contrato y la duración de estos, las cantidades anuales previstas, las cantidades máximas que recogían los contratos, las flexibilidades existentes en los contratos, así como, las garantías de suministro.

La previsión de la máxima cantidad de gas que podría alcanzar la oferta en los momentos actuales se obtiene como resultado de la agregación de la previsión de aprovisionamientos de gas natural de los transportistas, de los comercializadores y de los consumidores cualificados que ejerzan su derecho de acceso a las redes.

El ajuste de las previsiones a la realidad futura dependerá del grado de éxito que obtengan las nuevas comercializadoras en la captación de mercado, y de la evolución de la demanda de los ciclos combinados, que a fecha de hoy, es todavía incierta.

Dada la importancia del estado físico del gas importado, GN o GNL, para el diseño y dimensionamiento de las infraestructuras de entrada al sistema gasista, las previsiones de oferta de gas se dividen entre los dos tipos de gas. (Ver **figura 5.1.1**).

Figura 5.1.1. Previsión de la Oferta de Gas Natural

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
GN (1)	8,6	8,5	8,6	9,1	11,8
GNL (2)	8,8	9,9	15,9	22,3	29,3
Total Oferta	17,3	18,4	24,5	31,4	41,1
GNL/ Total Oferta	50,9%	54,0%	64,8%	71,1%	71,3%

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el año 2004

(2) Incorpora el suministro de GNL por el contrato deslizante entre ENAGAS y el Grupo Gas Natural para cubrir las necesidades del mercado a tarifa

Fuente: CNE

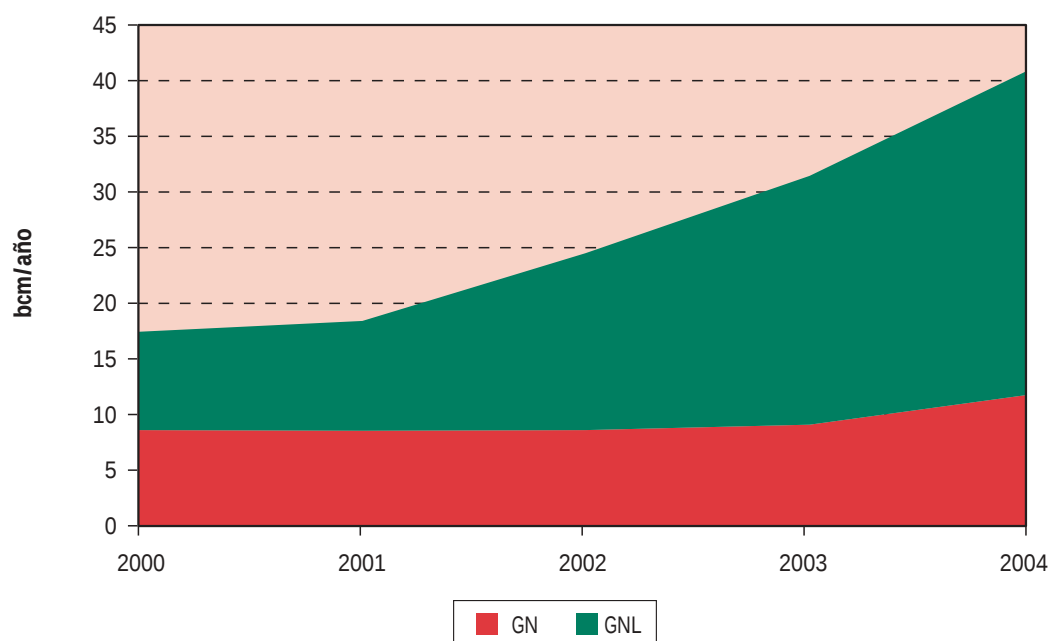
En la **figura 5.1.2**, destaca el aumento de la importancia del GNL en el balance de aprovisionamientos previstos para el futuro, resultado de la limitada interconexión mediante gasoducto con Europa y Argelia, y de la saturación de la capacidad de los mismos con los contratos de aprovisionamiento actuales, si bien, hay un proyecto en curso para la ampliación de capacidad del gasoducto del Magreb, que podría dar lugar al aumento de la oferta en 3 bcm/año de GN, a partir del año 2004.

5.1.2. Previsión de la oferta de gas natural por países

La oferta de gas natural se basa en importaciones procedentes de diversos orígenes, en especial de Argelia, siendo la participación del gas nacional muy pequeña conforme a la situación actual de escasas reservas nacionales.

Las **figuras 5.1.3 y 5.1.4** muestran la distribución de la oferta según su país de origen. El mercado

Figura 5.1.2. Previsión de la oferta de gas natural por tipo de suministro: gas natural o gas natural licuado



Fuente: CNE

El reparto de GN y GNL en el total de la cesta de los aprovisionamientos dependerá entre otros aspectos de la competitividad de los precios de los contratos suscritos de GN y de las limitaciones de capacidad que exista en los puntos de entrada en cada momento, por lo que es difícil predecir con exactitud cuál será el saldo en cada momento de cada tipo de gas en las importaciones. Para hacer frente a la incertidumbre sobre la estructura de aprovisionamiento en el futuro, el sistema se puede ver obligado a sobredimensionar su infraestructura de entrada de gas al sistema.

nacional mantiene una oferta de gas de entorno a 0,5 bcm/año procedente del yacimiento Poseidón. Los suministros procedentes del exterior mantienen a Argelia como nuestro principal suministrador, seguido de Noruega, Nigeria, Golfo Pérsico y Trinidad y Tobago, en consonancia con la tendencia registrada en los últimos años de diversificación en las fuentes de suministro. Aparecen posibles nuevos países suministradores con el proyecto de algunas comercializadoras que prevén la importación de gas desde Europa y Egipto.

Figura 5.1.3. Autoabastecimiento de Gas Natural

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,1	0,5	0,5	0,5	0,2
Importaciones	17,2	17,9	24,0	30,9	40,9
Total Oferta	17,3	18,4	24,5	31,4	41,1
Autoabastecimiento	0,6%	2,7%	2,1%	1,6%	0,5%

Fuente: CNE

Con esta previsión de oferta de gas por origen no se aprecian problemas en la diversificación de suministros en el futuro. Así, mientras el gas de Argelia en el 2000 representó un 61% sobre el total de aprovisionamientos, a partir del 2001 esta participación podría empezar a reducirse si hay entrada de nuevos proveedores en competencia

Según nos alejamos en el horizonte temporal, el grado de incertidumbre sobre el origen de los aprovisionamientos aumenta, ya que corresponde a suministros pendientes de una mayor definición contractual y de negociación por parte de los agentes. (ver **figura 5.1.4**). Esto queda reflejado en las cantidades de oferta de gas con origen no especificado, que podrían situarse tanto en los países ya indicados como en nuevos.

Figura 5.1.4. Distribución de la oferta por país de origen

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,1	0,5	0,5	0,5	0,2
Europa	2,3	2,3	2,5	2,9	2,9
Noruega	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7
África	13,2	12,4	13,2	15,9	19,4
Argelia (1)	10,6	10,1	10,9	10,9	13,6
Egipto	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Libia	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Nigeria	1,8	1,6	1,6	4,3	4,3
O. Medio	0,8	2,0	2,5	3,4	2,3
Trinidad y Tobago	0,8	0,0	1,4	1,8	3,3
Origen No Especificado (2)	0,4	1,2	4,4	6,8	13,0
Total Oferta	17,3	18,4	24,5	31,4	41,1

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el 2004

(2) En este concepto están incluidos los aprovisionamientos sin especificar origen, aquellos que se realizan a través de un operador internacional, aquellos en los que no se indica claramente el origen del gas y los posibles suministros derivados del contrato de deslizamiento entre ENAGAS y Grupo Gas Natural para cubrir las necesidades del mercado a tarifa

Figura 5.1.5. Distribución por país de origen de la oferta de gas natural canalizado

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,1	0,5	0,5	0,5	0,2
Argelia (1)	6,2	5,7	5,7	5,7	8,7
Europa	2,3	2,3	2,5	2,9	2,9
Noruega	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7
TOTAL GN	8,6	8,5	8,6	9,1	11,8

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el 2004

Fuente: CNE

El origen de las importaciones de gas natural canalizado, GN, se producirá por las mismas interconexiones que existen actualmente incluyendo el aumento de la capacidad del gasoducto de Tarifa en 3 bcm/año. Con esta restricción sobre de los gasoductos, los países de procedencia del gas serán, en primer lugar, Argelia, y en segundo lugar, Noruega, a través de la interconexión con Francia (ver **figura 5.1.5**).

5.1.3. Previsión de la oferta de gas natural por duración y grado de compromiso de los contratos de aprovisionamiento

La **figura 5.1.7** presenta la situación actual de la oferta máxima de gas prevista en razón de los compromisos adquiridos o en negociación, según la información facilitada por los agentes que participan en el mercado gasista español.

El escenario que se muestra es coherente con la situación del mercado, en donde, por un lado, hay unos suministros de gas comprometidos basados en contratos históricos, y por otro lado, aparecen nuevos comercializadores de gas que plantean su entrada al mismo, y que han de negociar en función de los consumidores cualificados, todo ello, en competencia con los demás comercializadores, dando lugar a un cierto grado de incertidumbre de compromiso en la oferta, tanto mayor, cuanto más lejano sea el período considerado.

Sobre los plazos de los compromisos de la oferta se puede distinguir, entre aquéllos que son a corto plazo y aquellos que son a largo plazo. Considerando la obligación de reservar el 25% de la capacidad total para contratos a corto plazo como establece el Real Decreto 949/2001, es previsible que los contratos de aprovisionamiento se adapten a esta nueva situación, siendo los suministros a corto plazo más elevados que los que anuncian las compañías comercializadoras recogidas en la **figura 5.1.8**.

El volumen de aprovisionamientos de gas para el mercado a tarifa está íntimamente ligado al crecimiento del mercado y al ritmo de trasvase de clientes cualificados del mercado regulado al mercado liberalizado. Éste dependerá de la oferta de gas que dispongan las compañías comercializadoras, de las disponibilidades efectivas para los comercializadores del acceso de terceros a las infraestructuras y de la competencia que exista entre las diferentes comercializadoras. Por tanto, la demanda de gas para el mercado a tarifa presenta un alto grado de incertidumbre.

Asimismo, los transportistas que compren gas para el suministro a tarifa regulada, deberían de adquirirlo al menor precio posible.

Figura 5.1.6. Distribución por país de origen de la oferta de GNL

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Suministros Comprometidos GN	8,5	8,6	9,0	8,7
Suministros Comprometidos GNL	9,9	9,8	13,7	13,7
Total Suministros Comprometidos	18,4	18,5	22,7	22,4
Suministros en Negociación GN (1)	0,0	0,0	0,1	3,1
Suministros en Negociación GNL	0,0	6,1	8,6	15,6
Total Suministros en Negociación	0,0	6,1	8,7	18,7

	2000	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm	bcm
África	7,0	6,7	7,6	10,2	10,7
Argelia	4,4	4,5	5,2	5,2	4,9
Egipto	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Libia	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Nigeria	1,8	1,6	1,6	4,3	4,3
O. Medio	0,8	2,0	2,5	3,4	2,3
Trinidad y Tobago	0,8	0,0	1,4	1,8	3,3
Origen No Especificado (1)	0,4	1,2	4,4	6,8	13,0
Total GNL	8,8	9,9	15,9	22,3	29,3

(1) En este concepto están incluidos los aprovisionamientos sin especificar origen, aquellos que se realizan a través de un operador internacional, aquellos en los que no se indica claramente el origen del gas y los posibles suministros derivados del contrato de deslizamiento entre ENAGAS y Gas Natural

Fuente: CNE

Figura 5.1.7. Oferta de gas natural en relación con la situación del suministro

Total Posible Oferta	18,4	24,5	31,4	41,1
-----------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Ratio Sum Comprometidos /Total Oferta	100%	75,4%	72,3%	54,5%
--	-------------	--------------	--------------	--------------

(1) Incorpora la posible entrada en funcionamiento de la ampliación del gasoducto del Magreb en el 2004

Fuente: CNE

Figura 5.1.8 Oferta de gas según duración de los contratos

	2001 bcm	2002 bcm	2003 bcm
Suministros comprometidos (> 2 años)	16,2	17,7	22,3
Suministros comprometidos (< 2años)	2,3	0,8	0,4
Total Suministros Comprometidos	18,4	18,5	22,7

Suministros Corto Plazo/ Total Suministros comprometidos	12,7%	4,3%	1,7%
---	--------------	-------------	-------------

Fuente: CNE

5.2. Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica sin considerar la incorporación de ciclos combinados

A continuación se detalla la oferta de producción de energía eléctrica para el período 2001 a 2005, desglosándola en producción eléctrica de régimen ordinario y régimen especial. No se considera en este epígrafe la incorporación de las centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado a gas que se analiza en el siguiente apartado.

La potencia eléctrica instalada, en MW, es la que se refleja en la **figura 5.2.1**.

5.2.1. Régimen ordinario en el sistema peninsular

Desde la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la construcción de

nuevas centrales de generación se constituye en una actividad liberalizada, sometida únicamente a la libre decisión de las empresas generadoras.

La nueva capacidad queda sujeta a los planes de inversión de las empresas, que analizan la rentabilidad de las nuevas instalaciones en función del crecimiento de la demanda energética, de las condiciones del mercado y de suministro.

De análoga forma, las decisiones de cierres están basadas en la libre decisión de cada agente generador aunque sometido a autorización administrativa. En esta decisión empresarial puede tener una influencia significativa tanto la evolución del mercado como de la propia regulación, tal es el caso de la retribución por garantía de potencia, o el tratamiento regulatorio de las restricciones técnicas.

Figura 5.2.1: Potencia eléctrica instalada en España en 2001

RÉGIMEN ORDINARIO (a 30 de junio de 2001)	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Hidráulica	16.524	1	16.525
Nuclear	7.804	-	7.804
Carbón	11.542	510	12.052
Fuel-gas /Fuel-Oil	7.430	2.532	9.962
TOTAL	43.300	3.043	46.343
RÉGIMEN ESPECIAL (a 30 de septiembre de 2001)	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Cogeneración	5.002	74	5.076
Eólica	2.622	106	2.728
Hidráulica	1.430	0	1.430
Otros	633	34	667
TOTAL	9.687	215	9.902
TOTAL POTENCIA	52.987	3.258	56.245

Fuente: REE y CNE

Bajas previstas

Para calcular la potencia instalada que será dada de baja en el período considerado, se ha manejado diversa información. Entre ésta cabe citar: la suministrada por los agentes generadores, la proporcionada por el gestor técnico del sistema eléctrico, la información relativa a la vida útil de los grupos, etc.

Con esta información se ha obtenido la mejor estimación propia de cuál puede ser el cierre futuro de grupos. Con ello, se han confeccionado dos escenarios de previsión de cierres en el periodo que se muestran en la **figura 5.2.2.**

carbón nacional hacia carbón importado, como consecuencia del Plan de Futuro de la Minería.

Aunque no se van a construir nuevos grupos nucleares, la potencia instalada nuclear aumentará ligeramente en los próximos años, debido al plan de mejora en los equipos actualmente existentes que termina en el año 2004. El plan supone un incremento total de 626 MW desde 1995.

No se evalúa en este epígrafe la potencia de las nuevas centrales de ciclo combinado que puedan entrar en operación durante el periodo considerado, ya que corresponde al punto siguiente de este informe.

Figura 5.2.2. Estimación de potencia (MW) de régimen ordinario a darse de baja en el período 2001 a 2005

Bajas	2001	2002	2003	2004	2005
Previsión de cierres alta	150	650	1.150	2.521	3.420
Previsión de cierres baja	0	0	1.097	2.150	3.150

Fuente: CNE

Altas previstas

No se prevén aumentos de potencia hidráulica en el periodo: los posibles incrementos se derivarán generalmente de la modernización de centrales en servicio y se estima que serán compensados por bajas de pequeños grupos. Tampoco se prevén aumentos de centrales de carbón o de fuel/gas, excepto pequeñas repotenciaciones y cambios progresivos de consumo de

Previsión de la potencia instalada en régimen ordinario

Con todo ello, a continuación se incluyen dos cuadros con la evolución prevista del equipo generador en régimen ordinario sin considerar los ciclos combinados en el periodo 2001 a 2005.

a) Escenario de potencia superior (Previsión de cierres de escenario inferior)

Figura 5.2.3. Previsión de potencia instalada de generación eléctrica en régimen ordinario, sin considerar Ciclos Combinados el período 2001-2005. Sistema peninsular escenario de potencia superior

PREVISIONES PARA EL SISTEMA PENINSULAR					
Potencia Instalada (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	16.524	16.524	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.804	7.882	7.894	7.894	7.894
Carbón y Fuel/Gas	18.972	18.972	17.875	16.822	15.822
Total potencia instalada	43.300	43.378	42.293	41.240	40.240

Fuente: CNE

b) Escenario de potencia inferior (Previsión de cierres de escenario superior)

Figura 5.2.4. Previsión de potencia instalada de generación eléctrica en régimen ordinario, sin considerar Ciclos Combinados el período 2001-2005. Sistema peninsular. Escenario de potencia inferior

Potencia Instalada (MW)	PREVISIONES PARA EL SISTEMA PENINSULAR				
	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	16.524	16.524	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.804	7.882	7.894	7.894	7.894
Carbón y Fuel/Gas	18.822	18.322	17.822	16.451	15.552
Total potencia instalada	43.150	42.728	42.240	40.869	39.970

Fuente: CNE

5.2.2. Régimen especial en el sistema peninsular

Dentro el régimen especial se encuentran incluidas aquellas instalaciones que cumpliendo una serie de requisitos, utilizan como combustible energías renovables o residuos o son de cogeneración.

Para realizar la previsión de potencia de régimen especial se han considerado las previsiones realizadas por REE, las solicitudes de conexión realizadas a dicha empresa, el Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER), los distintos planes energéticos de las Comunidades Autónomas y el ritmo de crecimiento experimentado por este régimen en los últimos años.

Bajas previstas

No se ha considerado ninguna baja en este tipo de instalaciones, ya que la experiencia ha demostrado que esta posibilidad se produce en escasas ocasiones.

Altas previstas

Hay que tener en cuenta que la Disposición Transitoria Decimosexta de la Ley del Sector Eléctrico establece el objetivo de que las energías renovables alcancen el 12% de la demanda primaria en el año 2010. En respuesta a este compromiso, en 1999 se publicó el Plan de

Fomento de Energías Renovables, en el que se fijaron los diferentes objetivos de potencia instalada a conseguir en ese año para cada una de las tecnologías energéticas consideradas como renovables: Eólica, Biomasa, Hidráulica, energía solar térmica y fotovoltaica y residuos sólidos urbanos. Este porcentaje del 12% supondría un 29,4% de la producción eléctrica a partir de energías renovables en el año 2010 considerando un crecimiento de la demanda moderado caracterizado por el fomento del ahorro de energía y de la eficiencia energética (260 TWh en 2010). Para alcanzar los objetivos marcados en el PFER, en el año 2006 se deberían alcanzar los 12.828 MW correspondientes a instalaciones de energías renovables¹.

Por otro lado, hasta el 31 de diciembre de 2000, las solicitudes de acceso remitidas a REE para instalaciones de generación en régimen especial ascienden a unos 22.000 MW. En esa misma línea, en el Registro Administrativo de Instalaciones de Régimen Especial del Ministerio de Economía se encuentran inscritas con

¹ Corresponde a instalaciones peninsulares y extrapeninsulares, e incluye instalaciones hidráulicas de menos de 50 MW, tanto en régimen especial como ordinario. El objetivo de potencia a 2006 se ha calculado teniendo en cuenta la inversión prevista hasta ese año y los ratios de inversión de un proyecto tipo contemplados en el PFER.

carácter provisional (hasta mayo de 2001) unos 15.000 MW correspondientes a unas 1000 instalaciones. Adicionalmente, cabe mencionar las previsiones realizadas por las Comunidades Autónomas, elaboradas teniendo en cuenta sus planes energéticos y las numerosas peticiones de promotores de nuevas instalaciones de régimen especial, en las que se alcanzan en el año 2005 los 18.957 MW de potencia instalada únicamente con energías renovables, frente a los 4.500 MW instalados actualmente.

Si bien todo lo anterior parece respaldar unas expectativas de crecimiento exagerado en el régimen especial, la

experiencia demuestra que una gran parte de esta nueva potencia solicitada está sujeta a incertidumbres de diverso carácter, especialmente a retrasos en la construcción de las instalaciones por diversas causas: medioambientales, económicas vinculadas a la baja rentabilidad de alguna de ellas, o técnicas debido a las limitaciones de capacidad de evacuación de algunas líneas.

Teniendo en cuenta lo anterior, las previsiones realizadas por REE se ajustan de manera muy razonable a lo previsto en el PFER, en cuanto a las energías renovables, y al ritmo de evolución seguido en los últimos años por el régimen especial:

Tabla 5.2.5. Previsiones de evolución del régimen especial en la Península por tecnologías

POTENCIA INSTALADA (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Cogeneración y otros	5.000	5.300	5.450	5.600	5.700
Biomasa	290	380	470	560	650
RSU e industriales	240	270	300	330	360
TOTAL TÉRMICOS	5.530	5.950	6.220	6.490	6.710
Hidráulica	1.390	1.440	1.490	1.540	1.590
Eólica	3.600	4.600	5.400	6.000	6.500
Solar	4	8	24	42	74
TOTAL NO TÉRMICOS	4.994	6.048	6.914	7.582	8.164
TOTAL (MW)	10.524	11.998	13.134	14.072	14.874

Fuente: REE

Tabla 5.2.6. Previsiones de evolución del régimen especial en la Península por tecnologías

POTENCIA INSTALADA (MW)	REE 2005	CC.AA. ² 2005	PFER 2006
Biomasa	650	601	1.310 ³
RSU e industriales	360	1.081	217 ⁴
TOTAL TÉRMICOS	1.010	1.682	1.527
Hidráulica	1.590	1.596	2.200
Eólica	6.500	15.642	6.054
Solar Fotovoltaica	74	37	70
TOTAL NO TÉRMICOS	8.164	17.275	8.324
TOTAL (MW)	9.174	18.957	9.851

Fuente: REE, PFER y CNE

² Las previsiones de REE y las CCAA son sólo para el sistema peninsular

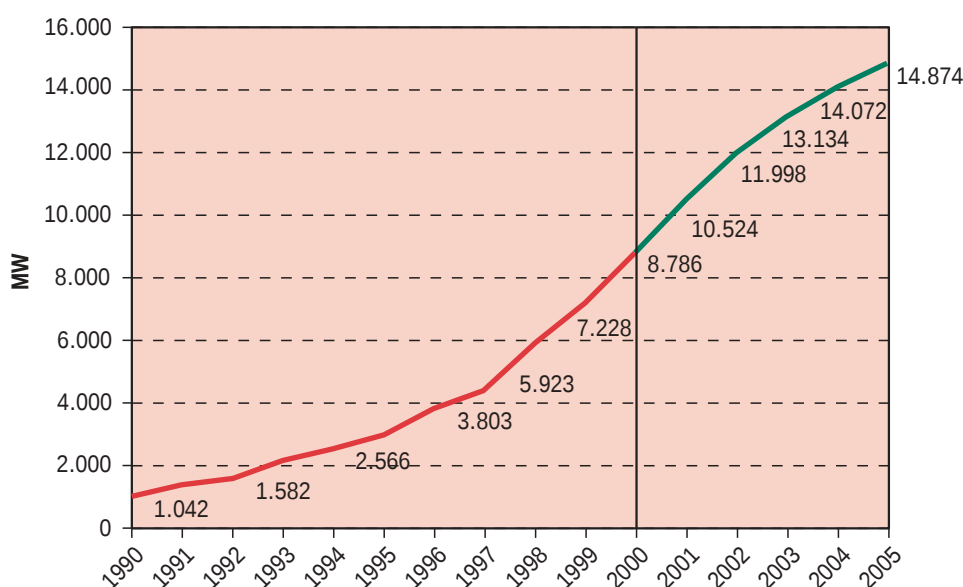
³ Biomasa + Biogás

⁴ El PFER sólo contempla el RSU

Las previsiones propuestas por REE estiman que para el horizonte temporal 2001-2005 se instalarán en la Península unos 5.200 MW en régimen especial adicionales a los 9.687 MW instalados a septiembre de 2001, de los cuales el 75% corresponderá a energía eólica. La figura 5.2.7 muestra la evolución pasada y la considerada hasta el año 2005 para el régimen especial peninsular.

La disminución de los costes de instalación, el aumento de la potencia unitaria de los aerogeneradores (de 750 kW a 1,3 ó 2 MW) y los recientes planes eólicos aprobados en distintas Comunidades Autónomas, aseguran la consecución de los objetivos marcados en el Plan de Fomento, aunque el ritmo de crecimiento en los últimos años de estas instalaciones se haya moderado.

Figura 5.2.7. Evolución real y prevista de la potencia instalada del régimen especial del sistema peninsular



Fuente: CNE y REE

En la situación prevista, la potencia instalada en régimen especial pasaría a representar desde el 18% sobre la potencia peninsular a un 22% en el año 2005.

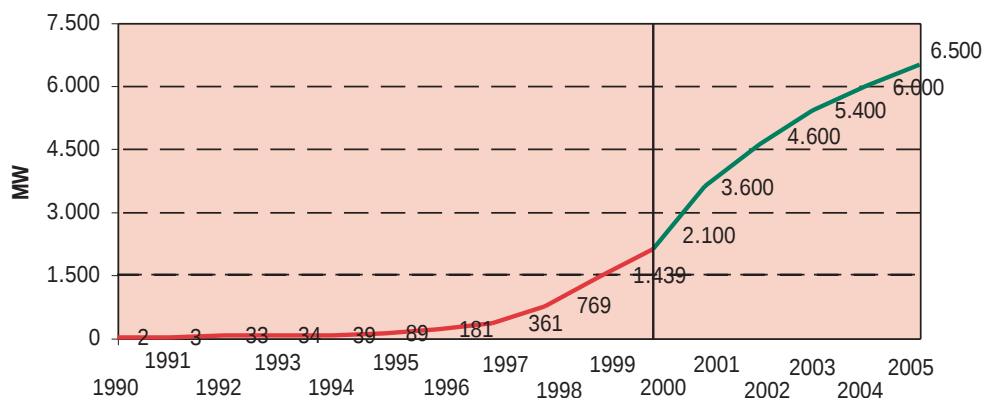
i. Energía eólica

Sin lugar a dudas esta fuente de energía renovable será la de mayor evolución en el horizonte temporal considerado, siguiendo la actual tendencia de crecimiento. De hecho, esta tecnología es junto con las biomasa, la que mayor perspectivas de crecimiento tiene en el PFER.

Actualmente comienza a estudiarse el potencial eólico en las costas españolas, con solicitudes de instalación de plantas eólicas mar adentro "offshore". La realización de estos proyectos aumentaría significativamente la potencia instalada, ya que estos parques alcanzan potencias de más de 100 MW, frente a la media de 24 MW actuales.

Según las previsiones de Red Eléctrica, la potencia eólica en el año 2.005 alcanzaría los 6.500 MW instalados frente a los 15.642 previstos según las Comunidades Autónomas, y frente a los más de 12.000 MW inscritos provisionalmente en el Registro de Instalaciones de Régimen Especial, ver figura 5.2.8.

Figura 5.2.8. Evolución de la potencia eólica instalada



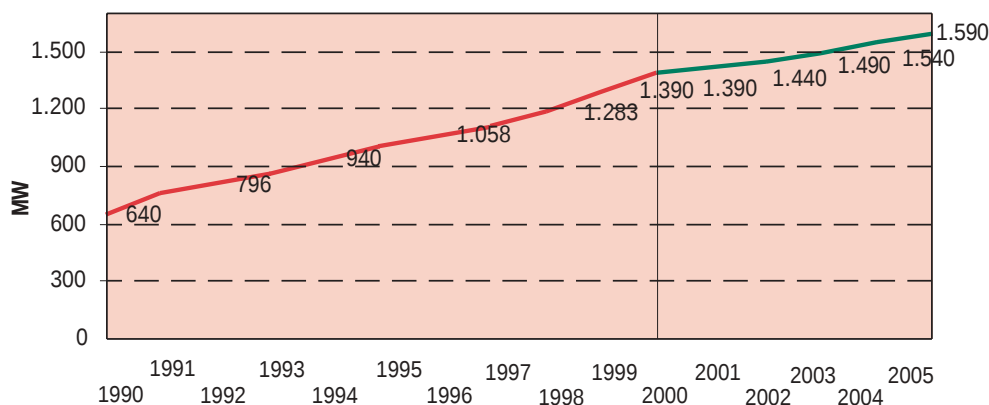
Fuente: REE y CNE

Las previsión mostrada en la **figura 5.2.8** supondría un crecimiento medio anual de 725 MW, crecimiento que se ajusta al ritmo de crecimiento alcanzado en los últimos años, mientras que alcanzar las previsiones realizadas por las Comunidades Autónomas exigiría un ritmo anual de incorporación de nueva potencia eólica de unos 2.600 MW, cifra difícil de lograr teniendo en cuenta las limitaciones en la conexión de determinadas redes de distribución, y las limitaciones del potencial de fabricación y del potencial eólico peninsular (en el PFER se estimaba un potencial de fabricación de 1.500 MW/año y un potencial eólico de 15.100 MW).

ii. Energía hidráulica

La energía hidráulica, tanto en instalaciones de menos de 10 MW como superiores se encuentra fuertemente condicionada por cuestiones medioambientales (cauce ecológico de los aprovechamientos hidráulicos) y administrativas (concesiones), por lo que su evolución se muestra más conservadora con un aumento anual entre el 3 y el 4%. De hecho, los objetivos del PFER se han fijado teniendo en cuenta sólo los aprovechamientos que estaban en fase de ejecución o en trámite concesional, en el momento de elaboración del Plan.

Figura 5.2.9. Evolución de la potencia hidráulica instalada



Fuente: REE y CNE

Las previsión mostrada en la **figura 5.2.9** supondría un crecimiento medio anual de 50 MW, crecimiento que se ajusta al ritmo de crecimiento alcanzado en los últimos años, y a las previsiones realizadas por las Comunidades Autónomas.

iii. Biomasa y biogás

El PFER prevé un fuerte lanzamiento de las instalaciones para producción de energía eléctrica basadas en la utilización de la biomasa, en sus diferentes formas y tecnologías, actividad que hoy tiene una presencia puntual, y que por tanto exige un mayor esfuerzo.

Tanto las previsiones de REE como de las Comunidades Autónomas coinciden en estimar una potencia total de 600-650 MW de plantas de biomasa para el año 2.005, con un aumento lineal de la potencia instalada en torno al 10% anual. Esto supone una incorporación de nueva potencia de 90 MW al año, ritmo de crecimiento superior al experimentado en los últimos años, pero teniendo en cuenta el fuerte empuje considerado en el PFER para este tipo de tecnología, respaldado a su vez por la propuesta por parte del Gobierno de crear el Consejo Nacional para el Aprovechamiento Energético de la Biomasa, dicho crecimiento puede considerarse razonable.

iv. Energía solar

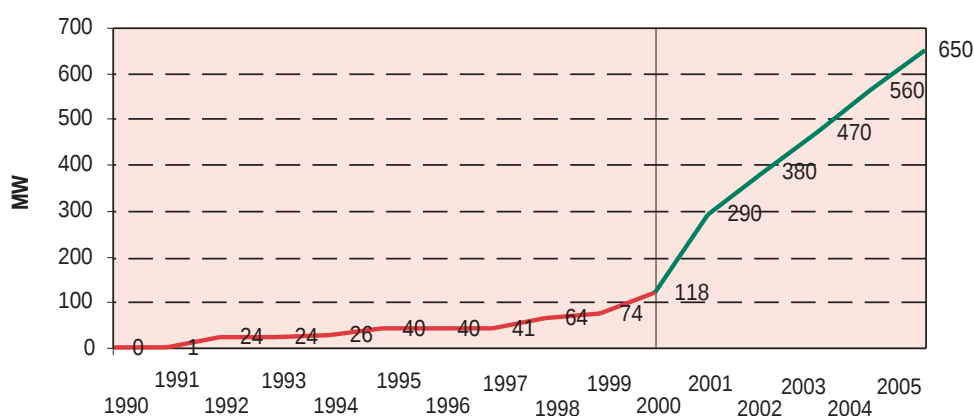
El aumento significativo del aprovechamiento de la energía solar para la producción de energía eléctrica es uno de los principales objetivos del PFER.

Actualmente se ha alcanzado una cierta madurez tecnológica y se están produciendo importantes estrategias empresariales en el sector fotovoltaico. A estos hechos, se le une el marco normativo que favorece la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, Real Decreto 1663/2000.

Otras iniciativas de carácter público, tales como subvenciones, incentivos locales, proyectos piloto, normalización de los instaladores, integración en edificios, etc., están facilitando el desarrollo continuado de esta tecnología.

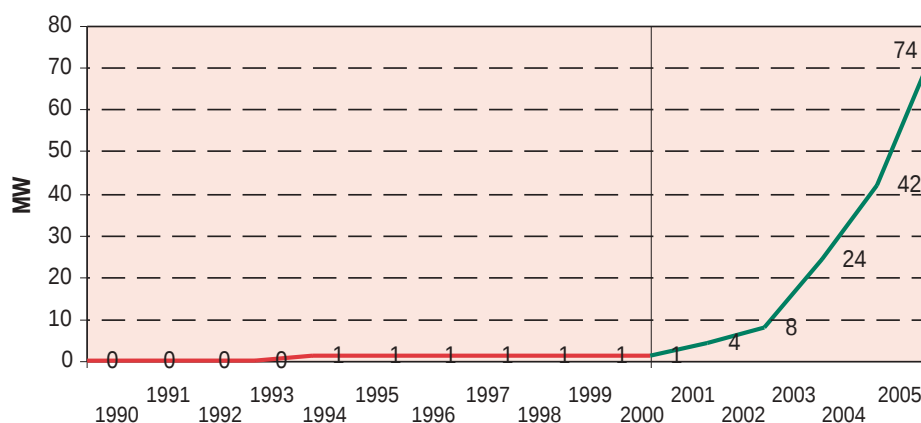
En cuanto a la energía solar térmica de alta temperatura para producción de energía eléctrica, ésta aún se muestra en fase experimental y no se prevé un aumento en el plano comercial. De hecho, el PFER sólo considera esta tecnología en el horizonte del plan en fase de demostración.

Figura 5.2.10. Evolución de la potencia instalada de biomasa



Fuente: REE y CNE

Figura 5.2.11. Evolución de la potencia solar instalada



Fuente: REE y CNE

Por lo que respecta a la senda de incorporación de la energía solar a la cobertura eléctrica, se estima que el crecimiento de la potencia instalada tiene un perfil exponencial con un mayor crecimiento a partir de 2003. Por el contrario, las Comunidades Autónomas hacen previsiones un 50% menores a las propuestas (Comunidades como Extremadura, Cataluña, Galicia o País Vasco no contemplan ninguna instalación solar para producción de energía eléctrica). En cualquier caso, la potencia aportada finalmente por esta tecnología continuará siendo marginal a efectos de cobertura de la demanda.

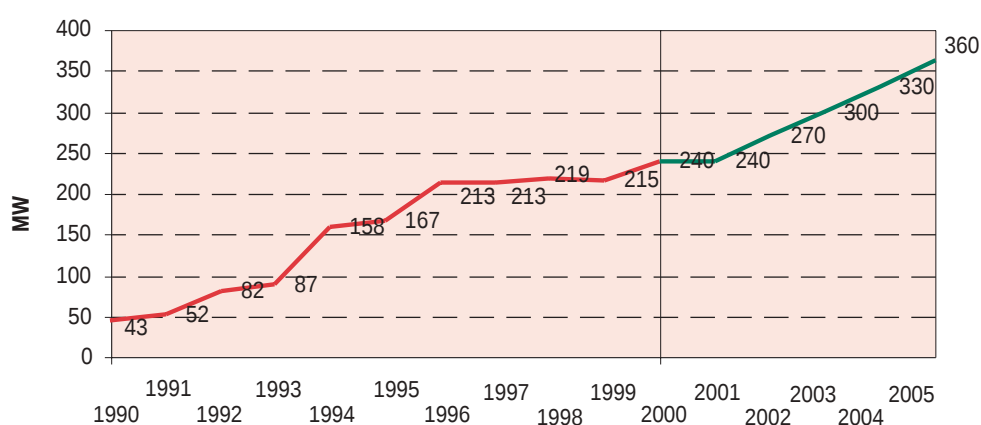
v. Residuos sólidos urbanos e industriales

La valorización energética de residuos sólidos urbanos es uno de los objetivos marcados en el PFER.

No obstante, son las plantas de valorización de otros residuos, especialmente industriales (RI) los que tiene un mayor potencial de crecimiento.

Las previsiones realizadas, engloban RSU y RI, se muestran en la siguiente gráfica.

Figura 5.2.12 Evolución de la potencia instalada de plantas de residuos



Fuente: REE y CNE

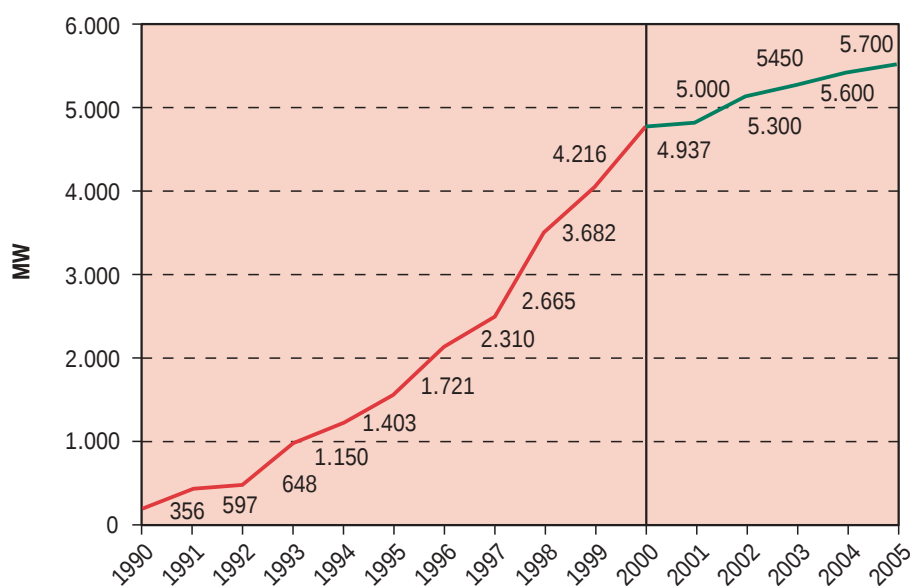
Si bien, el crecimiento previsto (30 MW/año) es mayor que el experimentado en los últimos años por este tipo de instalaciones, la senda prevista no puede considerarse demasiado optimista, ya que coincide con los objetivos considerados en el PFER únicamente para las plantas de R.S.U. (29 MW/año para el sistema peninsular teniendo en cuenta la situación actual).

vi. Cogeneración y otros

Las previsiones de aumento en la cogeneración son inciertas. La evolución dependerá directamente de la evolución de los precios del gas natural así como del marco regulatorio y de los precios del mercado de electricidad.

Finalmente, cabe resaltar que en las previsiones expuestas no se ha considerado la potencia correspondiente a las instalaciones de tratamiento de purines y de lodos, que si bien actualmente suman una potencia muy pequeña, 135 MW, en el medio plazo podrían suponer cantidades significativas teniendo en cuenta el gran número de instalaciones inscritas con carácter provisional en el Registro del Ministerio de Economía y el fuerte apoyo recibido por parte de las Comunidades Autónomas. Si no se han considerado, ha sido debido a la gran incertidumbre que existe sobre el momento de su incorporación, teniendo en cuenta su evolución en los tres últimos años.

Figura 5.2.13. Evolución de la potencia de cogeneración instalada



Fuente: REE y CNE

El ritmo de crecimiento de potencia instalada en plantas de cogeneración ha disminuido sensiblemente en los últimos años, manteniéndose casi estabilizado en el año 2001. Las previsiones de REE estiman un aumento futuro de entre el 1 y el 5% anual.

En todo caso, se considera necesario mantener una estabilidad regulatoria para la cogeneración y avanzar en el reglamento pendiente.

5.2.3. Régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares

i. Islas Baleares

En las islas Baleares existe un Plan Director Sectorial Energético (PDSE) para el horizonte 2000-2015, cuyo objetivo es canalizar el crecimiento del sector de modo que se garantice el suministro energético y su

diversificación, el ahorro de energía y la preservación del medio ambiente en el archipiélago balear.

En dicho Plan, se realiza una apuesta importante en el sector del gas natural, con la previsión de construir un gasoducto submarino desde Valencia hasta Eivissa (123 km) y desde allí, un gasoducto hasta Palma de Mallorca (150 km). Además se requiere la construcción de una red insular de gasoductos. De esta manera se dispondría de gas natural para generación eléctrica. La **figura 5.2.14** muestra las previsiones de potencia instalada en el escenario contemplado. Las previsiones consideran la baja de varios grupos de fuel y el alta de algunas turbinas de gas y de vapor que funcionarán primeramente con gasóleo y que pasarán, a partir de 2005 a funcionar con gas natural.

Si finalmente no fuera posible el llevar el gas natural a las islas en el período considerado, las nuevas turbinas

de gas y de vapor podrían verse sustituidas parcialmente por motores diesel.

Por otra parte, para el desarrollo adecuado del suministro de energía eléctrica en las Islas Baleares se debería estudiar la posibilidad de nuevas interconexiones entre las islas, así como la viabilidad de conectar eléctricamente este archipiélago con la Península, hecho no contemplado en el PDSE.

ii. Islas Canarias

Se ha considerado el escenario en que durante el período de análisis no se tiene acceso al gas natural en el archipiélago. Entre los años 2001 y 2005 las previsiones apuntan a la puesta en marcha de motores diesel y turbinas de gas que sumarían al final del período un total de unos 400 MW (**cuadro 5.2.15**).

Figura 5.2.14. Previsiones de potencia en Baleares.

Previsiones de potencia total instalada en Baleares					
Escenario de demanda con actividad económica alta sin medidas de ahorro energético					
(MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Sistema Mallorca-Menorca	1.196	1.318	1.288	1.327	1.378
Sistema Eivissa-Formentera	193	228	228	247	247
Total Baleares	1.389	1.546	1.516	1.574	1.625

Fuente: Plan Director Sectorial Energético de las Islas Baleares

Figura 5.2.15. Previsiones de potencia instalada en Canarias. Escenario sin Gas Natural.

Escenario sin gas natural (MW)					
Isla	2001	2002	2003	2004	2005
Gran Canaria		80		50	50
Tenerife		80		50	
Lanzarote-Fuerteventura	36		18	18	
La Palma		12			
Gomera		2,9			
Hierro				2	
Total instalado /año	36	175	18	120	50
Total acumulado	36	211	229	349	399

Fuente: ENDESA

En el supuesto de que sí se tuviera acceso al gas natural antes del año 2005, la potencia a instalar se distribuiría entre motores diesel, turbinas de gas y turbinas de vapor.

iii. Ceuta y Melilla

Se prevé que en Ceuta entrarán en operación dos motores diesel de 12 MW, uno en 2001 y otro en 2003. En Melilla igualmente se instalarán otros dos motores de 12 MW en 2001 y en 2002, respectivamente. Por indisponibilidad física de espacio, se deberá abordar el traslado de la central de Melilla hasta los terrenos del puerto.

5.2.4. Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares

En el sistema extrapeninsular la potencia instalada en régimen especial a junio de 2001 es de 214,56 MW, de los que 37,1MW corresponden a las Islas Baleares y 177,46 MW al Archipiélago Canario. El 49% de las instalaciones corresponden a parques eólicos, todos ellos situados en el Archipiélago Canario, y el 34,6% a instalaciones de cogeneración de gas-oil.

Actualmente están inscritas en el Registro de instalaciones de régimen especial con carácter provisional 27 instalaciones extrapeninsulares que suman un total de 117 MW, que corresponden principalmente a parques eólicos en Baleares.

El Plan Director Sectorial de Energía aprobado por el Govern Balear en abril de 2001 contempla la instalación de 75 MW eólicos; 7,32 MW fotovoltaicos y el impulso de la utilización de residuos y biomasa para la obtención de electricidad.

En las Islas Canarias la incorporación de instalaciones continuará con un crecimiento moderado, siendo la energía eólica la de mayor potencial. Adicionalmente en la isla del Hierro se está proyectando la realización de

una central "hidroeólica", central minihidráulica asociada a un sistema de bombeo eólico.

Por su parte, los objetivos del PFER para el año 2010 para el sistema extrapeninsular son los siguientes:

Figura 5.2.16. Objetivos de potencia eléctrica del PFER para el sistema extrapeninsular

Objetivos del PFER para el sistema extrapeninsular		
Tipo de Instalación	Baleares (MW)	Canarias Total (MW)
Eólica	49	250
Hidráulica	0	2
Biomasa	-	-
Biogás	-	-
Solar Fotovoltaica	6,75 ⁵	7,3 ⁶
Solar Termoeléctrica	25	-
RSU	-	-

Fuente: CNE

5.2.5. Disponibilidad del equipo generador

Las disponibilidades típicas que el gestor técnico del sistema eléctrico considera para el equipo generador son las siguientes:

Régimen ordinario peninsular

La duración de las revisiones anuales programadas para mantenimiento de los grupos térmicos se estima la siguiente: para las centrales térmicas convencionales, cuatro semanas y para las centrales nucleares, seis semanas.

Se considera la probabilidad de fallo fortuito de los grupos térmicos la siguiente:

1. Centrales nucleares: 8%
2. Grupos de hulla-antracita y de lignito pardo: 9%
3. Grupos de lignito negro: 7%

⁵ 5,75MW conectados a red

⁶ 6,9MW conectados a red

4. Grupos de fuel/gas: 8%
5. Grupos de carbón importado: 6%
6. Nuevas centrales de ciclo combinado: 6%

Y como coeficiente de disponibilidad de las centrales hidroeléctricas: para las centrales convencionales 0,62 y para las centrales de bombeo 0,80.

Régimen ordinario extrapeninsular

i. Islas Baleares

Se ha considerado una disponibilidad de los grupos de fuel y carbón de un 84% en el sistema Mallorca-Menorca y de un 87% en Eivissa-Formentera. Para los ciclos combinados se ha considerado una disponibilidad del 92%.

ii. Islas Canarias

Se ha considerado una disponibilidad del equipo térmico en Gran Canaria y Tenerife del 89%, mientras en Lanzarote-Fuerteventura se prevé el 86%, en La Palma el 80%, en La Gomera el 87% y en El Hierro el 93%.

iii. Ceuta y Melilla

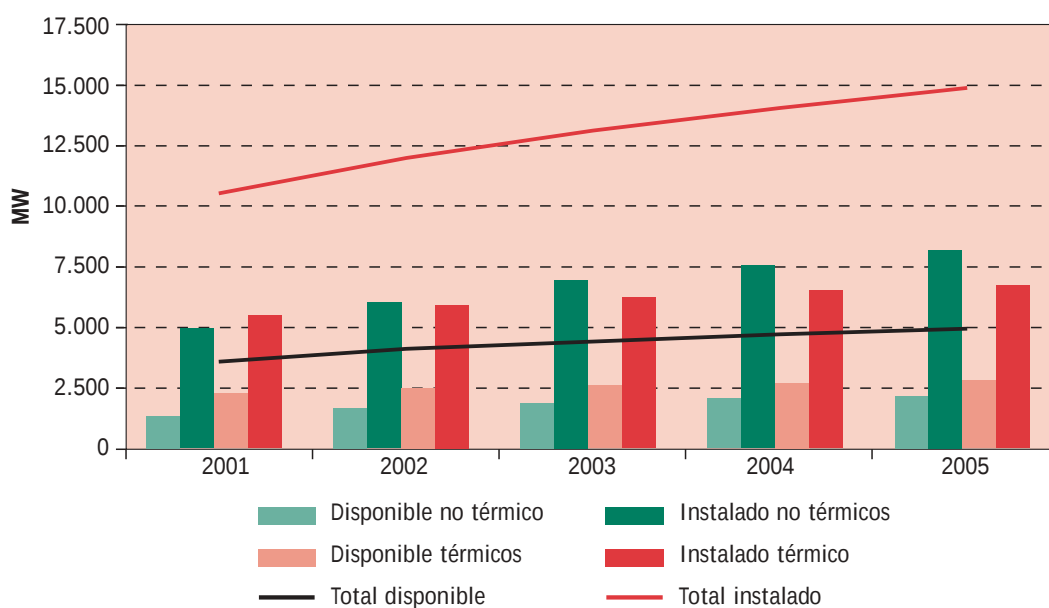
Se ha considerado una disponibilidad del equipo térmico en Ceuta del 94% y en Melilla del 83%.

RÉGIMEN ESPECIAL

La potencia media entregada al sistema se considera en torno al 35% de la instalada debido al autoconsumo de los cogeneradores y al bajo número de horas de funcionamiento de los equipos de energías renovables. Estas horas de funcionamiento varían, según los datos de operación del año 2000, de las más de 4.500 de plantas de residuos, a las aproximadamente 1.200 horas de las instalaciones solares.

Con ello, la potencia media entregada por tecnología se reduce a un 41% de la potencia nominal en el caso de la cogeneración, 14% en las instalaciones solares, el 26% en los parques eólicos, el 30% en las centrales hidráulicas, en un 39% en las plantas de biomasa, en un 52% en las instalaciones de residuos y en un 49% en las plantas de reducción y tratamiento de residuos.

Figura 5.2.17. Potencia disponible e instalada del Régimen Especial



Fuente: REE y CNE

La aportación de potencia en punta se estima que será un 10-15% superior a la potencia media, mientras que en valle se estima que será un 10-15% inferior a dicha potencia media.

5.3. Previsión de la oferta de producción eléctrica asociada a los ciclos combinados

La oferta de producción de energía eléctrica asociada a los nuevos ciclos combinados está sujeta a la libre decisión empresarial de sus promotores, por lo que existe una cierta indeterminación en cuanto a su disponibilidad futura.

En cualquier caso, la mejor estimación sobre la incorporación de nuevos ciclos combinados, hay que buscarla en la información aportada por sus promotores, puesto que son éstos los que en base a sus decisiones de inversión conformarán el parque español futuro de producción de energía eléctrica.

La oferta de generación eléctrica según la información aportada por los promotores de los ciclos combinados

A continuación se describe la oferta de producción eléctrica asociada a los ciclos combinados según la información recibida de los promotores de los mismos, actualizada al mes de septiembre de 2001.

En primer lugar se enumera cada uno de los proyectos por separado, con información relativa a los siguientes aspectos: información general y de puesta en servicio, estado de las autorizaciones administrativas, acceso al sistema de transporte de gas natural, combustibles alternativos, servicios complementarios y restricciones. Para su enumeración se han agrupado por similitud de promotor del ciclo, puesto que algunas de las características de los grupos de un mismo promotor suelen ser semejantes. En un

principio se citan únicamente las centrales cuya fecha prevista de entrada en operación comercial se sitúa dentro del período 2002 – 2005.

Posteriormente se indican someramente los proyectos previstos para una fecha puesta de puesta en funcionamiento posterior al 2005. Al final se presenta una tabla resumen con las características principales de cada uno de los ciclos.

AES Energía Cartagena S.R.L.

CENTRAL DE ESCOMBRERAS (MURCIA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de tres grupos de 400 MW de potencia. La fecha de entrada en funcionamiento comercial está prevista para el primer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con todos los permisos necesarios para empezar la construcción de la planta.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha firmado aún contrato de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

En un principio el proyecto no tenía previsto utilizar combustibles alternativos al gas natural, pero se prevé adaptar el diseño.

Servicios complementarios

No están estudiados con detalle, pero sí se contempla la posibilidad de prestar servicios de regulación de tensiones y generación y absorción de potencia reactiva.

Bahía de Bizkaia Electricidad S.L. (BBE)

CENTRAL DEL PUERTO DE BILBAO

Información general y de puesta en servicio

Constará de dos grupos de 400 MW de potencia. La fecha de entrada en funcionamiento comercial está prevista para el 31 de diciembre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con todas las autorizaciones y concesiones necesarias para empezar la construcción de la planta.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Esta central tiene previsto realizar su suministro de gas por medio de una conexión a la red básica de gas natural. Su ubicación es próxima a la planta de regasificación que actualmente se está construyendo en Bilbao, y que está promovida por el grupo Bahía de Bizkaia. Puesto que la entrada en funcionamiento de dicha planta no está previsto hasta después de marzo de 2003, mes en el que comenzarán las pruebas en la misma, se precisa de un acceso al sistema gasista hasta entonces. Aún no se ha firmado un contrato de acceso al mismo.

Combustibles alternativos

El proyecto no tiene previsto utilizar combustibles alternativos al gas natural.

Servicios complementarios

Los servicios que pueden ser aportados por la planta de BBE serán los que normalmente se ofrecen por plantas que utilizan la tecnología de ciclos combinados.

Bizkaia Energía S.L.

CENTRAL DE AMOREBIETA (VIZCAYA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de dos grupos de 400 MW de potencia. La previsión actual de puesta en servicio de la central es durante el tercer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado el contrato de acceso solicitado a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

No tiene previsto el uso de combustibles alternativos al gas natural.

Servicios complementarios

Se prevé que los servicios auxiliares aportados sean muy similares a los de otras plantas de ciclo combinado.

Edison Mission Energy

CENTRAL DE MENUZA (ZARAGOZA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. La fecha de entrada en operación comercial está prevista para el tercer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no tiene aprobada la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

No se ha determinado aún si la planta va a contar o no con diesel como combustible alternativo.

Servicios complementarios

No se ha finalizado esta estimación.

Endesa Generación

El Grupo Endesa, además de los proyectos que se enumeran a continuación, participa también en dos de los anteriormente indicados. Concretamente en las centrales de San Roque y San Adrià de Besós, en colaboración con Gas Natural. Endesa es el propietario de uno de los dos grupos de 400 MW en cada uno de los emplazamientos.

Siguiendo un esquema similar a los casos anteriores, en primer lugar, se indican los servicios complementarios ofrecidos de forma similar por cada uno de los proyectos.

Servicios complementarios

Los nuevos grupos serán capaces de prestar los servicios complementarios obligatorios (regulación primaria y control de tensiones) de acuerdo con los requisitos existentes en la actualidad, y podrán participar en los mercados utilizados para la asignación de los restantes servicios (reserva): regulación secundario o terciaria y desvíos. En relación con el control de tensiones, en concreto, se están dimensionando las máquinas para que

sea posible la oferta adicional respecto los requisitos obligatorios, especialmente, en lo que respecta a generación de potencia reactiva.

CENTRAL DE SAN ROQUE (CÁDIZ)

Información general y de puesta en servicio

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Esta central obtuvo la autorización del Ministerio de Economía el 14 de enero del año pasado, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 2 de marzo del mismo año.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Ha sido contratada la reserva de capacidad necesaria en el sistema para el suministro de la central.

CENTRAL DE SANT ADRIÀ DE BESÒS (BARCELONA)

Información general y de puesta en servicio

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el segundo trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la Declaración de Impacto Ambiental, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 3 de abril de 2001 y con la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos

CENTRAL DE TARRAGONA I

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. La fecha de puesta en servicio de la central está prevista para Julio de 2003.

Estado de las autorizaciones administrativas

Se encuentra en proceso de tramitación de la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se han firmado los correspondientes contratos de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

No está determinado el empleo de un combustible alternativo.

CENTRAL DE COLÓN (HUELVA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 380 MW de potencia. La fecha de puesta en servicio de la central está prevista para el cuarto trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Se encuentra en proceso de tramitación de la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se han firmado los correspondientes contratos de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

No está determinado el empleo de un combustible alternativo.

Enron España Energía S.L.

CENTRAL ARCOS DE LA FRONTERA (CÁDIZ)

Información general y de puesta en servicio

Constará de tres grupos de 400 MW de potencia. La fecha de puesta en servicio de la central está prevista a partir del segundo trimestre del 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

La central cuenta con la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha firmado contrato de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

Es posible la utilización de gasóleo con un contenido de azufre máximo de 0,2 por cien en peso durante cinco días al mes (dos meses equivalentes)

Servicios complementarios

Existe la posibilidad de que se ofrezca la planta para otros servicios como la regulación, capacidad de generación o absorción de potencia reactiva, siempre que esto sea posible conforme con las especificaciones técnicas de la planta y a los límites de operación descritos en sus contratos de mantenimiento y servicio.

Entergy Corporation

En ambos proyectos las especificaciones sobre combustibles alternativos y servicios complementarios son similares:

Combustibles alternativos

Excepcionalmente, en casos especiales podrá usar gasóleo C. Se prevé que el uso del gasóleo se limitará a un máximo de 40 días por año.

Servicios complementarios

La central podrá aportar servicios de regulación y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva. No obstante, el grado de esta aportación estará sujeto a, y condicionado por, los eventuales acuerdos a los que sobre este tema se lleguen con el Operador del Sistema.

CENTRAL DE CASTELNOU (TERUEL)

Información general y de puesta en servicio

La central tendrá una potencia nominal instalada de 800 MW. Se prevé iniciar la explotación comercial durante el primer semestre del año 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE MORATA DE TAJUÑA (MADRID)

Información general y de puesta en servicio

La central tendrá una potencia nominal instalada de 1200

MW. Se prevé iniciar la explotación comercial durante el primer semestre del año 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

Gas Natural SDG

Siguiendo el mismo esquema que en el caso anterior, se incluyen previamente los apartados relativos a la provisión de combustibles alternativos y a la prestación de servicios complementarios, por ser similares para los cuatro proyectos de Gas Natural SDG.

Combustibles alternativos

Los cuatro proyectos de generación eléctrica que está desarrollando Gas Natural están diseñados para utilizar gasoil como combustible alternativo para un funcionamiento esporádico durante periodos de interrupción del combustible principal: gas natural. La Secretaría General del Medio Ambiente ha establecido la condición de que el funcionamiento con gasoil no superará los cinco días consecutivos, con un máximo anual de veinte días.

Servicios complementarios

Los proyectos están dotados del equipamiento necesario para la participación en todos los servicios complementarios obligatorios y potestativos establecidos actualmente en el mercado eléctrico español. Adicionalmente, estará preparado para permitir a las plantas cumplir los requerimientos para el servicio complementario de control de tensiones, actualmente en desarrollo.

CENTRAL DE SAN ROQUE (CÁDIZ)

Información general y de puesta en servicio

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Esta central obtuvo la autorización del Ministerio de Economía el 14 de enero del año pasado, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 2 de marzo del mismo año.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Ha sido contratada la reserva de capacidad necesaria en el sistema para el suministro de la central.

CENTRAL DE SANT ADRIÀ DE BESÒS (BARCELONA)

Información general y de puesta en servicio

Consta de dos grupos de 400 MW, perteneciendo uno de ellos a Gas Natural y el otro a Endesa. El proyecto se encuentra en un avanzado estado de construcción y la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el segundo trimestre de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la Declaración de Impacto Ambiental, publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 3 de abril de 2001 y con la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la

reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos.

CENTRAL DE ARRÚBAL (LA RIOJA)

Información general y de puesta en servicio

Consta de dos grupos de 400 MW. La fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer semestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

No cuenta aún con la declaración de impacto ambiental ni la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos.

CENTRAL DE PLANA DEL VENT (TARRAGONA)

Información general y de puesta en servicio

Consta de dos grupos de 400 MW. Al igual que en el caso anterior, la fecha más probable de su entrada en operación comercial está prevista para el primer semestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

No cuenta aún con la declaración de impacto ambiental ni la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Firmado el contrato de acceso al sistema gasista con la reserva de capacidad suficiente para el abastecimiento de los dos grupos.

Guadalcacín Energía, S.A.

CENTRAL DE ARCOS DE LA FRONTERA (CÁDIZ)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. La fecha estimada de entrada en operación es en el primer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Actualmente se encuentra a la espera de la declaración de impacto ambiental y la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

La central prevé el uso de gasoil como combustible alternativo a ser utilizado esporádicamente y en aquellas ocasiones en las que la red de gas natural no se encuentre operativa, previendo un total de 20 días anuales.

Servicios complementarios

La central tendrá capacidad de regulación y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva

Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

CENTRAL DE CASTEJÓN (NAVARRA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de un grupo de 400 MW de potencia. Actualmente se encuentra en construcción, con un avance

global del proyecto del 61%, según datos del promotor. La fecha de entrada en funcionamiento comercial está prevista para el 1 de julio de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con todos los permisos preceptivos y se encuentra únicamente a la espera de la obtención de la autorización definitiva por parte del Ministerio de Economía.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se han firmado los correspondientes contratos de acceso al sistema gasista. Asimismo, se encuentra en ejecución el proyecto de construcción del gasoducto de conexión de la central con el gasoducto principal Barcelona-País Vasco.

Combustibles alternativos

El proyecto no incluye la opción de utilizar un combustible alternativo.

Servicios complementarios

Funcionamiento en regulación de frecuencia entre las cargas 40% y 95%. Capacidad de generación y absorción de potencia reactiva. Máximo gradiente de variación de carga: 4 MW/segundo.

Restricciones

Existe una limitación impuesta por la Confederación Hidrográfica del Ebro en la concesión de agua del río: no está permitido tomar agua del río Ebro cuando el caudal en el mismo descienda de un valor límite. Para mitigar el efecto de esta limitación en la operación de la central en períodos de estiaje en años de sequía, se ha previsto la instalación de una balsa de almacenamiento de agua en el emplazamiento.

Iberdrola Generación

Los proyectos de las nuevas instalaciones de ciclos combinados de Iberdrola tienen en común los aspectos relativos a la provisión de combustibles alternativos y a la prestación de servicios complementarios, por lo que se han incluido previamente a la explicación particular de cada uno de los proyectos:

Combustibles alternativos

Las instalaciones cuentan con la posibilidad de consumir otro combustible almacenable: gasoil. Se indica que su logística de compra y abastecimiento es independiente de la propia del gas natural, lo que asegura para cortos periodos de tiempo el uso de un combustible alternativo que garantice el funcionamiento de la central.

Servicios complementarios

Capaz de regular de forma continua su potencia activa en toda su gama de carga, y de generar y absorber potencia reactiva en sus zonas geográficas de influencia, asegurando su aportación para la correcta regulación de la tensión en los nudos principales de la red cercana.

CENTRAL DE CASTELLÓN

Información general y de puesta en servicio

El ciclo combinado de Castellón tendrá una potencia instalada de 800 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para finales del verano del año 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Esta central cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE CASTEJÓN (NAVARRA)

Información general y de puesta en servicio

La potencia instalada será de 400 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para finales del primer trimestre de 2003.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE TARRAGONA

Información general y de puesta en servicio

La potencia instalada será de 410 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para el segundo trimestre de 2003. La propiedad de la central se reparte al 50% entre Iberdrola y RWE a través de la empresa Tarragona Power, creada al efecto.

Estado de las autorizaciones administrativas

Está pendiente de obtención de la declaración de impacto ambiental y de la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE SANTURCE (VIZCAYA)

Información general y de puesta en servicio

Consta de una potencia proyectada de 400 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto en el primer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Está pendiente de la obtención de la declaración de impacto ambiental, y de la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE ACECA (TOLEDO)

Información general y de puesta en servicio

La potencia instalada será de 400 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para el tercer trimestre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Está pendiente de la obtención de la declaración de impacto ambiental y de la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

CENTRAL DE ESCOMBRERAS (MURCIA)

Información general y de puesta en servicio

La potencia instalada será de 800 MW. El comienzo de la explotación comercial está previsto para el primer trimestre de 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red.

Intergen

CENTRAL DE CATADAU (VALENCIA)

Información general y de puesta en servicio

Constará de tres grupos de 400 MW de potencia. El promotor estima que se podría comenzar la operación de la planta en el primer o segundo trimestre de 2005, condicionado a que la construcción se inicie en verano / otoño de 2002.

Estado de las autorizaciones administrativas

Actualmente se encuentra a la espera de la declaración de impacto ambiental y la posterior autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Aún no se ha firmado contrato de acceso a la red de gas natural.

Combustibles alternativos

No se prevé la utilización de combustibles alternativos al gas natural.

Servicios complementarios

La central tiene la posibilidad de proporcionar respuestas de frecuencia primaria y secundaria al recibir instrucciones del operador del sistema. No se suele utilizar típicamente con este fin, sin embargo, puede participar y responder ante los requisitos del operador del sistema hasta los límites definidos por los fabricantes de los equipos.

Nueva Generadora del Sur, S.A.

CENTRAL DE SAN ROQUE (CÁDIZ)

Información general y de puesta en servicio

La central contará con la instalación de dos grupos de 400

MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos se estima será entre mediados de los meses de septiembre de 2003 y febrero de 2004 y el del otro grupo entre mediados de diciembre de 2003 y junio de 2004. La propiedad de la central es de un 75% Unión Fenosa y un 25% Cepsa.

Estado de las autorizaciones administrativas

Cuenta con la declaración de impacto ambiental y la autorización administrativa previa.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de acceso al sistema.

Combustibles alternativos

Se prevé el uso de gasóleo como combustible alternativo. La previsión actual de uso de las nuevas unidades generadoras con gasóleo es de un máximo de 60 días/año. La reducción de potencia al usar este combustible se estima en un 10%.

Servicios complementarios

Las plantas presentan la posibilidad de aportar servicios de regulación a la red y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva.

Repsol YPF

CENTRAL DE ESCOMBRERAS (MURCIA)

Información general y de puesta en servicio

Contará con una potencia instalada de 1200 MW. La fecha de comienzo de la operación comercial de la central está prevista a partir del segundo trimestre del 2004. El proyecto está compartido entre Repsol YPF y BP.

Estado de las autorizaciones administrativas

La central no cuenta aún con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha firmado contrato de acceso al sistema gasista.

Combustibles alternativos

El proyecto de la central contempla en su etapa actual todas las instalaciones necesarias para el uso del gasóleo A como combustible alternativo. El uso de dicho combustible puede estar limitado, por un lado, por razones medioambientales y, por otro, por razones económicas.

Servicios complementarios

En estudio.

Unión Fenosa

En todos los proyectos de Unión Fenosa las especificaciones sobre combustibles alternativos y servicios complementarios son similares:

Combustibles alternativos

Se prevé el uso de gasóleo como combustible alternativo. La previsión actual de uso de las nuevas unidades generadoras con gasóleo es de un máximo de 60 días/año. La reducción de potencia al usar este combustible se estima en un 10%.

Servicios complementarios

Las plantas presentan la posibilidad de aportar servicios de regulación a la red y capacidad de generación y absorción de potencia reactiva.

CENTRAL DE ACECA (TOLEDO)

Información general y de puesta en servicio

La central tendrá una potencia nominal instalada de 400 MW. El inicio de operación de la central se prevé entre los meses de abril y septiembre de 2004.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE PALOS DE LA FRONTERA Fase I (HUELVA)

Información general y de puesta en servicio

La central contará con la instalación de dos grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos está prevista para el segundo semestre de 2004 y el del otro entre noviembre de 2004 y abril de 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE SABÓN (LA CORUÑA)

Información general y de puesta en servicio

La central contará con la instalación de dos grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos está previsto entre agosto de 2004 y finales del mismo año y el del otro durante el primer semestre de 2005.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

CENTRAL DE ARCOS DE LA FRONTERA (CÁDIZ) Y CENTRAL DE OSERA DEL EBRO (ZARAGOZA)

Información general y de puesta en servicio

Ambos proyectos son similares y antes del 1 de junio de 2002 Unión Fenosa decidirá la posible sustitución de Arcos de la Frontera por Osera. Las centrales contarán con la instalación de dos grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación de uno de los grupos está previsto durante el segundo semestre de 2005 y el del otro entre octubre de 2005 y marzo de 2006.

Estado de las autorizaciones administrativas

Ninguno de ellos cuenta aún con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

Se ha realizado la firma del contrato de acceso para la central de Arcos de la Frontera, pero existe la opción de sustituir los ciclos de Arcos por los de Osera del Ebro antes de abril de 2004.

CENTRAL DE SAGUNTO Fase I (VALENCIA)

Información general y de puesta en servicio

La central contará con la instalación de tres grupos de 400 MW cada uno. El inicio de operación del primero de los grupos está prevista para el segundo semestre del 2005, el del segundo durante el primer semestre del 2006, y el último, en el periodo comprendido entre octubre de 2007 y marzo de 2008.

Estado de las autorizaciones administrativas

Aún no cuenta con la declaración de impacto ambiental.

Acceso al sistema de transporte de gas natural

No se ha realizado aún la firma del contrato de reserva de capacidad.

Figura 5.3.1. Estado de los proyectos de construcción de las centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas

Central	Propietarios	Potencia Nominal (Mw)	Operación Comercial Prevista	Autorización Administr.	Contrato De Acceso a la Red De Gas	Combustible Alternativo Comb. (Días/Periodo)
Fecha de inicio de operación comercial durante 2002						
San Roque	Gas Natural y Endesa	800	1T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
S. Adriá de Besós	Gas Natural y Endesa	800	2T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
Castejón	Hidrocantábrico	400	3T 2002	Aprobado	Firmado	No
Castellón	Iberdrola	800	3T 2002	Aprobado	Firmado	Gasoil
Fecha de inicio de operación comercial durante 2003						
Puerto de Bilbao	Bahía de Bizkaia Electricidad, SL	800	1T 2003	Aprobado	Firmado	No
Tarragona	Grupo Endesa	400	3T 2003	No	Firmado	No determinado
Castejón	Iberdrola	400	1T 2003	Aprobado	Firmado	Gasoil
Tarragona	Tarragona Power (Iberd. – RWE)	410	2T 2003	No	No	Gasoil
Fecha de inicio de operación comercial durante 2004						
Escombreras	Repsol y BP	1200	2T 2004	No	No	Gasóleo A
Arcos de la Frontera	Guadalquivir Energía, SA	400	1T 2004	No	No	Gasoil (5/mes,20/año)
Escombreras	AES Energía, SRL	1200	1T 2004	Aprobado	No	Gasoil
Santurce	Iberdrola	400	1T 2004	No	No	Gasoil
Castelnou	Entergy Power	800	1S 2004	No	No	Gasóleo C (40/año)
San Roque	Nueva Generación Sur (UF-Cepsa)	400	15/09/03 - 15/02/04	Aprobado	Firmado	Gasoil (60/año)
		400	15/12/03 - 15/06/04			
Arrubal	Gas Natural	800	1S 2004	No	Firmado	Gasoil (5/mes)
Plana del Vent	Gas Natural	800	1S 2004	No	Firmado	Gasoil (5/mes)
Arcos de la Frontera	Enron Europe Limited	1200	2T 2004	Aprobado	Firmado	Gasoil (5/mes)
Amorebieta	Bizkaia Energía (ESB)	800	3T 2004	Aprobado	No	No
Menuza	Edison Mission Energy	400	3T 2004	No	No	No determinado
Aceca	Unión Fenosa (UF)	400	3T 2004	No	Firmado	Gasoil (60/año)
Aceca	Iberdrola	400	3T 2004		No	Gasoil
Colón	Grupo Endesa	380	4T 2004	No	Firmado	No determinado
Fecha de inicio de operación comercial durante 2005						
Palos de la Frontera I	Unión Fenosa	400	01/06/04 - 01/12/04	No	Firmado	Gasoil (60/año)
		400	01/11/04 - 01/04/05			
Sabón	Unión Fenosa	400	01/08/04 - 01/01/05	No	No	Gasoil (60/año)
		400	01/01/05 - 01/06/05			
Escombreras	Iberdrola	800	1T 2005	Aprobado	No	Gasoil
Morata de Tajuña	Entergy Power	1200	1S 2005	No	No	Gasóleo C (40/año)
Catadau	Intergen	1200	2T 2005	No	No	No
Arcos de la Frontera / Osera del Ebro	Unión Fenosa	400	01/06/05 – 01/12/05	No	Firmado	Gasoil (60/año)
		400	01/10/05 – 01/03/06			
Sagunto Fase I	Unión Fenosa	400	01/06/05 – 01/12/05	No	No	Gasoil (60/año)
		400	01/01/06 – 01/06/06			
		400	01/10/07 – 01/03/08			

Fuente: promotores CCGT y CNE

6. La cobertura de la demanda de gas natural y de energía eléctrica sin considerar restricciones de red

En los capítulos precedentes se ha descrito la previsión de la demanda y de la oferta de energía para cada uno de los sectores. En este capítulo se analiza la cobertura de la demanda sin considerar influencia alguna de la red; esto es, con red infinita. En el siguiente epígrafe se examina el comportamiento de la misma y las restricciones que puede imponer a la cobertura de la demanda.

6.1. La cobertura de la demanda de gas natural

Una vez establecidos en los capítulos anteriores los escenarios de evolución de la demanda y de la oferta de gas en el horizonte 2001-2005, se han de analizar los balances de oferta – demanda de gas para cada año, determinando el grado de cobertura existente, poniendo de manifiesto los posibles excesos o deficiencias de gas, todo ello sin tener en cuenta las restricciones derivadas de la infraestructura gasista, que se analizan en el capítulo siguiente.

Complementariamente al análisis de la cobertura de la demanda, se desarrollan aquellos aspectos y criterios que se han de tener en cuenta en relación con el establecimiento de las adecuadas condiciones de seguridad en el sistema gasista, relativas al aprovisionamiento y suministro de gas, dadas las

particulares características del aprovisionamiento en España, dependiente en más de un 99% de las importaciones.

6.1.1. Balance oferta – demanda de gas

En la **figura 6.1.1** se resumen los escenarios de previsión de la demanda y de la oferta anual de gas, definidos en los capítulos 4.1 y 5.1.

Como se observa en la **figura 6.1.1**, la oferta en los años 2001 y 2002 está sensiblemente ajustada a la demanda y ligeramente por encima de la misma, para los años 2003 y 2004 la oferta declarada por los agentes supera claramente la demanda en cualquiera de los escenarios previstos.

Por tanto, podríamos considerar que nos encontraremos en un escenario, para los años 2001- 2004, con exceso en la oferta de gas, ello será así, asumiendo como comprometidas todas las cantidades de gas indicadas por los agentes.

No obstante, las diferencias observadas en el balance oferta – demanda de gas, se irán ajustando a través de mecanismos de mercado, incluso un aumento puntual de la demanda por encima de lo previsto sería igualmente resuelto por dichos mecanismos.

Figura 6.1.1. Balance de Oferta-Demanda de gas natural

	2001	2002	2003	2004
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]
Demanda				
Escenario Inferior	18,4	21,8	25,1	28,3
Escenario Central	18,4	22,9	27,9	31,5
Escenario Superior	18,4	23,2	29,1	33,3
Oferta	18,4	24,5	31,4	41,1
Balance Oferta – Demanda:				
Escenario Inferior	0,0	2,6	6,3	12,7
Escenario Central	0,0	1,6	3,5	9,6
Escenario Superior	0,0	1,3	2,3	7,8

Fuente: CNE

Desde el punto de vista de cobertura de la demanda, se ha de distinguir entre el mercado a tarifa y el mercado liberalizado, ya que tiene distintos modos de suministro.

En el mercado a tarifa, la responsabilidad del aprovisionamiento del gas está asignada a las empresas transportistas, según el artículo 68, de la Ley 34/1998, en particular, como ya se ha indicado en el capítulo 5, ENAGAS S.A. es la empresa que está realizando la función de garantizar el suministro de gas al mercado a tarifa, mediante un contrato de aprovisionamiento flexible de gas con el Grupo Gas Natural. Asimismo, ENAGAS tiene asignado, mediante el Real Decreto - Ley 6/2000, el gas del contrato de SAGANE, procedente de Argelia a través de gasoducto del Magreb. Esta circunstancia hace que la oferta de gas para el mercado a tarifa tenga una cierta flexibilidad para adaptarse a las propias necesidades de este mercado.

En el mercado liberalizado, la responsabilidad del aprovisionamiento del gas corresponde a las empresas comercializadoras, en cuanto a lo contratado con sus clientes, y bajo un régimen de libre comercio. Las ventas de gas de cada comercializadora son el resultado de la

captación de clientes en los mercados a tarifa y liberalizado, y serán variables en función del volumen de sus aprovisionamientos y del resultado de la competencia en el mercado.

Por tanto, no es posible definir qué parte del mercado será a tarifa y qué parte será liberalizado, la cuota de reparto entre ambos mercados será el resultado de la libre competencia entre los agentes, donde el precio del gas de cada agente será uno de los factores relevantes para definir el éxito de los mismos.

Hay que significar, que el excedente de gas previsto para los años 2002, 2003 y 2004, es el resultado en su mayor parte de las previsiones de los agentes, sustentadas en sus contratos en firme y previstos para el aprovisionamiento de gas.

En la **figura 6.1.2** se indica el grado de cobertura de la demanda según el nivel de compromiso del aprovisionamiento.

Según se observa en la figura, los contratos firmados garantizan el suministro a un porcentaje muy alto de la demanda, el porcentaje restante por cubrir, será el

Figura 6.1.2. Cobertura de la demanda de gas según el compromiso del aprovisionamiento

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Demanda				
Escenario Inferior	18,4	21,8	25,1	28,3
Escenario Central	18,4	22,9	27,9	31,5
Escenario Superior	18,4	23,2	29,1	33,3
Oferta				
Suministros Comprometidos	18,4	18,5	22,7	22,4
Suministros en Negociación	0,0	6,1	8,7	18,7
Ratio S. Comprometidos/Demanda				
Escenario Inferior	100%	84,5%	90,6%	79,0%
Escenario Central	100%	80,8%	81,5%	71,1%
Escenario Superior	100%	79,7%	78,2%	67,3%

Fuente: CNE

resultado de las negociaciones en curso y de las expectativas de mercado de cada comercializadora.

Asimismo, se ha de indicar que la incertidumbre existente sobre el valor de la demanda se ha de cubrir, en una parte con las flexibilidades que habitualmente poseen los contratos de aprovisionamiento y, en otra parte, por las disponibilidades de gas que, en general, puedan ofrecer los productores de gas. En caso contrario, se pueden generar situaciones puntuales de exceso o defecto de oferta de gas.

Por último, destacar que el mercado de gas empieza a ser un mercado global, y que los agentes que operen en el sistema español, evaluarán igualmente las oportunidades de negocio que existan en otras zonas geográficas, principalmente, Unión Europea, Estados Unidos y Japón. Si las oportunidades de negocio son mayores en otros lugares, desplazarán parte de su oferta a competir en dichas zonas, ajustando la oferta final para el mercado español. Igualmente, si el mercado del gas en España se vuelve atractivo a los ojos de otros operadores internacionales que actualmente no participan en nuestro mercado, éstos intentarán participar en él aumentando la oferta y competencia en nuestro sistema, permitiendo dar la cobertura necesaria a la demanda.

6.1.2. Criterios de Seguridad

Cobertura de la demanda diaria punta – Índice de cobertura de puntas

La demanda punta de gas está influenciada fuertemente por la climatología y por la temperatura, debido al uso intensivo del gas natural en calefacción. En el próximo futuro la influencia de la climatología en la demanda de gas será presumiblemente mayor al utilizarse el gas natural como combustible básico en las nuevas centrales de ciclo combinado.

Por otro lado, la actividad gasista está declarada de "interés general" y la continuidad en el servicio es una característica primordial, por ello, la infraestructura

gasista ha de estar diseñada para ser capaz, de dar cobertura a las puntas en la demanda de gas.

A tal fin y para proporcionar la adecuada cobertura de la demanda diaria punta y con un nivel de riesgo acotado, es necesario establecer el *procedimiento de determinación del valor de la punta diaria de gas*¹, función del volumen y de la estructura de la demanda.

Seguidamente, se ha de establecer el nivel de riesgo máximo que es aceptable asumir de falta de suministro de gas en algún punto de la red o en su conjunto, y el procedimiento que indique el nivel de riesgo existente.

Una vez establecido el procedimiento de determinación del valor de la punta y del riesgo asumible, se podrá definir con objetividad la capacidad de emisión y de transporte de gas que es necesaria disponer en el conjunto de las instalaciones para cubrir la demanda con un riesgo determinado de antemano.

De estos valores, se obtendrá la información necesaria para el adecuado diseño teórico de las instalaciones y capacidades necesarias de transporte y emisión del sistema gasista.

Por analogía con el sistema eléctrico, parece lógico y conveniente definir un índice que relacione la demanda diaria punta con la capacidad total disponible de emisión diaria del sistema, a fin de dar fortaleza al sistema frente a posibles fallos imprevistos. La capacidad diaria total disponible debería ser la capacidad efectiva que se espera que aporten las instalaciones de introducción de gas al sistema (plantas de regasificación, conexiones internacionales y almacenamientos) una vez descontados los fallos fortuitos esperables, basándose en la disponibilidad prevista de las instalaciones y atendiendo al comportamiento histórico de cada instalación.

¹ Con un nivel de confianza definido y para un periodo amplio de tiempo, igual o superior a 20 años.

Aunque este índice, hoy en día, ni está adoptado por la industria ni hay normativa que lo especifique, parece lógico adoptar este criterio de seguridad por el sistema gasista para minimizar los riesgos de desabastecimiento. Desde el punto de vista del análisis de cobertura de la demanda diaria punta del sistema, sin valorar la capacidad de transporte, servirá para indicar los umbrales teóricos mínimos necesarios de capacidad de emisión diaria de entrada de gas al sistema para soportar la demanda en situaciones extremas.

En el presente informe y manteniendo una analogía con el sector eléctrico, sin que ello signifique una vinculación con las consideraciones que esta Comisión pueda tener sobre este aspecto en el futuro, se considera aceptable el valor de 1,1 para este Índice de Cobertura para la demanda diaria punta.

En la **figura 6.1.3** se exponen las necesidades teóricas de capacidad diaria de emisión del sistema gasista para dar cobertura suficiente a las previsiones de demanda punta en los diferentes escenarios de demanda considerados.

Necesidad de existencias mínimas de seguridad para cumplir lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre

La necesidad del establecimiento de existencias de seguridad queda establecida en el artículo 98 de la Ley 34/1998. En la

figura 6.1.4 se indican, para cada año y para cada escenario de demanda, las necesidades de almacenamiento de gas para cumplir lo dispuesto en la citada Ley 34/1998, en los dos supuestos contemplados para 35 días de ventas firmes².

Para poder llevar a la práctica lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley, resulta necesario desarrollar el Reglamento de Reservas Estratégicas, Seguridad del Suministro y Diversificación de Existencias, actualmente en estudio y su actualización. Asimismo, es preciso acometer la construcción de los proyectos necesarios para disponer de la adecuada capacidad de almacenamiento.

Adicionalmente a estas necesidades de almacenamiento estratégico de gas, ha de existir suficiente capacidad de almacenamiento disponible para cubrir las necesidades de la operativa normal de la actividad, dando la flexibilidad suficiente al sistema, para acoplar el consumo, de carácter marcadamente estacional, con el aprovisionamiento que se efectúa con un ritmo más uniforme a lo largo del año.

El sistema gasista no sólo se ha de dotar de las reservas estratégicas de gas de 35 días de consumo firme, sino que

² Se estima como demanda firme, el total de la demanda prevista para cada escenario, descontando los suministros a tarifa interrumpible y al mercado eléctrico convencional.

Figura 6.1.3. Capacidad diaria de Emisión Teórica del Sistema para cumplir un índice de cobertura de 1,1

	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Demanda Punta del Sistema					
Escenario Bajo	755	927	1.094	1.214	1.282
Escenario Medio	755	943	1.109	1.401	1.547
Escenario Alto	755	980	1.167	1.617	1.891
Capacidad Necesaria (Ic=1,1)					
Escenario Bajo	831	1.020	1.203	1.335	1.410
Escenario Medio	831	1.037	1.220	1.541	1.702
Escenario Alto	831	1.078	1.284	1.779	2.080

Fuente: CNE

Figura 6.1.4. Estimación de Existencias Mínimas de Seguridad

	2001	2002	2003	2004	2005
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]
Demanda Firme					
Escenario Inferior	16,1	19,8	23,3	26,5	29,1
Escenario Central	16,1	20,7	25,9	29,5	32,0
Escenario Superior	16,1	21,0	27,1	31,3	38,6
Existencias de Seguridad (35 días)					
Escenario Inferior	1,5	1,9	2,2	2,5	2,8
Escenario Central	1,5	2,0	2,5	2,8	3,1
Escenario Superior	1,5	2,0	2,6	3,0	3,7

Fuente: CNE

ha de situar estas reservas en almacenes que tengan la suficiente capacidad operativa de emisión horaria y diaria, para hacer frente a situaciones de demanda punta. En la **figura 6.1.5** se estima la capacidad de emisión diaria mínima que han de tener los almacenamientos estratégicos para hacer frente a una suspensión temporal del suministro de nuestro mayor proveedor de gas natural.

Asimismo, los gasoductos de conexión de los almacenamientos estratégicos de gas con el sistema y el propio sistema gasista ser capaz de llevar este gas a los puntos de consumo sin que esto dé origen a restricciones de la demanda en ese momento.

En conclusión, el sistema gasista se ha de dotar de las reservas estratégicas de gas previstas en las disposiciones vigentes, así como ha de ser capaz de transportar estas

reservas estratégicas de gas desde los almacenamientos hasta los puntos de consumo sin que den origen a restricciones.

Almacenamiento operativo ligado a los suministros de gas natural licuado

En el Real Decreto 949/2001 se establece que el peaje de regasificación incluye un almacenamiento operativo equivalente a 10 días de la capacidad diaria contratada a partir de 2004³. A estos efectos, en la **figura 6.1.6** se indican las previsibles necesidades de almacenamiento de GNL para el conjunto de plantas de regasificación, en función de los aprovisionamientos previstos de GNL, en el capítulo 5.1.

³ En la Disposición Transitoria Quinta del Real Decreto 949/2001, se indica que el almacenamiento operativo incluido en el peaje de regasificación será de 5 días hasta el 1 de enero de 2004.

Figura 6.1.5. Estimación de la Capacidad de Emisión Diaria Mínima en los Almacenamientos Estratégicos

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Aprovisionamiento del principal proveedor	10,1	10,9	10,9	13,6
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Capacidad de Emisión Diaria Mínima en Almacenamientos Estratégicos	305	328	328	410

Fuente: CNE

Para el cálculo de las necesidades de almacenamiento de GNL se ha considerado: el balance de oferta – demanda de gas natural de la figura 6.1.1, los aprovisionamientos previstos de GNL⁴ y la previsión de demanda diaria punta en firme, y asimismo se ha supuesto un volumen útil en tanque del 90% del total del mismo.

⁴ Un m³ de GNL tiene aproximadamente 583 m³ (n) de gas natural

Diversificación de los abastecimientos para cumplir lo dispuesto en el artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre

La necesidad de la diversificación de los abastecimientos queda establecida en el artículo 99 de la Ley 34/1998, estableciéndose que los transportistas, que incorporen gas al sistema y los comercializadores

Figura 6.1.6. Capacidad necesaria de Almacenamiento de GNL en Plantas de Regasificación

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Demanda a cubrir por GNL				
Escenario. Inferior	9,9	13,2	16,0	16,5
Escenario Central	9,9	14,2	18,8	19,7
Escenario Superior	9,9	14,5	20,0	21,5
Almacenamiento en Planta				
	Miles m ³ GNL	Miles m ³ GNL	Miles m ³ GNL	Miles m ³ GNL
Escenario Inferior	388	535	666	1.350
Escenario Central	388	559	713	1.668
Escenario Superior	388	586	765	1.988

Fuente: CNE

Figura 6.1.7 Diversificación de Abastecimientos

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,5	0,5	0,5	0,2
Europa	2,3	2,5	2,9	2,9
Noruega	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,3	0,7	0,7
África	12,4	13,2	15,9	19,4
Argelia	10,1	10,9	10,9	13,6
Egipto	0,0	0,0	0,0	0,8
Libia	0,7	0,7	0,7	0,7
Nigeria	1,6	1,6	4,3	4,3
O. Medio	2,0	2,5	3,4	2,3
Trinidad y Tobago	0,0	1,4	1,8	3,3
Origen No Especificado	1,2	4,4	6,8	13,0
Total Oferta	18,4	24,5	31,4	41,1
% Suministros de Argelia sobre el total	55%	45%	35%	33%
% Suministros Origen No Específico sobre el total	6%	18%	22%	32%

Fuente: ENAGAS, Comercializadoras

deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los proveedores de un mismo país sea superior al 60%. Asimismo, el Ministerio de Economía desarrollará reglamentariamente las condiciones para el cumplimiento de esta obligación.

En la **figura 6.1.7** se indican, para cada año y para cada escenario de demanda, las previsiones dadas por los agentes para los aprovisionamientos de gas.

Se observa que el país del principal del abastecimiento de gas en España es Argelia, y en principio, no se sobrepasa el actual límite del 60%. Sin embargo, es posible que el porcentaje de gas con origen Argelia sea mayor según se vayan concretando los orígenes de los aprovisionamientos de los que no se tiene constancia de su procedencia, pues, como se observa en la figura tienen un peso significativamente creciente en los abastecimientos totales.

6.2. La cobertura de la demanda de energía eléctrica

En este epígrafe se trata de estimar las necesidades de nueva potencia eléctrica en el sistema en el horizonte 2005, para posteriormente poder analizar la adecuación de las inversiones previstas a las necesidades del sistema.

Las necesidades de nueva capacidad vienen determinadas por el crecimiento de la demanda y por la evolución del equipo disponible en la actualidad, aspectos que serán revisados a continuación.

Igualmente, las necesidades de nueva capacidad dependen del nivel de seguridad en el suministro de energía eléctrica que se pretenda conseguir, para lo que se han respetado para el sistema peninsular los criterios técnicos indicados por el Gestor Técnico del

Sistema Eléctrico. Cabe señalar que, en general, éste y otros aspectos de los recogidos en este epígrafe son reflejo de los valores y consideraciones aportados por Red Eléctrica de España, S.A. en su documento "Previsiones del Sistema Eléctrico 2001-2010".

A continuación se analiza la cobertura de la demanda de energía eléctrica para el sistema peninsular y su necesidad de incorporación de potencia, para abordar posteriormente la cobertura en los sistemas extrapeninsulares.

6.2.1. Evolución prevista de la demanda peninsular

En el epígrafe 4.2 se recogen las previsiones de demanda para el período 2001-2005. Al objeto de analizar la cobertura prevista en dicho horizonte se emplearán los valores de potencia punta previstos tanto en los períodos de invierno como en los estivales para verificar en qué período se producen condiciones de suministro más exigentes.

El estudio en ambos períodos está justificado, a pesar de que las puntas de demanda previstas sean superiores en invierno, porque la disponibilidad de potencia hidráulica en verano es inferior respecto al invierno y las puntas de demanda en verano presentan un ritmo previsto de crecimiento superior a las puntas de invierno.

Se estudian los cinco escenarios de demanda definidos en el epígrafe 4.2, de manera que se puedan identificar las necesidades de nueva potencia para cubrir crecimientos de demanda bajos, medios o elevados. Se considera que estos últimos son los que han de determinar el nivel de potencia mínimo deseable en el sistema.

En las **figuras 6.2.1 y 6.2.2** se recogen los valores de demanda en los diversos escenarios comentados en el apartado 4.2 de este informe.

Figura 6.2.1. Potencia punta de demanda de invierno

Punta de invierno (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	33.067	34.006	34.771	35.655	36.348
Escenario central	34.201	35.445	36.242	37.164	37.886
Escenario superior	34.904	36.469	37.289	38.237	38.980
Escenario ext. superior	36.700	37.400	38.500	39.300	40.300
Escenario crec. sostenido	34.904	36.469	38.121	39.892	41.447

Fuente: CNE

Figura 6.2.2. Potencia punta de demanda de verano

Punta de verano (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	28.922	30.460	31.249	32.661	33.372
Escenario central	29.914	31.749	32.571	34.043	34.784
Escenario superior	30.529	32.666	33.512	35.026	35.788
Escenario ext. superior	32.100	33.500	34.600	36.000	37.000
Escenario crec. sostenido	30.529	32.666	34.270	36.541	38.048

Fuente: CNE

6.2.2. Evolución prevista de la oferta peninsular

En el epígrafe 5.2 se han recogido las previsiones de incorporación de nuevo equipo generador así como de bajas previstas en el equipo actual. Se trata aquí únicamente de señalar los elementos que se van a emplear en el análisis de cobertura realizando pequeñas precisiones sobre la forma en que se incluirá cada uno de ellos.

Evolución prevista de la generación en régimen especial

La potencia efectiva a efectos de cobertura garantizada por el régimen especial se ha obtenido a partir de la potencia instalada realizando las siguientes correcciones, tal y como se indica en el epígrafe 5.2:

- La potencia media entregada al sistema estará en torno al 35% de la instalada debido al autoconsumo de los cogeneradores y al escaso (y no programable) número de horas de funcionamiento de los equipos de energías renovables y, en particular, de la energía eólica.

- La aportación de potencia en punta se estima que será un 10-15% superior a la potencia media, mientras que en valle se estima que será un 10-15% inferior a dicha potencia media. A este respecto, no se han considerado valores diferentes para verano e invierno.

Estos valores se han estimado teniendo en cuenta el comportamiento de la generación en régimen especial en los últimos años y las previsiones de crecimiento de las diversas tecnologías.

Evolución prevista de la generación en régimen ordinario

Como se ha indicado en la introducción de este epígrafe, el objetivo de los análisis de cobertura aquí realizados es obtener las necesidades de nueva capacidad en el sistema. Dichas capacidades adicionales se obtendrán tanto del régimen especial como del régimen ordinario. Sin embargo, a nivel metodológico, se ha optado por separar ambos tipos de tecnologías en este estudio y así para el régimen especial se realiza una previsión de incorporación de nueva potencia descrita en el apartado 5.2.

Complementariamente, se calculan las necesidades de potencia en el régimen ordinario que conducen a un nivel de seguridad de suministro razonable. De esta forma, se consigue estimar la potencia en centrales de régimen ordinario, que se considera serán todas de ciclo combinado de gas, y con ello, las capacidades requeridas del sistema gasístico para el suministro de la demanda eléctrica.

En los estudios de cobertura se utiliza, por tanto, únicamente la evolución del parque generador en régimen ordinario existente y, en particular, una estimación de los planes de cierre de instalaciones. Como se ha recogido en el apartado 5.2, se han considerado dos escenarios de cierre de instalaciones con perfiles diferentes en los primeros años pero con un nivel de reducción de potencia similar en el horizonte 2005. Sin embargo, se ha optado por presentar únicamente los resultados correspondientes al escenario de cierres superior, adoptando así una hipótesis conservadora con respecto al cierre de instalaciones. Por otra parte, los resultados correspondientes al escenario de cierres inferior se pueden obtener sencillamente de deducir de los resultados de potencia instalada en el escenario superior, la diferencia de potencia cerrada entre ambos escenarios.

En la **figura 6.2.4** se muestra la potencia instalada prevista por tecnología en el escenario de cierres alto para las centrales de carbón y fuel/gas mostrado en la **figura 6.2.3**.

Con respecto a la disponibilidad, se han utilizado los criterios señalados en el epígrafe 5.2.2 que incluyen una estimación de las revisiones anuales programadas para mantenimiento de los grupos térmicos y una estimación de las tasas de indisponibilidad fortuita por tipo de tecnología de producción.

Cabe señalar que, a efectos de fiabilidad, los mantenimientos programados no tienen una influencia significativa dado que aún no hay necesidad de realizar mantenimientos en los meses críticos de invierno, ni en el mes de julio, que es donde se esperan las condiciones más severas de cobertura.

Evolución prevista de los intercambios internacionales

Se han tenido en cuenta los contratos a largo plazo de intercambios internacionales de energía eléctrica con Francia y Marruecos actualmente existentes, pero no se han tomado en consideración los posibles contratos de intercambios intracomunitarios e internacionales a corto plazo que,

Figura 6.2.3. Estimación de potencia (MW) de régimen ordinario a darse de baja en el período 2001 a 2005

	2001	2002	2003	2004	2005
Previsión de cierres alta	150	650	1.150	2.521	3.420
Previsión de cierres baja	0	0	1.097	2.150	3.150

Fuente: CNE

Figura 6.2.4. Potencia instalada prevista por tecnología (MW) en el escenario de cierres superior para el carbón/fuel/gas

Potencia Instalada (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	16.524	16.524	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.804	7.882	7.894	7.894	7.894
Carbón y Fuel/Gas	18.822	18.322	17.822	16.451	15.552
Saldo intercambios en punta	200	200	200	200	200
Régimen especial térmicos	5.530	5.950	6.220	6.490	6.710
Régimen especial no térmicos	4.994	6.048	6.914	7.582	8.164
Total potencia instalada	53.874	54.926	55.574	55.141	55.044

Fuente: CNE

aunque serán cada vez más habituales, están sometidos a mayores incertidumbres. No obstante, los planes de incremento de la capacidad comercial con Francia pueden dar lugar a la existencia de una mayor potencia de apoyo al sistema en condiciones extremas que mejoraría la situación de cobertura reflejada en este informe. Esta contribución es más probable en la punta de verano, dado que Francia y los países centroeuropeos disponen de un exceso de potencia en dicha estación, al tener dimensionados sus sistemas para las puntas de invierno que son bastante más exigentes que las de verano en la referida zona geográfica. En definitiva, se ha realizado una estimación conservadora del apoyo esperado por intercambios internacionales.

Los datos concretos considerados son los siguientes: se supone que se mantiene hasta 2010 el contrato de importación a largo plazo con Francia, con una potencia de 550 MW hasta 2004 y de 500 MW en 2005. Asimismo, se supone que continúa en vigor hasta diciembre de 2002 el contrato de exportación a Marruecos de 90 MW en base con 1500 horas al año de interrumpibilidad. Basándose en la experiencia reciente, se ha supuesto una exportación adicional a Marruecos, procedente de otros contratos, hasta completar 350 MW de media. Por el contrario, no se ha tomado en cuenta el contrato de exportación en punta de invierno con EDF porque este contrato no está siendo utilizado por Francia, ya que su precio variable resulta muy superior al precio de mercado, tanto en España como en Centroeuropa.

En consecuencia, en el estudio se ha considerado en todo el horizonte un saldo importador de intercambios internacionales de 200 MW durante los períodos de punta de la demanda del sistema, como resultado de una importación por la frontera con Francia de 550 MW y una exportación de 350 MW a través del cable con Marruecos.

Contribución prevista de gestión de la demanda

La demanda puede tener cierta capacidad de reducir su consumo en los momentos donde pudiesen existir problemas de suministro, tanto a través de los programas existentes

(interrumpibilidad y THP) como ante precios elevados en el mercado. Esta capacidad aportará una mayor garantía al correcto funcionamiento del sistema, pero no se ha considerado en el estudio porque se ha preferido identificar las necesidades de potencia que permitirían funcionar al sistema sin necesidad de emplear estos mecanismos de emergencia. No obstante, constituye un margen de seguridad adicional para los casos de coberturas extremas.

Por otra parte, los programas de gestión de la demanda de largo plazo, que modifican las pautas de consumo estables, han sido considerados en la previsión de puntas del sistema realizadas en el epígrafe 4.2.

6.2.3. Criterios de seguridad utilizados

Índice de Cobertura

El Índice de Cobertura se define como el cociente entre la potencia disponible y la demanda punta; aunque su cálculo está sujeto a una serie de hipótesis que es necesario explicitar para poder valorar adecuadamente su significado. En el caso concreto de este estudio los Índices de Cobertura se han calculado empleando como valor de demanda directamente la demanda punta prevista, en temporada de verano o invierno, y como valor de potencia disponible la potencia efectiva que se espera aporten las diferentes tecnologías, una vez descontados los fallos fortuitos esperables en el caso de centrales térmicas, en base a la disponibilidad prevista de potencia hidráulica en escenario seco en el caso de centrales hidráulicas, y en base al comportamiento histórico en el caso del régimen especial.

El criterio principal que se ha empleado para evaluar la necesidad de potencia en el sistema es el Índice de Cobertura, que siguiendo el criterio indicado por el Operador del Sistema Eléctrico es deseable que se mantenga en niveles iguales o superiores a 1,1.

Se trata de un parámetro de tipo determinista, pero que resulta de fácil comprensión y a los efectos contemplados en este estudio se considera absolutamente apropiado. Existen otros parámetros como la probabilidad de pérdida

de carga (LOLP en inglés) que cumplen una finalidad similar y que conducen a resultados equivalentes a los aquí presentados. En cualquier caso, se ha de señalar que con los valores de Índice de Cobertura señalados existe una cierta probabilidad de fallo, o insuficiencia del parque generador para atender a la demanda, aunque también es cierto que dicha probabilidad es muy pequeña y en cualquier caso inferior a la probabilidad de interrupción debida a fallos en redes de transporte y fundamentalmente de distribución. Por otra parte, los valores indicados han de entenderse como una mera indicación de unos niveles de potencia mínimos, conocido además que resultaría extremadamente costoso disponer de unos medios de generación que permitiesen eliminar absolutamente la posibilidad de una limitación en el suministro.

Fuentes de incertidumbre

Las principales incertidumbres naturales, con respecto a la suficiencia de la potencia instalada, son el crecimiento de la demanda y la disponibilidad de potencia o energía hidroeléctrica. La primera de ellas ha sido considerada a través del análisis de diversos escenarios de crecimiento de demanda, todos ellos posibles, aunque los más extremos no sean excesivamente probables. La disponibilidad de energía hidroeléctrica, sin embargo, se ha incluido en el estudio empleando valores de año hidráulico seco, de forma que para un año hidráulico medio la seguridad de abastecimiento del sistema estaría garantizada con valores de potencia instalada significativamente superiores a los recogidos en este estudio.

Existen otras fuentes de incertidumbre que afectan a la garantía del suministro que no han sido expresamente recogidas en el análisis realizado en este capítulo, como son la posible escasez de fuentes energéticas primarias o infraestructuras de transporte y que son abordadas en otros capítulos de este informe. La incertidumbre sobre la disponibilidad de potencia correspondiente a intercambios internacionales no es muy relevante dado el reducido nivel de intercambios netos considerado. Finalmente, faltarían por recoger situaciones de averías de instalaciones de producción muy superiores a las medias históricas,

funcionamientos atípicos de las instalaciones de régimen especial, atentados, etc. que, aunque posibles, no se consideran probables.

6.2.4. Necesidades de nueva capacidad de generación en la península

Como se ha señalado anteriormente, el objeto de este epígrafe es aportar unos valores indicativos de potencia instalada que permitirían alcanzar un nivel de seguridad de suministro razonable en un conjunto de escenarios, suficientemente representativo de las situaciones que se pueden producir en un futuro cercano.

Utilizando las hipótesis señaladas y con el objetivo de obtener un Índice de Cobertura igual a 1,1, se ha calculado, para cada uno de los escenarios de demanda establecidos en el epígrafe 4.2, la potencia que sería necesario instalar en el sistema en régimen ordinario. La potencia total necesaria resultará de añadir estos resultados a las previsiones de instalación de potencia en el régimen especial, de forma que si éstas no se cumpliesen se aumentarían o reducirían las necesidades de potencia en régimen ordinario para obtener la cobertura señalada.

Cabe indicar que se ha supuesto que toda la incorporación de potencia en el régimen ordinario corresponde a centrales de ciclo combinado de gas, de acuerdo a las autorizaciones existentes, no siendo previsible la incorporación de potencia significativa de otra tecnología en el horizonte contemplado. Para identificar el número de grupos necesarios se han empleado unidades homogéneas de 400 MW de potencia instalada, de acuerdo con las características habituales de los proyectos de nuevas instalaciones.

A continuación se presentan los resultados de las coberturas de potencia punta de invierno y verano.

Coberturas en punta de invierno y de verano

Una vez analizadas las coberturas en invierno y verano se observa que durante los primeros años del horizonte resulta

claramente más restrictiva la situación en la punta de invierno, mientras que en los últimos, las necesidades de potencia son similares e incluso algo superiores en la punta de verano. Este efecto es consecuencia, como ya se ha indicado, de la menor disponibilidad de potencia hidráulica en los meses de verano y de una tendencia de mayor crecimiento de la punta de verano respecto de la de invierno, debido fundamentalmente a la incidencia de los consumos de climatización. En las **figuras 6.2.5 y 6.2.6** se presentan los resultados de potencia mínima necesaria para la cobertura de la demanda en las hipótesis adoptadas. En estas figuras se han sombreado los años y escenarios para los que cada una de las coberturas, verano o invierno, resultan más severas.

Cabe señalar, no obstante, que en el escenario de verano se puede disponer con mayor probabilidad de potencia adicional por la interconexión francesa, dado que en el período estival no se registran demandas elevadas en el centro y norte de Europa. Este hecho cobrará mayor importancia si finalmente se amplía significativamente la capacidad de interconexión.

Asimismo, los posibles problemas de infraestructuras de transporte de gas serán significativamente más pequeños en verano que en invierno, al no soportar el esfuerzo adicional del suministrar la punta del mercado convencional.

Figura 6.2.5. Potencia instalada necesaria en invierno (MW)

[MW]	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	-	-	413	2.430	3.814
Escenario central	-	1.240	2.206	4.269	5.689
Escenario superior	446	2.488	3.482	5.577	7.023
Escenario extremo superior	2.635	3.623	4.959	6.873	8.632
Escenario crecimiento sostenido	446	2.488	4.497	7.595	10.030

Fuente: CNE

Figura 6.2.6. Potencia instalada necesaria en verano (MW)

[MW]	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	-	-	247	2.908	4.314
Escenario central	-	862	1.859	4.593	6.035
Escenario superior	-	1.980	3.006	5.791	7.260
Escenario extremo superior	1.461	2.997	4.332	6.978	8.737
Escenario crecimiento sostenido	-	1.980	3.931	7.638	10.014

Fuente: CNE

Si se calcula el número de grupos necesarios para cubrir la demanda en las dos estaciones, mostrado en las **figuras 6.2.7 y 6.2.8** se observa que las necesidades de invierno son las determinantes excepto para crecimientos débiles de la demanda, aunque, en cualquier caso, las diferencias en los últimos años entre ambas situaciones son muy pequeñas.

Necesidades de nuevo equipamiento

El valor final de potencia, que permitiría satisfacer la demanda con un Índice de Cobertura de 1,1 en los diversos escenarios, será el mayor de los obtenidos en las coberturas de invierno y verano en cada año. En la **figura 6.2.9** se puede observar que en el escenario

Figura 6.2.7. Número de grupos necesarios en invierno (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			2	7	10
Escenario central		4	6	11	15
Escenario superior	2	7	9	14	18
Escenario extremo superior	7	10	13	18	22
Escenario crecimiento sostenido	2	7	12	19	26

Fuente: CNE

Figura 6.2.8. Número de grupos necesarios en verano (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			1	8	11
Escenario central		3	5	12	16
Escenario superior		5	8	15	19
Escenario extremo superior	4	8	11	18	22
Escenario crecimiento sostenido		5	10	20	26

Fuente: CNE

central es necesaria la incorporación de potencia a partir del próximo año, lo cual es consistente con los planes de inversión anunciados por las empresas del sector, no existiendo problemas en el próximo invierno 2001-2002. Si, por el contrario, el crecimiento de la demanda se atenúa, aún existiría un margen de potencia suficiente incluso para superar el invierno 2002-2003.

Si se analizan escenarios de crecimiento elevados, se observa que ya desde este próximo invierno 2001-2002, sería conveniente disponer de potencia adicional para tener una cobertura holgada. Sobre

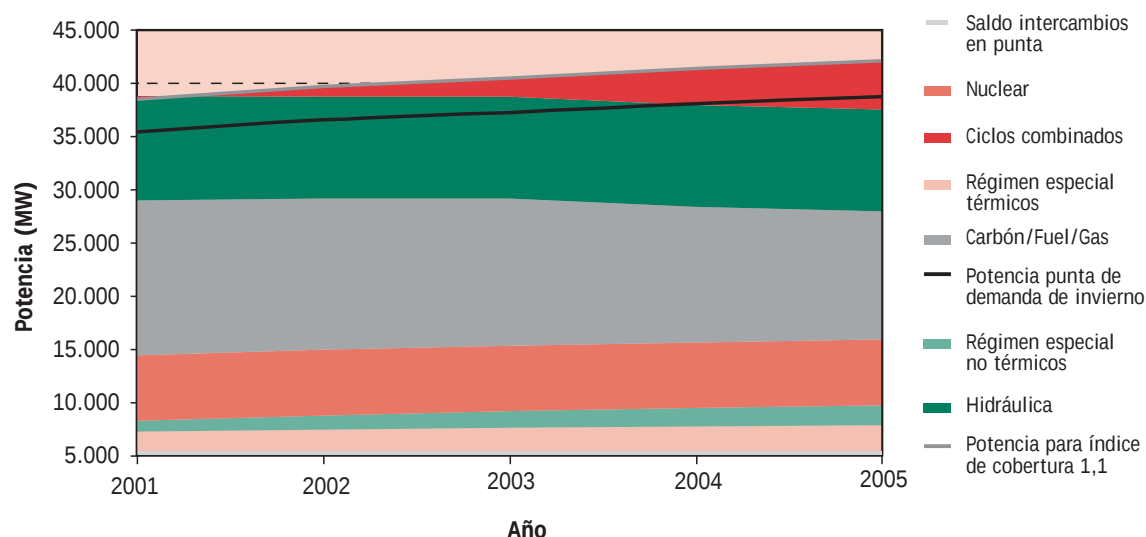
este punto se pueden citar dos hechos complementarios que han condicionado la situación actual: por una parte, el crecimiento de la demanda en los últimos 4 ó 5 años ha superado todas las previsiones realizadas a principios del lustro, y por otra, los problemas encontrados para obtener en plazo todas las autorizaciones administrativas para la construcción de nuevas instalaciones pueden haber retrasado la entrada en funcionamiento de alguna de ellas que inicialmente estaba prevista para el otoño de 2001, con lo que se hubiese superado el Índice de Cobertura de referencia incluso en escenarios de crecimiento elevado.

Figura 6.2.9. Necesidad de potencia instalada en MW, expresada en múltiplos de 400 MW

Necesidades de potencia (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			800	3.200	4.400
Escenario central		1.600	2.400	4.800	6.400
Escenario superior	800	2.800	3.600	6.000	7.600
Escenario ext. superior	2.800	4.000	5.200	7.200	8.800
Escenario crec. sostenido	800	2.800	4.800	8.000	10.400

Fuente: CNE

Figura 6.2.10. Cobertura en punta de invierno y escenario central por tecnologías



Fuente: CNE

Como ya se ha señalado, las estimaciones de potencia necesaria en cada escenario de demanda se basan en hipótesis conservadoras de hidraulicidad, intercambios internacionales y gestión de corto plazo de la demanda, de forma que un comportamiento positivo de cualquiera de estos factores contribuirá a mejorar los Índices de

Cobertura existentes. En particular, para el invierno 2001 se ha supuesto que se producen condiciones hidráulicas de año seco a partir del mes de septiembre, habiéndose tenido en cuenta el nivel de reservas disponibles en dicha fecha. Unas mayores aportaciones hidráulicas o una gestión conservadora de las reservas

Figura 6.2.11. Número de grupos mínimo necesario para la cobertura, acumulado anual

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			2	8	11
Escenario central		4	6	12	16
Escenario superior	2	7	9	15	19
Escenario extremo superior	7	10	13	18	22
Escenario crecimiento sostenido	2	7	12	20	26

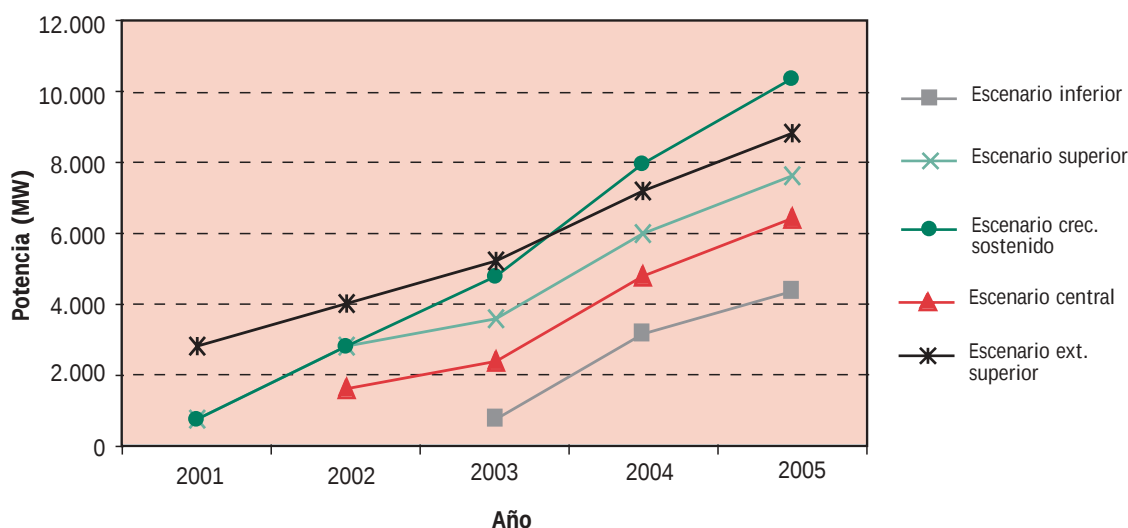
Fuente: CNE

Figura 6.2.12. Número de grupos mínimo necesario para la cobertura a incorporar cada año

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	0	0	2	6	3
Escenario central	0	4	2	6	4
Escenario superior	2	5	2	4	4
Escenario extremo superior	7	3	3	5	4
Escenario crecimiento sostenido	2	5	5	8	6

Fuente: CNE

Figura 6.2.13 Potencia mínima necesaria a instalar para cubrir las puntas de invierno y verano



Fuente: CNE

existentes en la actualidad contribuirían positivamente al objetivo señalado.

En la **figura 6.2.11** se recogen las necesidades de potencia expresadas como el número de unidades de 400 MW necesarias en cada uno de los años; la **figura 6.2.12** muestra el ritmo asociado de entrada de grupos anual.

Finalmente se recoge en la **figura 6.2.13** la evolución de las necesidades de nueva capacidad de generación en régimen ordinario en los diferentes escenarios.

Breve consideración acerca de la cobertura de la demanda de energía eléctrica en el valle

Como ya ha sido resaltado en el apartado 5 de este documento, la oferta de producción eléctrica asociada a la generación eólica está experimentando un importante crecimiento en los últimos años que continuará previsiblemente en el futuro, ver figura 5.2.5. Ello puede dar origen en determinadas circunstancias (fundamentalmente las asociadas con aguas altas y, por tanto, elevada producción hidráulica fluyente) a que en

situaciones de demanda valle, exista un exceso de generación respecto a la demanda. Este exceso de generación, puede obligar a parar centrales térmicas en las horas valle.

Con la evolución prevista, la generación eólica se estima puede tener un crecimiento en el periodo 2001 a 2005 de un 80%, mientras que la demanda en valle puede tener en el mismo periodo un crecimiento del orden de un 14%. Esta demanda valle se llenará con la generación de coste variable cero (fluyente y eólica) más los mínimos técnicos de las centrales térmicas actuales y futuras. En consecuencia, dado el incremento tan significativo de la generación eólica con respecto a la demanda, es previsible un mayor número de situaciones que en la actualidad, en las que pueda haber excedente de generación en el valle.

6.2.5. Cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares

En este apartado se analiza la cobertura de la demanda de energía eléctrica para el archipiélago Balear, Canario y las ciudades de Ceuta y Melilla.

ISLAS BALEARES

A continuación se indican los índices de cobertura resultantes en los dos subsistemas de las Islas Baleares teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha partido del escenario superior de demanda, con gas natural contemplado en el Plan Director Sectorial Energético (PDSE) junto con sus previsiones de potencia instalada (crecimiento de demanda del 8% en los dos primeros años y del 5% en el resto). En los últimos años el crecimiento medio de la demanda eléctrica en Baleares ha sido del 8%.
- Se ha seguido un criterio de prudencia al considerar que la punta máxima de potencia evoluciona linealmente y con el mismo índice que la demanda.
- Únicamente se han considerado incrementos anuales de cogeneración de 0,5 MW adicionalmente a los 3,4 MW instalados actualmente. No se ha incorporado potencia eólica.

Como puede verse, el índice de cobertura de la demanda que resulta de las hipótesis anteriores, queda en todos los años del período por encima de 1,1. Superar dicho índice ha constituido tradicionalmente un objetivo considerado en la planificación del sistema peninsular, dado que en los sistemas extrapeninsulares es necesario alcanzar un índice superior para garantizar el suministro, debido principalmente a su aislamiento y a su menor tamaño.

ISLAS CANARIAS

A continuación se indican los índices de cobertura resultantes en los seis sistemas de las Islas Canarias teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha considerado un escenario sin gas natural. Para el período 2001- 2005, se ha estimado un ritmo de crecimiento de demanda del 6% en Gran Canaria, 7% en Tenerife, 7% en Lanzarote-Fuerteventura, 5% en La Palma, 6% en la Gomera y 8,2% en El Hierro. Este mismo ritmo se ha aplicado a las puntas de potencia máximas.

Figura 6.2.14. Evolución del índice de cobertura en las Islas Baleares

Escenario superior (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Subsistema Mallorca-Menorca					
Potencia instalada	1.196	1.318	1.288	1.327	1.378
Potencia disponible reg. especial	3	4	4	5	5
Potencia disponible	986	1.103	1.121	1.153	1.221
Punta de Potencia	821	878	933	985	1.035
Índice de cobertura	1,20	1,26	1,20	1,17	1,18
Subsistema Eivissa-Formentera					
Potencia instalada	193	228	228	247	247
Potencia disponible	182	197	197	215	215
Punta de Potencia	149	162	173	183	192
Índice de cobertura	1,23	1,22	1,14	1,18	1,12
Total Potencia instalada	1.389	1.546	1.516	1.574	1.625

Fuente: PDSE y CNE

- Se ha considerado la potencia instalada actualmente en régimen especial, sin incrementos en el período considerado.

Como puede verse, el índice de cobertura de la demanda que resulta de las hipótesis anteriores, queda en todos los años del período por encima de 1,1. Como ya se ha indicado, en

Figura 6.2.15. Evolución del índice de cobertura en las Islas Canarias

Escenario sin gas natural (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Gran Canaria					
Potencia instalada	651	731	731	781	831
Potencia disponible r. especial	23	23	23	23	23
Potencia disponible Total	602	674	674	718	763
Punta de Potencia	510	539	570	602	636
Índice de cobertura	1,25	1,25	1,18	1,19	1,20
Tenerife					
Potencia instalada	574	654	654	704	704
Potencia disponible r. especial	44	44	44	44	44
Potencia disponible Total	553	624	624	668	668
Punta de Potencia	448	477	508	541	576
Índice de cobertura	1,32	1,31	1,23	1,24	1,16
Lanzarote-Fuerteventura					
Potencia instalada	292	292	310	328	328
Potencia disponible r. especial	5	5	5	5	5
Potencia disponible	256	256	271	287	287
Punta de Potencia	180	192	205	218	232
Índice de cobertura	1,51	1,33	1,33	1,32	1,24
La Palma					
Potencia instalada	66	78	78	78	78
Potencia disponible r.especial	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Potencia disponible Total	54	63	63	63	63
Punta de Potencia	36	38	40	42	44
Índice de cobertura	1,56	1,67	1,59	1,51	1,44
La Gomera					
Potencia instalada	16	19	19	19	19
Potencia disponible	14	16	16	16	16
Punta de Potencia	10	10	11	11	12
Índice de cobertura	1,51	1,61	1,52	1,44	1,37
Hierro					
Potencia instalada	8	8	8	10	10
Potencia disponible	7	7	7	9	9
Punta de Potencia	5	5	5	6	6
Índice de cobertura	1,75	1,49	1,38	1,59	1,47

Fuente: ENDESA y CNE

los sistemas extrapeninsulares es necesario alcanzar un índice superior para garantizar el suministro, índice que ha de evolucionar inversamente al tamaño del sistema.

CEUTA Y MELILLA

Para las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla, el análisis de la cobertura es el siguiente.

- Para el período 2001- 2005, se ha estimado un ritmo de crecimiento de demanda del 5% en Ceuta y del 7% en Melilla. Este mismo ritmo se ha aplicado a las puntas de potencia máximas.

Como puede verse, el índice de cobertura de la demanda que resulta de las hipótesis anteriores, queda en todos los años del período por encima de 1,1. Como ya se ha indicado, en los sistemas extrapeninsulares es necesario alcanzar un índice superior para garantizar el suministro, índice que ha de evolucionar inversamente al tamaño del sistema.

ciclo combinado a gas son suficientes para cubrir las necesidades expuestas en el apartado anterior.

El análisis se realiza sin considerar que pueda existir problema alguno en la red; tanto eléctrica como de gas natural.

En un segundo análisis incluido en el epígrafe 7.4, se estudiará una senda de incorporación de ciclos combinados teniendo en cuenta las restricciones derivadas de la red de transporte gasista o eléctrica, en su caso; y se evaluará cómo queda la cobertura de la demanda eléctrica según las necesidades de nueva potencia dadas en el apartado previo 6.2.

Para definir la senda de incorporación de ciclos combinados se ha analizado tanto la información disponible proporcionada por los promotores como la proporcionada por ENAGAS relativa a contratos de acceso a la red de gas. De cara a analizar la cobertura

Figura 6.2.16. Evolución del índice de cobertura en Ceuta y Melilla

Escenario sin gas natural (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Ceuta					
Potencia instalada	51	51	63	63	63
Potencia disponible	48	48	59	59	59
Punta de Potencia	24	25	27	28	29
Índice de cobertura	1,99	1,90	2,24	2,14	2,04
Melilla					
Potencia instalada	56	68	68	68	68
Potencia disponible	46	56	56	56	56
Punta de Potencia	27	29	31	34	36
Índice de cobertura	1,71	1,94	1,80	1,68	1,57

Fuente: ENDESA y CNE

6.3. Las nuevas centrales a gas en la cobertura de la demanda eléctrica peninsular sin considerar restricciones en red

En este apartado se analiza si las incorporaciones que tienen previsto realizar los promotores de centrales de

eléctrica se han considerado en un supuesto de partida, solamente los ciclos que actualmente tienen firmado contrato de acceso a la red gasista y los que han obtenido autorización administrativa. Este supuesto, sin duda fiable en cuanto a la incorporación de ciclos, reduce bastante el número de ciclos con respecto a los

declarados por los promotores. Por ello, es una hipótesis más severa y desfavorable de cara a la garantía del suministro eléctrico. Por tanto, en caso de que la incorporación del número de ciclos fuese mayor a este supuesto de partida se garantizaría con mayor seguridad la cobertura de la demanda eléctrica.

Sobre este supuesto de partida de senda de ciclos, de igual forma a lo establecido en capítulos anteriores, se considera como fecha de puesta en marcha para cada ciclo la declarada como más probable por el promotor. Si en los ciclos que tienen firmado un contrato de acceso al sistema de gas natural esta fecha es anterior al comienzo de la ventana de inicio de pruebas fijada, se supondrá que el ciclo comienza su operación comercial en la fecha de inicio de la ventana más cinco meses y medio: período de pruebas máximo fijado por contrato.

La senda de ciclos combinados considerada con los supuestos anteriormente señalados y sin tener en cuenta

las posibles restricciones de las redes de transporte sería la siguiente:

Para determinar los ciclos combinados necesarios para garantizar la cobertura eléctrica se consideran los escenarios de ciclos obtenidos en el apartado 6.2 anterior: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Estas sendas de incorporación de ciclos combinados necesarios para la punta de demanda de invierno y de verano han sido mostradas en las figuras 6.2.7 y 6.2.8 del apartado anterior.

Para evaluar la cobertura del sistema eléctrico, se comparan a continuación las sendas de ciclos necesarios calculadas en el epígrafe 6.2 con la senda de incorporación probable de los ciclos que tienen contrato y de los que tienen autorización administrativa. A efectos de claridad se reproduce la figura 6.2.7 a continuación.

Figura 6.3.1 Senda de incorporación probable de los ciclos combinados que tienen contrato de ATR de gas o han obtenido autorización administrativa

	Nº Grupos Entrantes	Nº Grupos Acumulado Total
1er Trimestre 2002	2	2
2º Trimestre 2002	2	4
3er Trimestre 2002	3	7
4º Trimestre 2002	0	7
1er Trimestre 2003	3	10
2º Trimestre 2003	0	10
3er Trimestre 2003	1	11
4º Trimestre 2003	0	11
1er Trimestre 2004	4	15
2º Trimestre 2004	3	18
3er Trimestre 2004	3	21
4º Trimestre 2004	5	26
1er Trimestre 2005	5	31
2º Trimestre 2005	0	31
3er Trimestre 2005	0	31
4º Trimestre 2005	1	32

Figura 6.3.2. Número de grupos necesarios en invierno (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			2	7	10
Escenario central		4	6	11	15
Escenario superior	2	7	9	14	18
Escenario extremo superior	7	10	13	18	22
Escenario crecimiento sostenido	2	7	12	19	26

Fuente: CNE

Según la **figura 6.3.1** se han considerado para la punta de invierno, los ciclos que estarían en funcionamiento a 31 de diciembre de cada año y para la punta de verano, los ciclos que estarían en funcionamiento a 30 de junio de cada año.

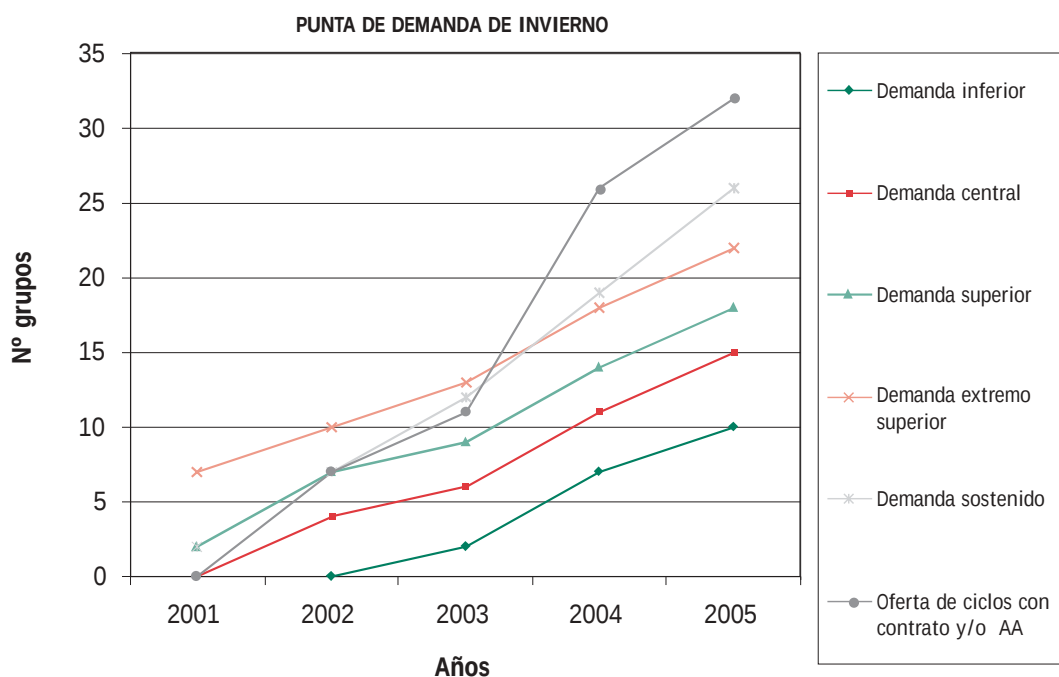
PUNTA DE DEMANDA DE INVIERNO

De la **figura 6.3.3** se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la

cobertura de la demanda en la punta de demanda de invierno. Esta suficiencia de potencia del sistema es menor de la necesaria, conforme a los criterios de seguridad adoptados, en los siguientes casos:

- En el invierno 2001-2002 para el escenario superior de demanda.
- En el invierno 2001-2002 y en el invierno 2003-2004 para el escenario de crecimiento sostenido.

Figura 6.3.3 Comparación del número de ciclos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno con índice de cobertura 1,1 supuesto el escenario de cierre de instalaciones de generación superior para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido con la senda probable de los ciclos que disponen de contrato y/o han obtenido la autorización administrativa



Fuente: CNE

Figura 6.3.4 Índice de cobertura para los escenarios inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Índice de cobertura	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	1,149	1,188	1,203	1,302	1,323
Escenario central	1,111	1,140	1,155	1,249	1,269
Escenario superior	1,088	1,108	1,122	1,214	1,234
Escenario extremo superior	1,035	1,080	1,087	1,181	1,193
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,108	1,098	1,163	1,160

• En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento mínimo necesario son claramente superiores a las incorporaciones previstas en los primeros años.

En la **figura 6.3.4**, se muestra el índice de cobertura en la punta de demanda de invierno para cada uno de los escenarios de demanda considerados: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido.

PUNTA DE DEMANDA DE VERANO

A efectos de claridad se reproduce la figura 6.2.8 que reproducía las necesidades de cobertura en verano.

Con la **figura 6.3.5** y con la figura 6.3.1 se confecciona la **figura 6.3.6** que se muestra a continuación.

De la **figura 6.3.6** se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la suficiencia de potencia en la punta de demanda de verano.

Esta suficiencia de potencia del sistema desaparecería en los siguientes casos:

- Verano de 2002 para el escenario superior de demanda.
- Veranos de 2002 y 2004 para el escenario de crecimiento sostenido.
- Veranos de 2002 y 2003 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento podrían llegar a casi cuatro grupos de 400 MW en el verano del año 2002 para poder garantizar un índice de cobertura del 1,1.

En la **figura 6.3.7**, se muestra el índice de cobertura en la punta de demanda de verano para cada uno de los escenarios de demanda considerados: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido.

Por tanto, en el caso de que los ciclos supuestos, esto es, aquellos que tienen contrato y los que han obtenido autorización administrativa, empezasen su operación

Figura 6.3.5. Número de grupos necesarios en verano (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			1	8	11
Escenario central		3	5	12	16
Escenario superior		5	8	15	19
Escenario extremo superior	4	8	11	18	22
Escenario crecimiento sostenido		5	10	20	26

Fuente: CNE

Figura 6.3.6. Comparación del número de ciclos necesarios para cobertura de la punta de demanda de verano con índice de cobertura 1,1 supuesto el escenario de cierre de instalaciones de generación superior para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido con la senda probable de los ciclos que disponen de contrato y/o han obtenido la autorización administrativa

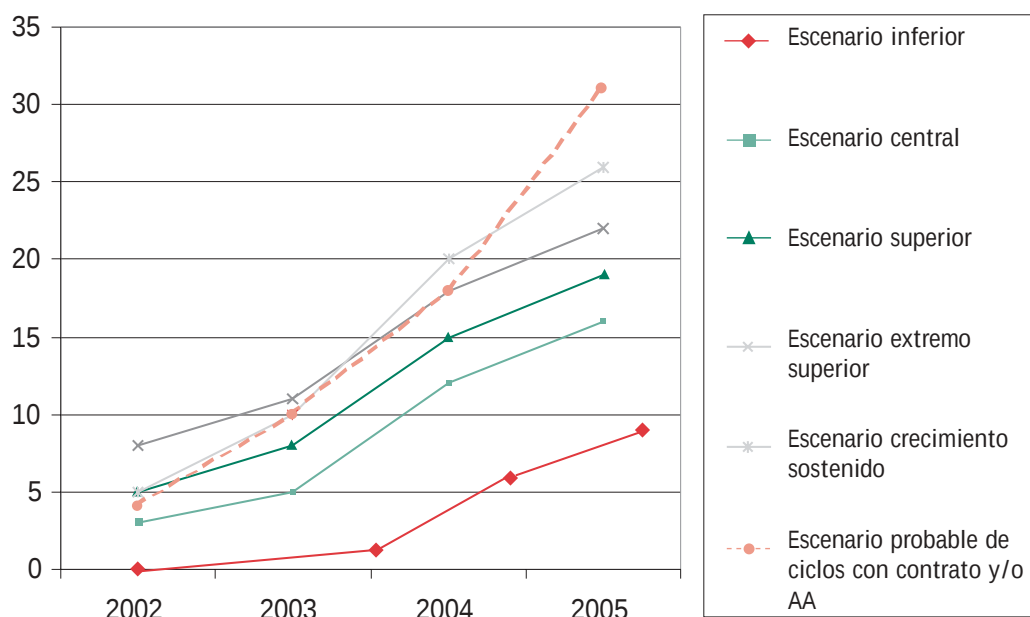


Figura 6.3.7 Índice de cobertura para los escenarios inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Índice de cobertura	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	1,168	1,208	1,219	1,319
Escenario central	1,121	1,159	1,169	1,265
Escenario superior	1,089	1,127	1,136	1,230
Escenario extremo superior	1,062	1,091	1,106	1,189
Escenario crecimiento sostenido	1,089	1,102	1,089	1,157

comercial en las fechas señaladas como probables por los promotores, se podría garantizar el suministro eléctrico con un índice de cobertura de 1,1 incluso en el caso de un crecimiento de demanda eléctrica superior, excepto en el invierno 2001-2002 y verano 2002, bajo los supuestos considerados en el capítulo 6.2. Solamente para el escenario extremo superior, es decir, para un crecimiento de la demanda máxima se estaría por debajo del límite deseable del índice de cobertura de 1,1 en el invierno 2001-2002, verano 2002, invierno 2002-2003, verano 2003 e invierno 2003-2004 y para el caso de un crecimiento sostenido para el invierno 2001-2002, verano 2002 e invierno 2003-2004.

Si se produjesen variaciones sobre la senda de incorporación de ciclos del escenario de partida, como por ejemplo, si se retrasasen los ciclos considerados sobre la fecha señalada como más probable, podría llegarse a un índice de cobertura inferior a 1,1 en más años de los escenarios considerados.

Además hay que considerar que si se produjesen variaciones sobre las hipótesis consideradas en el capítulo 6.2, como variaciones en la potencia instalada prevista para el régimen especial, en los cierres de centrales de régimen ordinario o en la capacidad de interconexión, se producirían variaciones sobre los escenarios considerados.

7. Infraestructuras necesarias para la cobertura de la demanda a corto-medio plazo

En el capítulo anterior se ha analizado la cobertura de la demanda, tanto de energía eléctrica como de gas natural, sin tener en cuenta restricción de red alguna.

No obstante la red, nexo de unión de la oferta y la demanda, puede imponer restricciones en la cobertura. Por ello, este capítulo trata de las afecciones que las redes de transporte originan en la cobertura del suministro.

A continuación se analizan las infraestructuras de red necesarias para la cobertura de la demanda de gas natural, para a continuación examinar las infraestructuras de la red eléctrica. Nuevamente, en este apartado se puede apreciar la diferente perspectiva que presentan los nuevos ciclos combinados: consumidores para la red gasista y generadores para la red eléctrica.

7.1. Las Infraestructuras de gas necesarias para la cobertura de la demanda

En este capítulo se analiza la capacidad del sistema gasista español para atender los incrementos de demanda previstos con un horizonte de corto-medio plazo, es decir, para los próximos años.

El análisis se centra en el estudio de los refuerzos y grandes ejes de las infraestructuras gasistas que se consideran indispensables en el horizonte temporal del estudio. No se analizan los gasoductos de extensión de la red de gas a nuevas zonas geográficas ni las infraestructuras que entrarían en servicio a partir de 2005, ya que ambos aspectos deberán desarrollarse en la Planificación del sistema que está elaborando el Ministerio de Economía.

7.1.1. Hipótesis de partida

Hipótesis de demanda

Para el cálculo y diseño de infraestructuras durante los próximos 5 años, el escenario de demanda anual que se considera en este capítulo se corresponde con el escenario más probable descrito en el apartado 4, y que se resume en la **figura 7.1.1**. La demanda convencional coincide con las previsiones de ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema y la demanda de ciclos se corresponde con las necesidades de potencia del sistema eléctrico indicadas por REE.

Figura 7.1.1. Escenario de demanda anual

	2000 [bcm]	2001 [bcm]	2002 [bcm]	2003 [bcm]	2004 [bcm]	2005 [bcm]
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8
DEMANDA CICLOS	0,0	0,0	1,7	3,1	4,9	6,0
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	21,9	25,0	28,3	30,8

Fuente: CNE

Para ello, se tienen en cuenta además de las infraestructuras actuales y en construcción, las propuestas de nuevas infraestructuras remitidas a esta Comisión por los distintos transportistas actuales o futuros, de acuerdo con la fecha prevista de puesta en servicio de cada una de ellas, y se analiza en cada año el comportamiento del sistema.

La demanda que se utiliza para el dimensionamiento de infraestructuras de transporte es la demanda del día punta (**figura 7.1.2**).

Para el *mercado convencional* se consideran dos hipótesis correspondientes al día punta:

- Demanda del día punta normal, correspondiente al día más frío de cada cinco años. En este escenario la

demanda punta se considera igual a 1,55 veces la demanda media del sistema.

- Demanda del día punta extremo, correspondiente al día más frío de cada diez años. En este escenario la demanda punta se considera igual a 1,60 veces la demanda media del sistema.

- El escenario más probable conforme al avance del proyecto, en adelante escenario de CNE, que se describe en el capítulo 4. El calendario de entrada en funcionamiento de las centrales de ciclos combinados de este escenario se resume en la **figura 7.1.3**.

En cuanto a la demanda de los nuevos *ciclos combinados*, en este capítulo se analiza el comportamiento del sistema con dos escenarios distintos:

- El escenario de ENAGAS, al que hacen referencia sus simulaciones

Ambos escenarios son bastante parecidos y reflejan una senda de implantación de centrales de ciclos combinados intermedia entre la proporcionada por REE y las previsiones de los promotores de ciclos combinados.

Figura 7.1.2. Escenarios de demanda punta considerados en las simulaciones del sistema

	2000 [Mte/día]	2001 [Mte/día]	2002 [Mte/día]	2003 [Mte/día]	2004 [Mte/día]	2005 [Mte/día]
Mercado Convencional						
Demanda Día Punta Normal	611	730	805	907	959	1012
Demanda Día Punta Extremo		755	834	938	995	1048
Mercado ciclos						
Escenario de ENAGAS	0	0	109	249	499	561
Escenario de CNE	0	0	109	172	406	499

Fuente: CNE

Figura 7.1.3. Escenario probable de puesta en marcha de ciclos combinados

Localización	Calendario de incorporación de nuevos ciclos combinados			
	2002	2003	2004	2005
Tarragona		1		2
Barcelona	2			
Castellón	2			
Murcia			3	2
Rioja			2	
Navarra	1	1		
Vizcaya		2	2	
Toledo			1	
Cádiz	2		5	1
Huelva			2	1
Grupos Totales, escenario CNE	7	11	26	32
Grupos Totales, escenario ENAGAS	7	16	32	36

Fuente: CNE

En resumen, la demanda punta prevista, se duplica en cuatro años. Teniendo en cuenta que la capacidad máxima de transporte de las infraestructuras actuales en términos anuales y diarios es del orden de 21 bcm/año ó 700 Mte/día (ver capítulo 3.1.3), parece clara la necesidad de acometer un importante proceso de construcción de infraestructuras que permitan abastecer a la demanda prevista.

Influencias externas al sistema español

Gasoducto del Magreb

De acuerdo con la información presentada por el grupo Gas Natural al Gestor Técnico del Sistema, la capacidad de entrada al sistema español por la conexión internacional de Tarifa se verá incrementada en 3 bcm/año a partir del año 2004, gracias a la ampliación de capacidad del gasoducto del Magreb en sus tramos argelino y marroquí. Esto supone un incremento de la capacidad de entrada por Tarifa hasta los 9,6 bcm/año, una vez descontada la capacidad asignada al mercado portugués.

Conexión con Francia

La hipótesis de trabajo del Gestor Técnico del Sistema no prevé un aumento de la interconexión con Francia a través de Larrau en el periodo considerado.

Por otro lado, existe una previsión de conexión con Francia a través del País Vasco, que a partir del invierno del año 2003 se estima sea de 0,5 bcm pero que fuera del horizonte de estudio puede alcanzar un valor de 2 bcm.

Sistema Portugués

El tránsito de gas con destino al mercado portugués fue en el año 2000 de 19.560 Mte desde la conexión de Tarifa a Badajoz y de 3.517 Mte desde la planta de Huelva a Badajoz.

Hasta la entrada en funcionamiento de la planta de GNL de Sines en Portugal, prevista para principios del año 2003, los aumentos de demanda del sistema portugués deberán ser atendidos a través del sistema español.

A partir de la puesta en servicio de la planta de Sines, cesarán las descargas de GNL en la planta de Huelva. La planta de Sines aumenta la seguridad de suministro del sistema ibérico de gas natural, y con su puesta en marcha aparece una posibilidad de realizar intercambios entre el gas introducido por Tarifa para el mercado portugués y el gas introducido por Sines, especialmente si se acelera la liberalización del mercado portugués.

El Gestor Técnico del Sistema no dispone de una previsión de la demanda del sistema portugués ni de los flujos de gas en tránsito hacia dicho sistema durante los próximos años.

7.1.2. Propuestas de infraestructuras de gas presentadas por los agentes

En este apartado se recogen las propuestas de infraestructura de los distintos agentes para cada año. En apartados posteriores se examinará la idoneidad de estos proyectos en función de su adecuación a la demanda y se definirá un plan de infraestructuras a desarrollar basándose en estas propuestas.

Durante los años 2001, 2002 y parte del 2003, más que hablar de propuestas de nuevas infraestructuras, cabe hablar de previsiones de puesta en marcha de los proyectos ya aprobados y en curso de ejecución, entre los que destacan la planta de regasificación de Bilbao y la ampliación de las plantas de Cartagena y Barcelona.

Los proyectos de infraestructuras propuestos para entrar en servicio a partir del año 2003 que en general no cuentan con autorización administrativa, deberían contar con el visto bueno de la Administración previa la autorización del oportuno expediente de autorización en el plazo más corto posible.

Teniendo en cuenta las fechas en que deben entrar en funcionamiento, así como el periodo de construcción de las mismas, superior a un año para gasoductos y más de dos años para plantas, es de vital importancia que las

autorizaciones se tramiten lo más rápidamente posible, sin que haya demora, ni en la petición de la autorización, ni en la tramitación de la misma.

A continuación se recogen los diferentes proyectos presentados, ordenados de acuerdo con la fecha de puesta en marcha prevista por el promotor del proyecto.

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2001

En la **figura 7.1.4** se exponen los proyectos de infraestructura propuestos por los agentes para este año.

La ampliación de la estación de compresión de Almendralejo aumentará la capacidad de transporte de la ruta de la Plata, facilitando la alimentación de gas al centro de la Península y el mayor aprovechamiento por tanto de la capacidad de emisión de Huelva y Tarifa.

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2002

En la **figura 7.1.5** se presentan las infraestructuras propuestas para este año.

Con la entrada en funcionamiento del segundo tanque de Cartagena a principios de 2002, se dispondrá de una planta similar a la de Huelva en la actualidad, con capacidad

Figura 7.1.4. Infraestructuras previstas para el año 2001

Estaciones de compresión	Transportista	Incremento capacidad (m ³ (n)/h)	Capacidad final (m ³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliaciones				
Almendralejo	ENAGAS	200.000	800.000	4º Trimestre 2001

Figura 7.1.5. Infraestructuras previstas para el año 2002

Plantas de regasificación		Transportista	Fecha de puesta en marcha	
Planta de Barcelona				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 150.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 750.000 m³ (n)/h	ENAGAS	1er Trimestre 2002		
Planta de Cartagena		ENAGAS		
Segundo tanque de almacenamiento con capacidad para 105.000 m³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 160.000 m³ GNL.		1er Trimestre 2002		
Incremento de la capacidad de emisión en 150.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 600.000 m³ (n)/h		4º Trimestre 2002		
Red básica de gasoductos	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Arrigorriaga-Santurce	GAS DE EUSKADI	25	30	3er Trimestre 2002
Almacenamientos subterráneos		Transportista	Fecha de puesta en marcha	
Ampliación Serrablo				
Aumento de la capacidad de extracción de Serrablo en 50.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de extracción de 200.000 m³ (n)/h	ENAGAS	2002		

suficiente para descargar grandes metaneros y para utilizar la capacidad de producción de 450.000 m³(n)/h, que actualmente está infrautilizada por la falta de almacenamiento.

En el primer trimestre aumentará en 150.000 m³(n)/h la capacidad de emisión de Barcelona. En el último trimestre aumentará en otros 150.000 m³(n)/h la capacidad de regasificación de Cartagena, situándose en 600.000 m³(n)/h.

El gasoducto Arrigorriaga-Santurce conectará la futura planta de regasificación de Bilbao con la red básica de gasoductos.

Por tanto, las infraestructuras más significativas del año 2002 se sitúan en el eje del Mediterráneo. Esto

debe permitir suministrar una demanda creciente principalmente a lo largo de este eje y de la zona del Ebro.

Es de reseñar también el aumento de la capacidad de emisión del almacenamiento de Serrablo, que pasa en los años 2001-2002 de 150.000 m³(n)/h a 200.000 m³(n)/h

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2003

En la **figura 7.1.6** se incluyen las propuestas de infraestructura para este año.

Figura 7.1.6. Infraestructuras previstas para el año 2003

Plantas de regasificación		Transportista	Fecha de puesta en marcha	
Planta de Barcelona				
Nuevo atraque para buques de 140.000 m³ GNL, (el actual es de 80.000 m³ GNL)		ENAGAS	1er Trimestre 2003	
Planta de Cartagena				
Incremento de capacidad de emisión en 150.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 750.000 m³ (n)/h		ENAGAS	3er Trimestre 2003	
Planta de Bilbao				
Nueva planta con capacidad de emisión de 400.000 m³ (n)/h, y dos tanques de almacenamiento de 150.000 m³ GNL cada uno		BBG	2º-3er Trimestre 2003	
Red básica de gasoductos	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Irún-Irún	GAS DE EUSKADI	3	26	3er Trimestre 2003
Estaciones de compresión	Transportista	Incremento capacidad (m³ (n)/h)	Capacidad final (m³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliaciones EC				
Arbós (Tarragona)	ENAGAS	350.000	600.000	1er Trimestre 2003
Paterna (Valencia)	ENAGAS	200.000	600.000	1er Trimestre 2003
Almacenamientos subterráneos				
			Transportista	Fecha de puesta en marcha
Ampliación Almacenamientos				
Aumento de la capacidad de almacenamiento útil de Serrablo en 243 Mm³(n), consiguiendo una capacidad final de almacenamiento útil de 738 Mm³(n)			ENAGAS	2003

Con las infraestructuras previstas para el 2003 se dispondrá de cuatro plantas de regasificación, todas ellas con capacidad de descarga de metaneros de gran capacidad. La capacidad de regasificación aumentaría con los 400.000 m³ (n)/h de Bilbao y 150.000 m³ (n)/h en Cartagena.

El aumento de capacidad de las estaciones de compresión de Arbos (Tarragona) y de Paterna (Valencia) estaría destinado a vehicular más gas desde las plantas de Barcelona y Cartagena, por tanto son medidas acordes con el incremento de la capacidad de regasificación.

Está previsto disponer de una capacidad adicional de almacenamiento en Serrablo utilizable de 2.430 Mte.

El gasoducto de unión de la red de Gas de Euskadi con la red de Gaz du Sud-Ouest, en Irún, de sólo tres kilómetros, permitiría pequeños intercambios en situaciones puntuales, aumentando la seguridad de los sistemas de ambos transportistas.

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2004

En la **figura 7.1.7** se exponen las propuestas de infraestructuras de los agentes en este año.

A la vista de estas propuestas, en el año 2004 aumentaría la capacidad de entrada desde Huelva y por la conexión internacional de Tarifa (mediante la construcción de nuevas infraestructuras en los tramos marroquí y argelino), asociadas al aumento de la mayor capacidad de transporte Sur-Norte que aportaría el nuevo eje Huelva-Córdoba-Madrid y las estaciones de compresión de Córdoba y Sevilla.

Es de destacar las dos propuestas de construcción de nuevas Plantas de Regasificación en Sagunto y en la ría del Ferrol.

La estación de compresión de Zaragoza refuerza la capacidad de transporte en el eje del Ebro.

Es de destacar también las previsiones de disponibilidad de un nuevo almacenamiento en Guadalajara, cercano a Madrid. Se desarrolla el gasoducto correspondiente, Algete-Santa Bárbara, para unir el almacenamiento con el resto del sistema y se refuerza la estación de compresión situada en cabecera. Este almacenamiento durante el 2004 estaría únicamente en fase de inyección, pudiendo existir cierta disponibilidad de gas para el año 2005.

ENAGAS considera que aumentará la capacidad utilizable de Serrablo en otros 2.000 Mte

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2005

En la **figura 7.1.8** se recogen los proyectos de infraestructura propuestos por los agentes para este año.

En el año 2005, al igual que se proponía para el 2004, se produciría un importante aumento de la capacidad del sistema, sobre todo en lo relativo a las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena, que contarían cada una con un nuevo tanque de 150.000 m³ GNL y aumentarían en proporción su capacidad de regasificación, en concreto 500.000 m³ (n)/h Barcelona y Huelva y 300.000 m³ (n)/h Cartagena.

Es de destacar también la propuesta del refuerzo Barcelona- Tivissa y el aumento de capacidad de las estaciones de compresión de Arbós y Tivissa, que permitirían aumentar la capacidad de transporte de gas desde o hacia Barcelona, favoreciendo la seguridad de suministro a la zona catalana ante hipotéticos fallos de la planta de Barcelona.

Con los diámetros propuestos para el gasoducto Bergara-Irún y la disponibilidad de capacidad de regasificación de 800.000 m³(n)/h de Bilbao, este gasoducto podría servir

Figura 7.1.7. Infraestructuras propuestas para el año 2004

Plantas de regasificación		Transportista	Fecha de puesta en marcha	
Planta de Huelva				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 450.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 900.000 m³ (n)/h		ENAGAS	2º Trimestre 2004	
Planta de Bilbao				
Incremento de capacidad de emisión en 400.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 800.000 m³ (n)/h		BBG	2004	
Planta en la ría del Ferrol				
Nueva planta con capacidad de emisión de 400.000 m³ (n)/h, y dos tanques de almacenamiento de 150.000 m³ GNL cada uno		REGANOSA	4º Trimestre 2004	
Planta de Sagunto				
Nueva planta con capacidad de emisión de 750.000 m³ (n)/h, y dos tanques de almacenamiento de 150.000 m³ GNL cada uno		U.FEN. – IBER	4º Trimestre 2004	
Conexiones internacionales				
Conexión internacional de Tarifa				
Aumento de la capacidad de la conexión hasta 1.100.000 m³(n)/h			2004	
Red básica de gasoductos				
	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Huelva-Córdoba	ENAGAS	241	30	2º Trimestre 2004
Gasoducto Córdoba-Madrid	ENAGAS	361	32	2º Trimestre 2004
Gasoducto Algete-Santa Bárbara (Guadalajara)	ENAGAS	70	24	2º Trimestre 2004
Gasoductos asociados a la planta en la ría del Ferrol				2004
Tramo Mugardos-Cábanas		9	30	
Tramo Cábanas-Abegondo		28	24	
Tramo Abegondo-Sabón		38	16	
Ramal a Meirama		4	10	
Tramo Cábanas-As Pontes		24	24	
Tramo As Pontes-Villalba		19	24	
Estaciones de compresión				
	Transportista	Incremento capacidad (m³ (n)/h)	Capacidad final (m³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliación EC				
Sevilla	ENAGAS	750.000	1.000.000	2º Trimestre 2004
Algete	ENAGAS	200.000	400.000	2º Trimestre 2004
Nuevas EC				
Zaragoza	ENAGAS		400.000	1er Trimestre 2004
Córdoba	ENAGAS		2.300.000	2º Trimestre 2004

Almacenamientos subterráneos		Transportista	Fecha de puesta en marcha
Ampliación Serrablo			
Aumento de la capacidad de almacenamiento útil de Serrablo en 200 Mm ³ (n), consiguiendo una capacidad final de almacenamiento útil de 938 Mm ³ (n)	ENAGAS	2004	
Aumento de la capacidad de extracción en Serrablo hasta 312.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	2004	
Nuevo almacenamiento en Guadalajara			
Nuevo almacenamiento de Santa Bárbara, con una capacidad de almacenamiento útil de 167 Mm ³ (n)	ENAGAS	2004	

Figura 7.1.8. Infraestructuras propuestas para el año 2005

Plantas de regasificación		Transportista	Fecha de puesta en marcha	
Planta de Barcelona				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 500.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 1.250.000 m³ (n)/h	ENAGAS	3 ^{er} Trimestre 2005		
Quinto tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 390.000 m³ GNL		3 ^{er} Trimestre 2005		
Planta de Huelva				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 500.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 1.400.000 m³ (n)/h	ENAGAS	1 ^{er} Trimestre 2005		
Tercer tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 310.000 m³ GNL.		1 ^{er} Trimestre 2005		
Planta de Cartagena				
Incremento de la capacidad de emisión de 300.000 m³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 1.050.000 m³ (n)/h	ENAGAS	1 ^{er} Trimestre 2005		
Tercer tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 310.000 m³ GNL		1 ^{er} Trimestre 2005		
Red básica de gasoductos				
	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Barcelona-Tivissa	ENAGAS	162	24	1 ^{er} Trimestre 2005
Gasoducto conexión Oeste-Este:				
Alcázar de San Juan-Alcudia de Crespins	ENAGAS	248	30	1 ^{er} Trimestre 2005
Gasoducto Bergara-Irún (Duplicación)	GAS DE EUSKADI	89	24 - 26	1 ^{er} Trimestre 2005

Estaciones de compresión	Transportista	Incremento capacidad (m³ (n)/h)	Capacidad final (m³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliación EC				
Arbós (Tarragona)	ENAGAS	200.000	800.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Tivissa (Tarragona)	ENAGAS	400.000	800.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Zamora	ENAGAS	200.000	400.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Nuevas EC				
Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	ENAGAS		400.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Alcoy (Alicante)	ENAGAS		600.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Alcudia de Crespins (Valencia)	ENAGAS		400.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Almacenamientos subterráneos			Transportista	Fecha de puesta en marcha
Ampliación				
Aumento de la capacidad de almacenamiento útil de Sta. Bárbara en 500 Mm³(n), consiguiendo una capacidad final de almacenamiento útil de 667 Mm³(n)			ENAGAS	2005
Nuevo almacenamiento				
Nuevo almacenamiento de Reús/Sariñera, con una capacidad de almacenamiento útil de 100 Mm³(n)			ENAGAS	2005

para tránsito de gas desde España hacia Francia, dada la inmediatez de agotamiento del yacimiento de Lacq.

El gasoducto Alcázar de San Juan (Ciudad Real)-Alcudia de Crespins (Valencia) aumentaría el mallado del sistema, posibilitando el intercambio de gas entre la zona mediterránea y la zona centro, hasta este momento incomunicadas de forma directa. Serían necesarias las dos estaciones situadas en sus extremos para dar versatilidad al gasoducto.

Las estaciones de compresión de Alcoy reforzarían la capacidad de transporte del eje mediterráneo u oriental.

ENAGAS plantea la posibilidad de que para este año se disponga de un nuevo almacenamiento, bien en Reus, lugar cercano a la zona de gran consumo catalana, o en su defecto en Sariñena (Huesca).

Resumen de capacidad del sistema con todas las infraestructuras propuestas

La evolución de la capacidad del sistema con todas las infraestructuras propuestas por los distintos operadores, se muestra en la **figura 7.1.9**.

Figura 7.1.9. Capacidades anuales del sistema con todas las infraestructuras propuestas

	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad de entrada al sistema m³(n)/h	3.300.000	3.850.000	4.450.000	6.850.000	8.150.000
Capacidad de regasificación m³(n)/h	1.918.000	2.400.000	2.950.000	4.950.000	6.250.000
Almacenamiento de GNL m³ gnl	455.000	560.000	860.000	1.460.000	1.910.000
Previsiones demanda convencional punta normal + demanda ciclos CNE m³(n)/h		3.809.200	4.494.200	5.685.800	6.296.700

Fuente: CNE

El análisis de los proyectos se realiza en apartados posteriores. Únicamente destacar en este punto que con todas las propuestas de los agentes con los plazos previstos por cada una de ellos, y fijándonos en la capacidad de entrada del sistema, está muy ajustada hasta el año 2003, produciéndose en el 2005 un excedente de capacidad de entrada.

Infraestructuras propuestas por los agentes a más largo plazo: más allá de 2005

En este informe no se realiza una valoración de las infraestructuras propuestas para más allá del año 2005, ya que la misma debe corresponder a la planificación que está realizando el Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas, y que debe aprobar el Gobierno. Únicamente se indican cuales son estas alternativas, a efectos de tener una visión general de las distintas posibilidades de evolución de las infraestructuras y de la correlación del desarrollo del sistema a corto - medio plazo con el desarrollo a largo plazo.

Las infraestructuras propuestas por los distintos agentes para un horizonte temporal a largo plazo son las siguientes:

- Aumento de la capacidad de almacenamiento y emisión del **almacenamiento subterráneo de Gaviota**.
- Utilización del **yacimiento de Poseidón**, una vez agotado, como almacenamiento.
- **Ampliación de la conexión con Francia por Larrau**: Gaz de France planteó la posibilidad de duplicar la capacidad de esta conexión, condicionado a desarrollos en Francia que aumenten la capacidad del sistema francés (2 bcm).
- **Conexión directa con Argelia**, con punto de entrada en España en la provincia de Almería. Este proyecto, liderado por Cepsa, cuenta con varios socios nacionales e internacionales. Se desconoce la capacidad de entrada que puede proporcionar al sistema y el trazado de los gasoductos de transporte en territorio español, por lo que resulta difícil evaluar sus efectos sobre el sistema y las infraestructuras que se proponen en el período 2001-2005.

- **Gasoducto Sagunto - Monreal del Campo-Madrid**, propuesto por Unión Fenosa, y que atravesaría las provincias de Teruel y Guadalajara y del que partiría un ramal a Zaragoza para conectar la zona de Levante con la Zona Centro y el eje del Ebro. Este gasoducto podría ser una alternativa al gasoducto Alcazar de San Juan (Ciudad Real) – Alcudia de Crespins (Valencia), propuesto por ENAGAS y que uniría la zona de Levante con la zona centro atravesando Albacete.

- **Gasoducto Castellón - Sagunto - Valencia**, propuesto por Unión Fenosa en diámetro máximo de 20" y mínimo de 12", transcurriría paralelo al eje actual pero tendría una capacidad de transporte notablemente inferior debido a su pequeño diámetro y ausencia de estaciones de compresión.

- **Segunda fase de la planta en la ría del Ferrol**, prevista a partir del año 2005 para dar 5 bcm/año.

- Gasoductos asociados a la planta en la ría del Ferrol, que serían el **Abegondo - Lugo - León** en 20" o 24" y el **Abegondo - Santiago - Vigo -Portugal**, en un trazado paralelo al gasoducto existente.

Refuerzos de la red de distribución ligados a desarrollos de la red de transporte

Los nuevos desarrollos o refuerzos de las redes de distribución están íntimamente ligados a la existencia de excedentes de capacidad de transporte en los gasoductos de transporte o a los nuevos desarrollos de las redes de transporte.

En este sentido, a continuación se detallan algunos de los planes de desarrollo de infraestructuras que están directamente relacionados con la red de transporte y presuponen un aumento de capacidad de la misma en distintos puntos del sistema. No se ha realizado ninguna evaluación de dichos proyectos. Los más relevantes son los siguientes:

Aragón

- Refuerzo de la red de Andorra (Teruel) desde la Central Térmica.

Asturias

- Refuerzo de la red de Asturias en el eje Avilés-Gijón

Castilla-León

- Refuerzo de la red de Toro.
- Refuerzo de la red de Valladolid.

Cataluña

- Finalización del gasoducto Castellnou-Tamarite de Litera para asegurar el suministro en el ramal de transporte Subirats-Huesca.
- Necesidad de dos nuevos puntos de aporte al gasoducto prelitoral de Barcelona y aportes desde este gasoducto al gasoducto Litoral de Barcelona mediante la unión La Roca-Argentona.
- Refuerzo Subirats-Odena en 50 bares del gasoducto Subirats-Igualada-Lleida.

Comunidad Valenciana

- Refuerzo de la red de Castellón.
- Refuerzo de la red de Nules.
- Refuerzo de la red de Valencia en Puzol.

Madrid

- Necesidad de incrementar la capacidad de entrada al anillo de distribución de Madrid, por Manoteras (refuerzo de transporte Algete-Manoteras) y por la nueva posición de transporte B21 (refuerzos en Sta Eugenia y Vallecas).
- Suministro a Alpedrete y realimentación de la red de distribución de Madrid por el Noroeste,

(finalización del ramal de transporte Colmenar-Alpedrete)

- Refuerzo de la red de St. Martín de la Vega y Valdemoro y nuevo aporte desde la red de transporte a Navalcarnero.

Navarra

- Dos nuevos puntos de entrega desde la red de transporte a la de distribución en Pamplona (Alsasua) y en Estella.

7.1.3. Adecuación de las Infraestructuras a la demanda

A lo largo de este apartado se analiza la adecuación de las instalaciones de transporte a la cobertura de la demanda futura.

El resultado final de las simulaciones de la operación del sistema, con el escenario de demanda considerado y las infraestructuras propuestas para cada año, ha sido facilitado por ENAGAS, en su papel de Gestor Técnico del Sistema.

En caso de insuficiencia de infraestructuras para atender a la demanda, ENAGAS da prioridad a la demanda del mercado convencional firme, después la demanda convencional interrumpible, y posteriormente asigna las capacidades restantes a los nuevos consumos de los ciclos combinados. Las restricciones que afectan a los ciclos combinados (representados en módulos de 400 MW) son de dos tipos:

- Ciclos combinados con restricciones en punta: hasta un máximo de 6 días, consecutivos o alternos, durante el periodo invernal.
- Ciclos combinados con posibles restricciones en todo el periodo invernal: desde noviembre a febrero, ambos incluidos.

La asignación de restricciones entre los distintos ciclos combinados depende principalmente de su ubicación geográfica. En caso de que dos ciclos compitan por la misma capacidad, se ha dado prioridad al primero que reserva capacidad en el sistema gasista (solicitando y suscribiendo el correspondiente contrato de acceso). ENAGAS ha trasladado las restricciones previstas en el sistema para los años 2003 y 2004 a los contratos de acceso de ciclos combinados, que permiten por lo tanto ejecutar la interumpibilidad por problemas de red a estos clientes durante 6 días o todo el invierno, según sea cada caso.

En este análisis se examinan los refuerzos y medidas de urgencia que serían necesarios para atender a toda la demanda prevista, adelantando incluso alguna de las propuestas de los agentes, si esto fuese necesario. Dados los plazos de construcción de infraestructuras, las medidas que se tomen en la actualidad sólo podrán comenzar a tener efectos positivos a partir del año 2003.

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2001

Según se expone en el apartado 7.1.2, durante el año en curso únicamente se pondrá en marcha la ampliación de la estación de compresión de Almendralejo.

Con este apoyo adicional al consumo de la zona centro, cabe esperar que no haya problemas de suministro al sistema en una situación de punta de demanda de invierno normal.

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2002

El escenario de demanda a cubrir en este año sería el indicado en la **figura 7.1.10**

Las infraestructuras previstas para finales de este año, de acuerdo con el apartado 7.1.2, incluyen el aumento de la capacidad de regasificación de Barcelona y Cartagena hasta totalizar 1.350.000 m³(n)/h y 600.000 m³(n)/h respectivamente, el nuevo tanque de 105.000 m³ de GNL en Cartagena, la ampliación de la capacidad de emisión de Serrablo hasta 200.000 m³(n)/h y el gasoducto Arrigorriaga-Santurce.

La capacidad de entrada al sistema de transporte para el año 2002 sería de 3.850.000 m³(n)/h. Esta capacidad de entrada sería suficiente para atender el escenario de demanda punta convencional y los 7 módulos de ciclos combinados que se prevé funcionarán a finales de este año. Sin embargo si se diese la situación de demanda punta extrema, sólo se podrían atender 5 ciclos en punta.

No obstante, para que el análisis esté completo ha de comprobarse que esta demanda es transportable, extremo para el que se utilizan las simulaciones proporcionadas para el año 2002 por el Gestor del Sistema, cuyo resultado se muestra en las **figuras 7.1.11 y 7.1.12**.

Figura 7.1.10. Demanda punta prevista para el año 2002

2002	Mte/día	m³(n)/h	Nº grupos
Demanda convencional punta normal	805	3.354.200	
Demanda convencional punta extrema	834	3.475.000	
Demanda ciclos. Escenario ENAGAS	109	455.000	7
Demanda ciclos. Escenario CNE	109	455.000	7

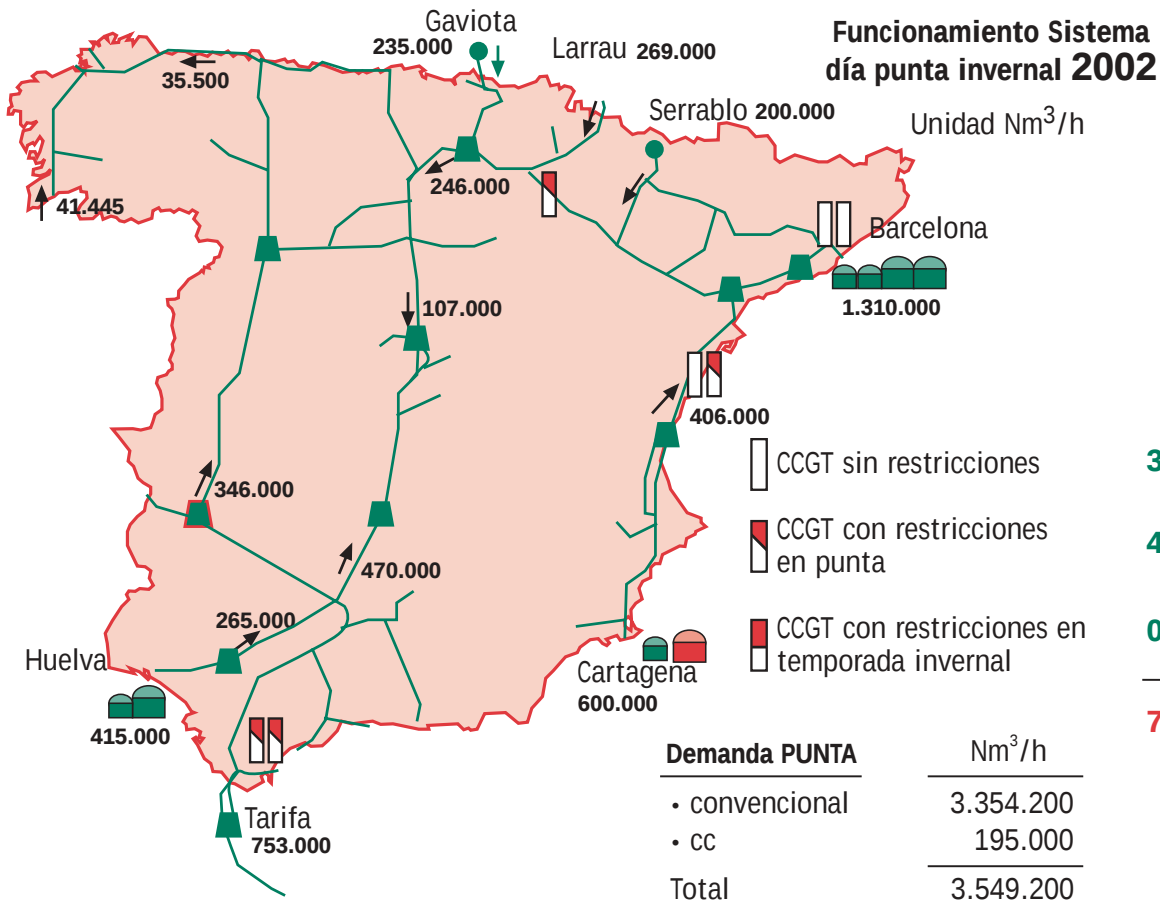
Fuente: CNE

De acuerdo con la primera simulación, **figura 7.1.11**, correspondiente al escenario de demanda normal, no existirían problemas para suministrar en su totalidad la demanda convencional punta y dar además 195.000 m³(n)/h de suministro a ciclos combinados, correspondiente a tres grupos de 400 MW, dos en Barcelona y uno en Castellón. Los cuatro ciclos restantes tendrían restricciones en punta (hasta un máximo de seis días) por insuficiente capacidad de la red de transporte de los gasoductos.

Con el escenario de demanda punta extrema, recogido en la **figura 7.1.12**, se suministraría a la demanda convencional, pero únicamente sería posible atender sin problemas a los dos grupos de 400 MW situados en Barcelona.

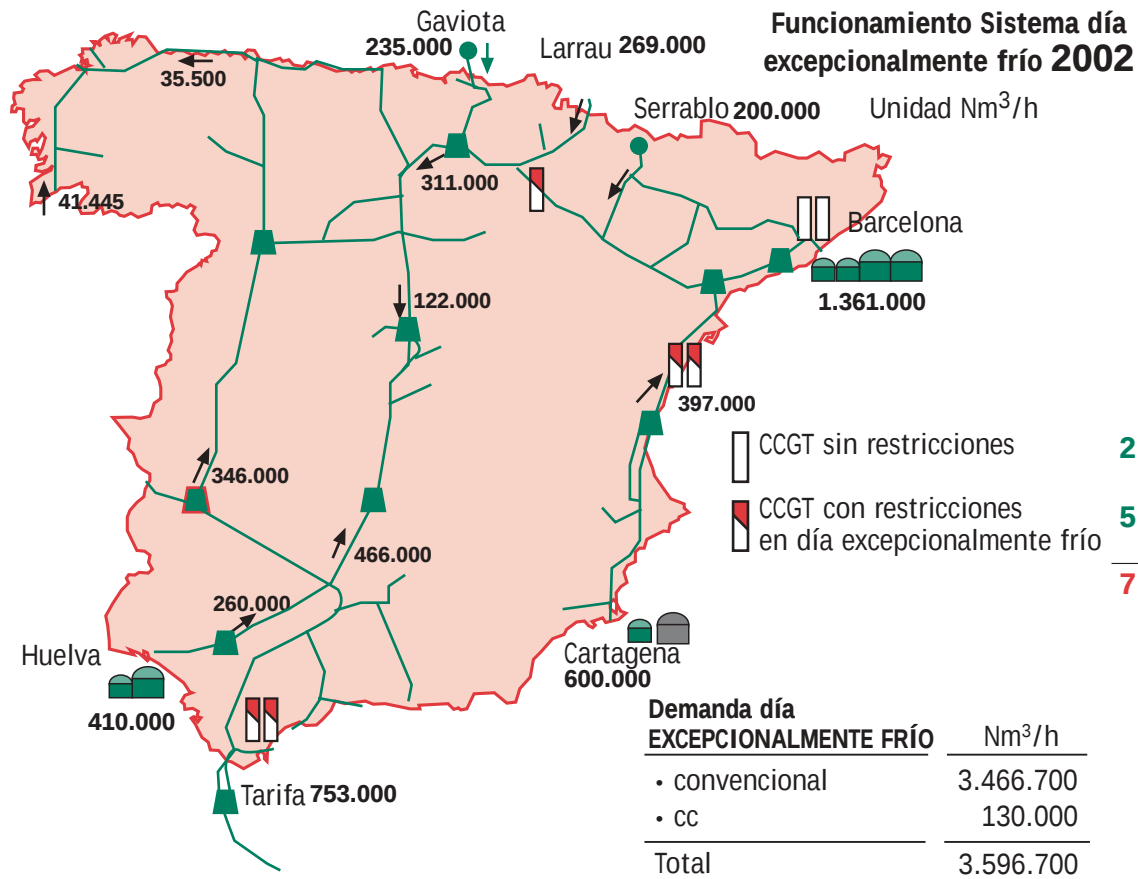
Por tanto, las infraestructuras de transporte establecen la restricción al sistema este año.

Figura 7.1.11. Funcionamiento del sistema en el año 2002 con el escenario de demanda convencional normal y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

Figura 7.1.12. Funcionamiento del sistema en el año 2002 con el escenario de demanda convencional punta extrema y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2003

El escenario de demanda a cubrir en este año sería el indicado en la **figura 7.1.13**.

Las infraestructuras que se estiman pueden estar disponibles en el año 2003 serán, de acuerdo con el apartado 7.1.2, el nuevo atraque para buques de 140.000 m³ de GNL en Barcelona, el incremento de la capacidad de producción de Cartagena hasta 750.000 m³(n)/h, la

Figura 7.1.13. Demanda punta prevista para el año 2003

2003	Mte/día	m ³ (n)/h	Nº grupos
Demanda convencional punta normal	907	3.779.200	
Demanda convencional punta extrema	938	3.908.000	
Demanda ciclos. Fuente Enagas	250	1.040.000	16
Demanda ciclos. Fuente CNE	172	715.000	11

Fuente: CNE

nueva planta de regasificación de Bilbao con dos tanques de 150.000 m³ de GNL cada uno y una capacidad de regasificación de 400.000 m³(n)/h, la conexión del sistema español con el sistema francés por Irún con un gasoducto de 3 km, las estaciones de compresión de Arbós y Paterna con capacidades de vehiculación de 600.000 m³(n)/h cada una y el aumento de la capacidad de almacenamiento útil en Serrablo hasta totalizar los 738 Mm³(n).

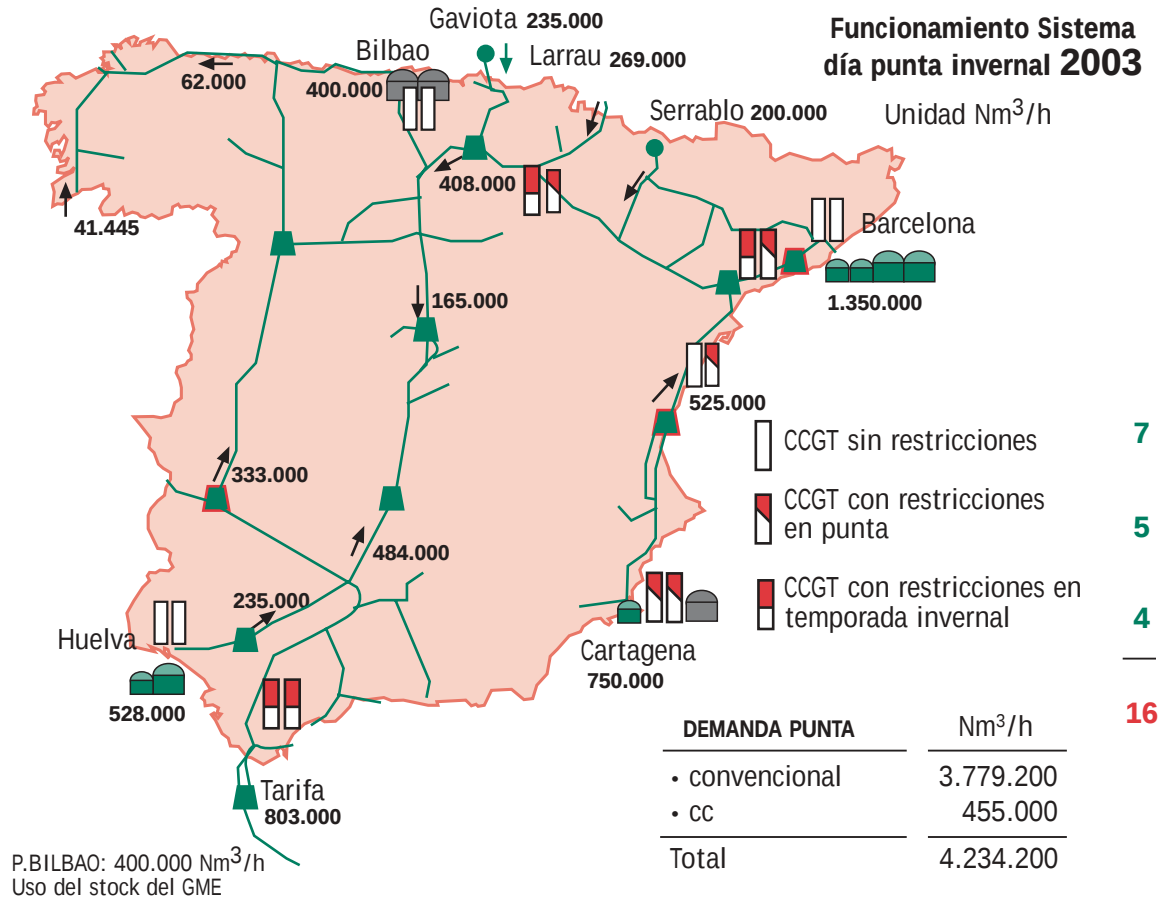
La capacidad de entrada que proporcionarían las infraestructuras propuestas para el año 2003 sería de 4.450.000 m³(n)/h. Si se diese el escenario de demanda convencional de punta normal y la demanda estimada de ciclos combinados de acuerdo con el escenario de la CNE, esta capacidad de entrada dejaría desatendido un grupo de 400 MW.

Si se diese el escenario de demanda convencional de punta extrema, más la demanda de ciclos del escenario más probable de la CNE, la capacidad de entrada propuesta para este año dejaría desatendidos 3 ciclos en esta situación.

Para analizar la capacidad de transporte del sistema nos fijamos en las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema para los dos escenarios de demanda convencional fijados más los 16 ciclos que ENAGAS valora que entrarán en operación este año. **figura 7.1.14 y figura 7.1.15.**

La simulación de la operación con la punta de demanda convencional normal (**figura 7.1.14**) pone de manifiesto que se puede suministrar toda la demanda convencional de este escenario y 7 grupos de ciclos combinados, dos al lado de la

Figura 7.1.14. Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda convencional normal y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



planta de Barcelona, dos al lado de la planta de Bilbao, dos al lado de Huelva y uno en Castellón. Para los seis primeros ciclos el sistema no está realizando prácticamente esfuerzo de transporte; únicamente el ubicado en Castellón mejora su situación respecto al año 2002, por la ventaja que supone el aumento de producción en planta de Cartagena y el aumento de capacidad de transporte en ese eje con la mayor capacidad de vehiculación de la estación de compresión de Paterna.

En el sur, los ciclos de Tarifa ven empeorada su situación respecto al año 2002, al aumentar la demanda convencional de la zona centro, y pudiendo llegar a no tener gas suficiente para suministro a lo largo del invierno.

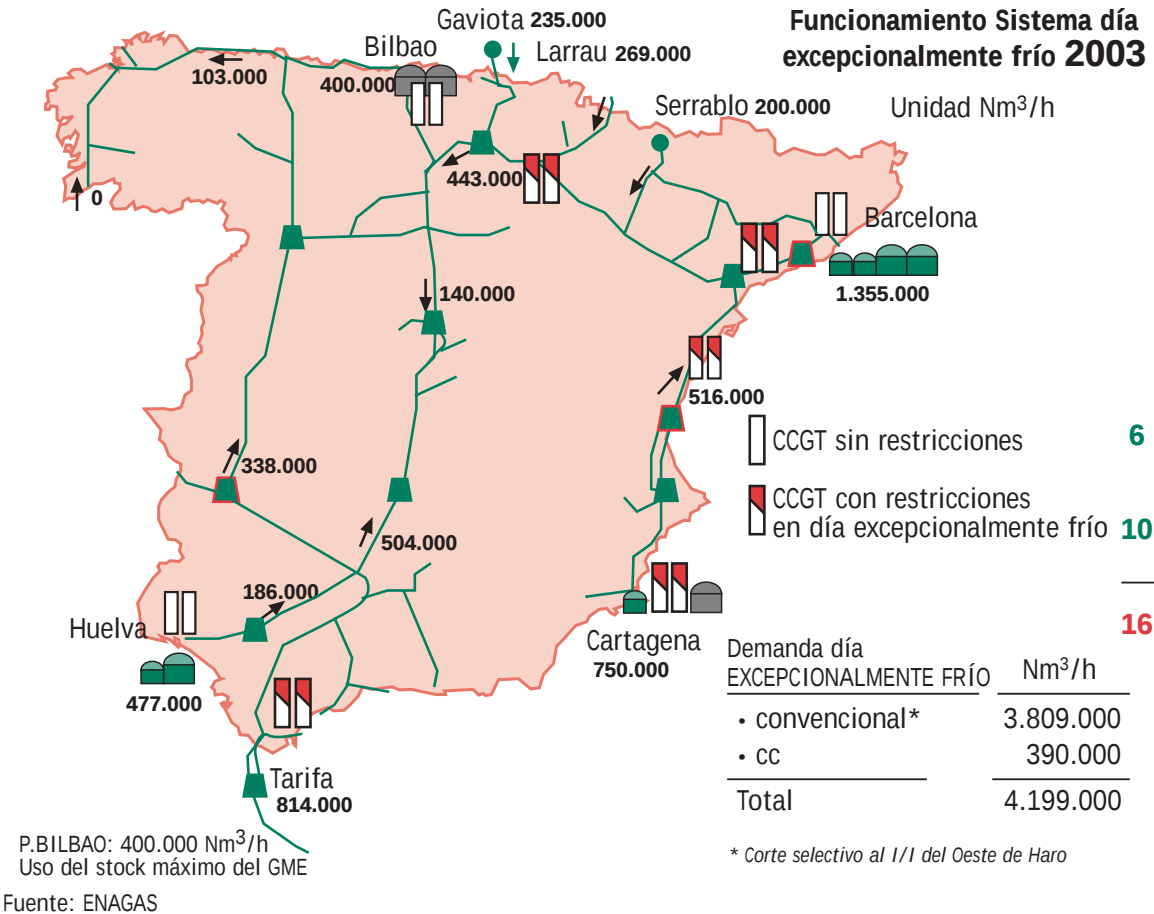
Con el escenario de demanda convencional punta extrema (figura 7.1.15) empeora la situación: el Gestor estima que

con esta demanda debería de cortar 100.000 m³(n)/h de demanda industrial interrumpible en la zona occidental, al oeste de Haro, para asegurar el suministro al resto del mercado. En el eje Mediterráneo ya no se puede suministrar al ciclo de Castellón.

Por tanto, lo que ocurriría en el año 2003 si sólo se dispusiese de los refuerzos previstos es que la capacidad de transporte aumentaría muy poco con respecto al año 2002, y no lo haría, en ningún caso, en consonancia con la demanda. Ni siquiera la capacidad de entrada sería suficiente para atender al mercado convencional esperado en día de punta extrema.

En este sentido sería necesario adelantar alguna de las infraestructuras. En concreto, la duplicación del Huelva-Madrid, propuesta para el año 2004, debería iniciarse lo antes posible,

Figura 7.1.15: Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda convencional punta extrema con interrumpibilidad aplicada y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



para que su construcción se finalice en plazo para atender la demanda del eje occidental en el invierno 2003/2004.

En la **figura 7.1.16** se incluye una simulación del escenario de punta de demanda convencional normal, más los 16 ciclos que considera el Gestor Técnico del Sistema, incluyendo el adelanto del gasoducto Huelva-Madrid, la ampliación de capacidad de regasificación en Huelva, la nueva estación de compresión de Córdoba y la ampliación de la estación de compresión de Sevilla.

Con este refuerzo se estaría atendiendo la punta invernal normal de demanda convencional y 5 ciclos más que antes de disponer del mismo, se suministraría un total de 12 ciclos en punta y únicamente 4 de los que prevé el Gestor del Sistema tendrían restricciones en punta. Se atenderían 325.000 m³(n)/h

más que en el caso anterior, ya que la mejora del eje occidental liberaría 200.000 m³(n)/h que dejan de pasar de la zona del Ebro y posibilitan que un ciclo de Navarra, otro de Tarragona y el segundo de Castellón funcionen sin restricción alguna.

Hasta aquí se ha analizado la senda de ciclos combinados que propone el Gestor Técnico del Sistema. De acuerdo con el capítulo 4 de este informe, la senda más probable de ciclos prevista por la CNE supone 11 módulos de 400 MW en funcionamiento a finales del año. El escenario que consideramos más probable sería el que se expresa en la **figura 7.1.17**.

De acuerdo con la **figura 7.1.17** en que se adelanta la disponibilidad del refuerzo Huelva-Madrid a finales del 2003, y se considera la demanda convencional punta normal más la senda de CCGT estimada como más

Figura 7.1.16: Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda convencional normal, los ciclos combinados considerados por ENAGAS y el refuerzo Huelva-Córdoba-Madrid

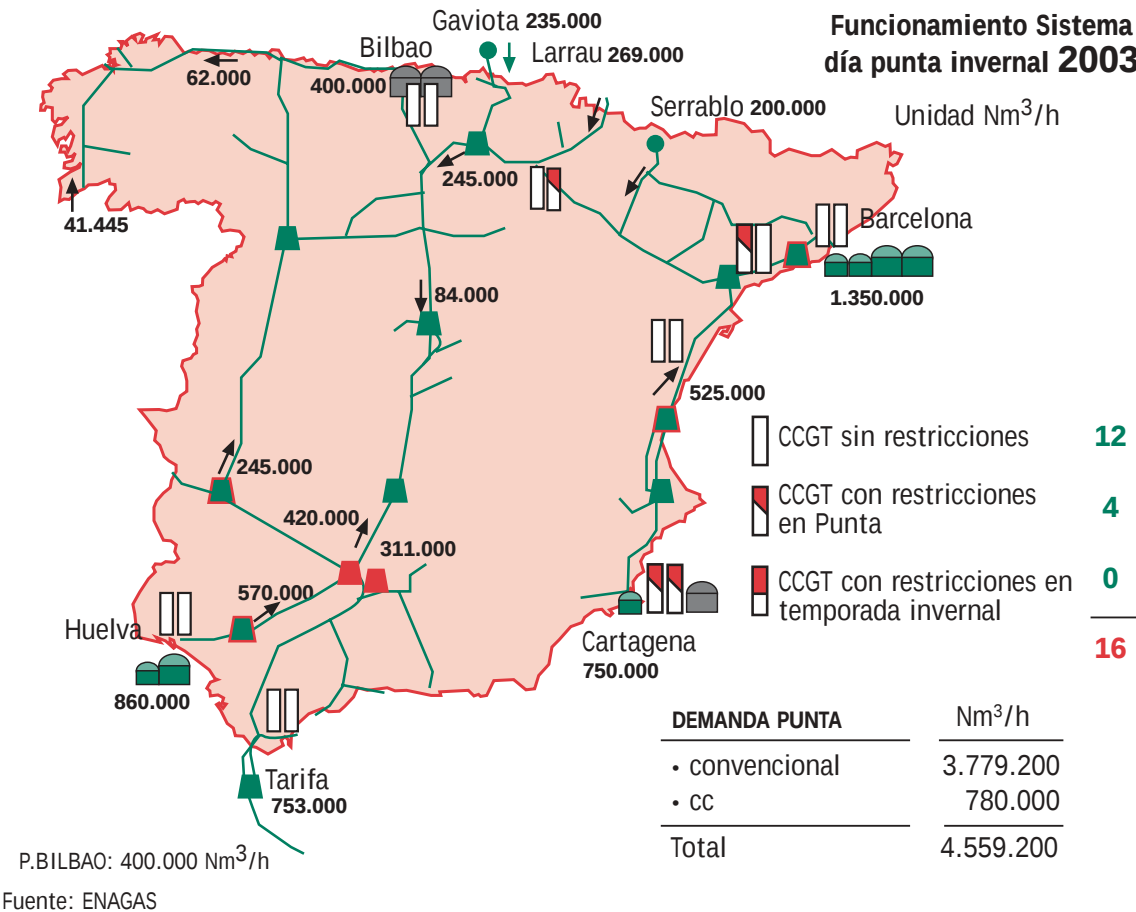
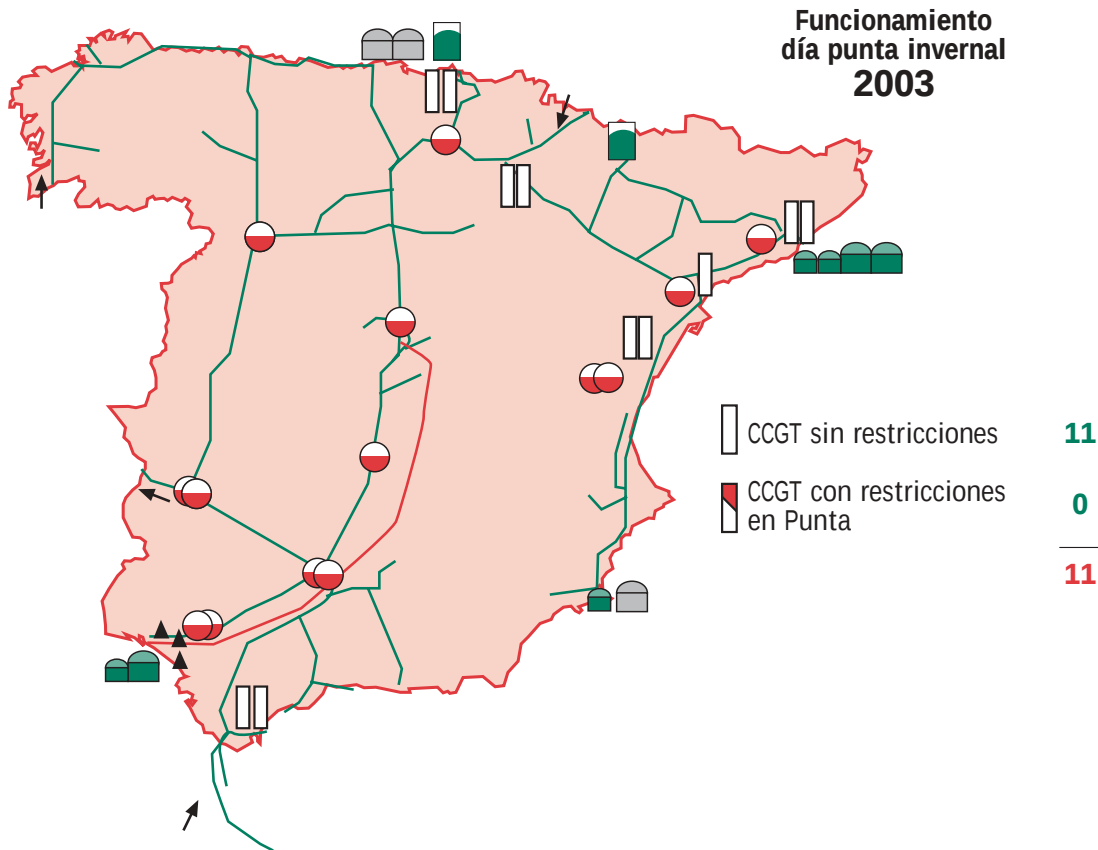


Figura 7.1.17. Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda punta convencional normal, los ciclos combinados considerados por la CNE y el gasoducto Huelva-Córdoba-Madrid



Fuente: CNE

probable, consideramos que pueden suministrarse sin restricciones los 11 módulos este año.

Por tanto y como conclusión, se estima que para el año 2003 se necesitan además de las propuestas de infraestructura reseñadas en el apartado 7.1.2., el adelanto del aumento de la capacidad de emisión de Huelva hasta 900.000 m³(n)/h, la duplicación del gasoducto Huelva-Madrid, la ampliación de la estación de compresión de Sevilla hasta vehicular

600.000 m³(n)/h y la disponibilidad de una estación de compresión en Córdoba con una capacidad de vehiculación mínima total de 800.000 m³(n)/h.

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2004

El escenario de demanda a cubrir en este año sería el indicado en la **figura 7.1.18**.

Figura 7.1.18. Demanda punta prevista para el año 2004

2004	Mte/día	m ³ (n)/h	Nº grupos
Demanda convencional punta normal	959	3.995.800	
Demanda convencional punta extrema	995	4.145.800	
Demanda ciclos. Escenario ENAGAS	500	2.080.000	32
Demanda ciclos. Escenario CNE	406	1.690.000	26

Fuente: CNE

Las infraestructuras que el Gestor Técnico del Sistema considera en este año, sobre el escenario final propuesto para el año 2003 serían la nueva planta en la ría del Ferrol, el gasoducto Algete (Madrid) - Sta Bárbara (Guadalajara), los gasoductos de transporte asociados a la planta en la ría del Ferrol, la ampliación de la estación de compresión de Algete, las nuevas estaciones de Zaragoza y Córdoba, la ampliación del almacenamiento subterráneo de Serrablo hasta 938 Mm³(n) de capacidad útil y una capacidad de extracción de 312.000 m³(n)/h y el nuevo almacenamiento de Sta Bárbara (Guadalajara) que dispondría para este año de una capacidad de almacenamiento de 167 Mm³(n).

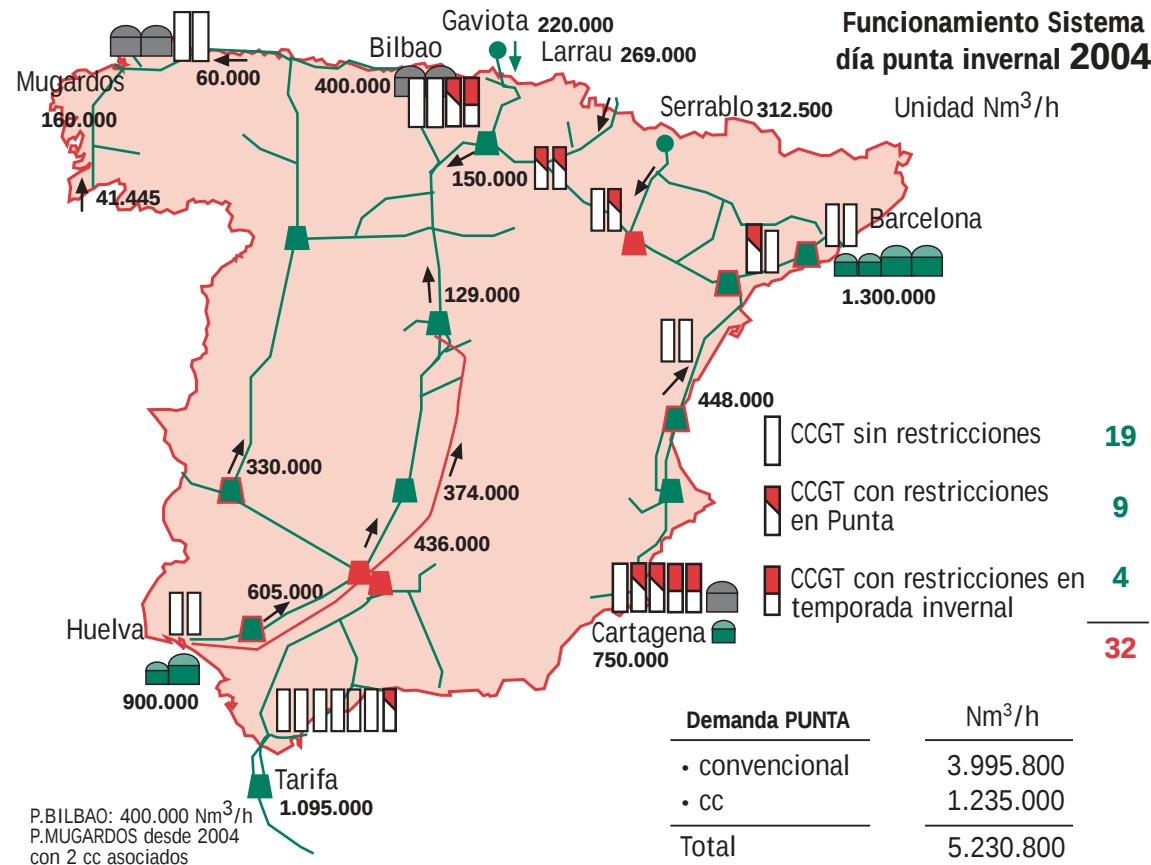
La capacidad de entrada con todas las infraestructuras propuestas para el año 2004 sería de 6.850.000 m³(n)/h. Esto implicaría que con la construcción de las mismas se

dispondría de suficiente capacidad de entrada al sistema para suministrar cualquiera de los dos escenarios de demanda convencional y los ciclos combinados del escenario más probable de la CNE.

Pasemos ahora a examinar si existirían restricciones de transporte, con las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema para demanda convencional punta normal y extrema, y con 32 ciclos combinados.

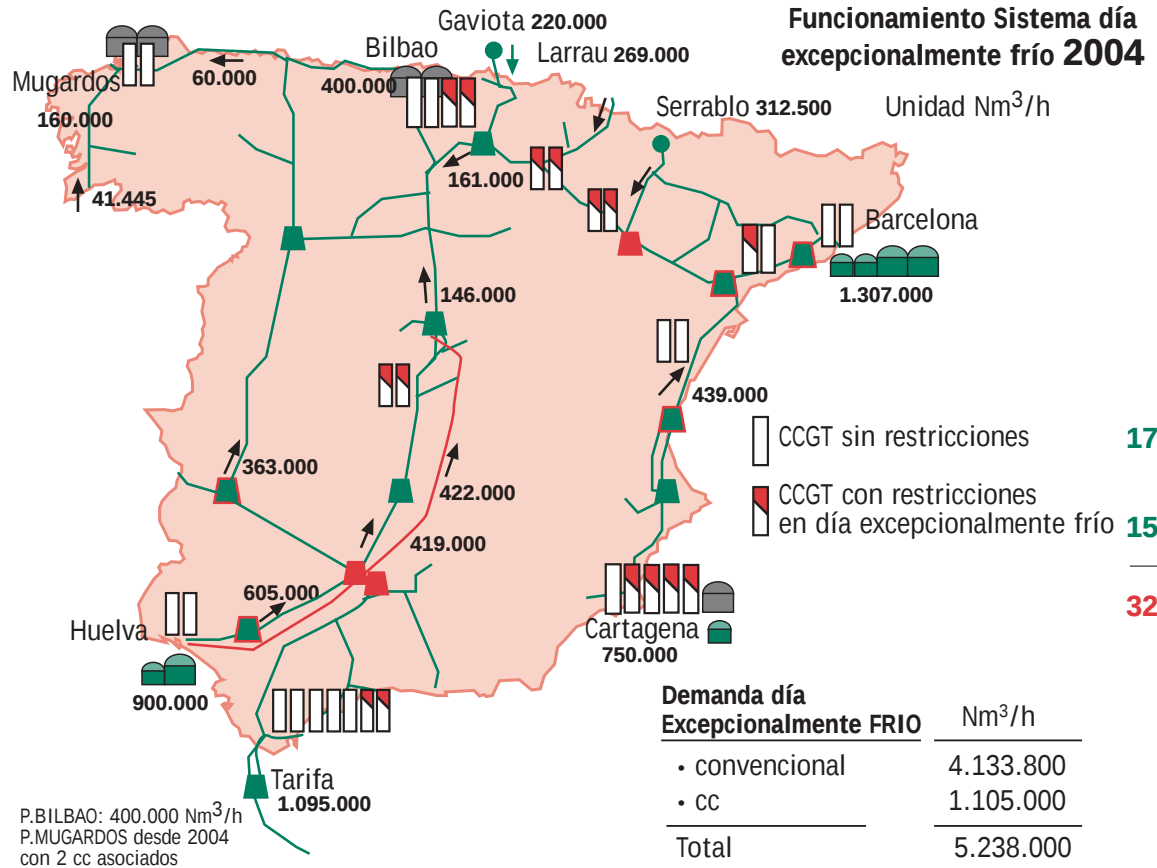
Según estas simulaciones recogidas en las **figuras 7.1.19 y 7.1.20** se suministraría toda la demanda convencional tanto en punta normal como en punta extrema, siendo posible atender en el primer caso, 19 grupos de 400 MW y en el segundo 17. Esto quiere decir que aunque existan propuestas para disponer de capacidad de entrada suficiente, no existe

Figura 7.1.19. Funcionamiento del sistema en el año 2004 con el escenario de demanda convencional normal y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

Figura 7.1.20. Funcionamiento del sistema en el año 2004 con el escenario de demanda convencional punta extrema y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

capacidad de transporte para atender a todos los ciclos combinados previstos por ENAGAS para el año 2004.

Los problemas de transporte se generalizan en toda la red, existiendo problemas en todos los subsistemas.

En este año, el escenario de infraestructuras y de demanda previsto por la CNE difiere de las estimaciones del Gestor. En nuestro caso consideraremos:

- El escenario de demanda más probable de ciclos combinados de la CNE; que establece la necesidad de atender al menos 26 grupos de 400 MW.
- La capacidad de emisión de Bilbao será de 800.000 m³(n)/h, es decir, 400.000 m³(n)/h más, de acuerdo con las últimas previsiones de BBG.

- La planta de regasificación de Sagunto con una capacidad de regasificación de 750.000 m³(n)/h, se considera disponible ya que sus promotores anuncian su disponibilidad para finales de año. Esta planta se justifica por la alta demanda tanto convencional como de ciclos combinados existente en su zona.
- No se considera aún disponible la planta en la ría del Ferrol en el 2004 ya que la demanda convencional esperada en su zona de influencia puede ser atendida con el sistema actual. Los dos ciclos combinados en la zona, que tendrían un consumo de 130.000 m³(n)/h en punta, no figuran en el escenario previsto por la CNE aún para este año. La necesidad de la planta en la ría del Ferrol, desde el punto de vista del sistema gasista, viene motivada por la presencia de ciclos combinados en la zona. De otra forma, posiblemente no fuera

necesaria para abastecer la demanda del sistema gasista.

Además de los refuerzos considerados por los transportistas, y de acuerdo con las estimaciones del Gestor Técnico del Sistema, serían precisas algunas infraestructuras adicionales para vehicular el aumento de capacidad de regasificación adicional de la planta de Bilbao:

- Gasoducto Lecona-Haro de 80 km en 24"
- Ampliación de la Estación de Compresión de Haro

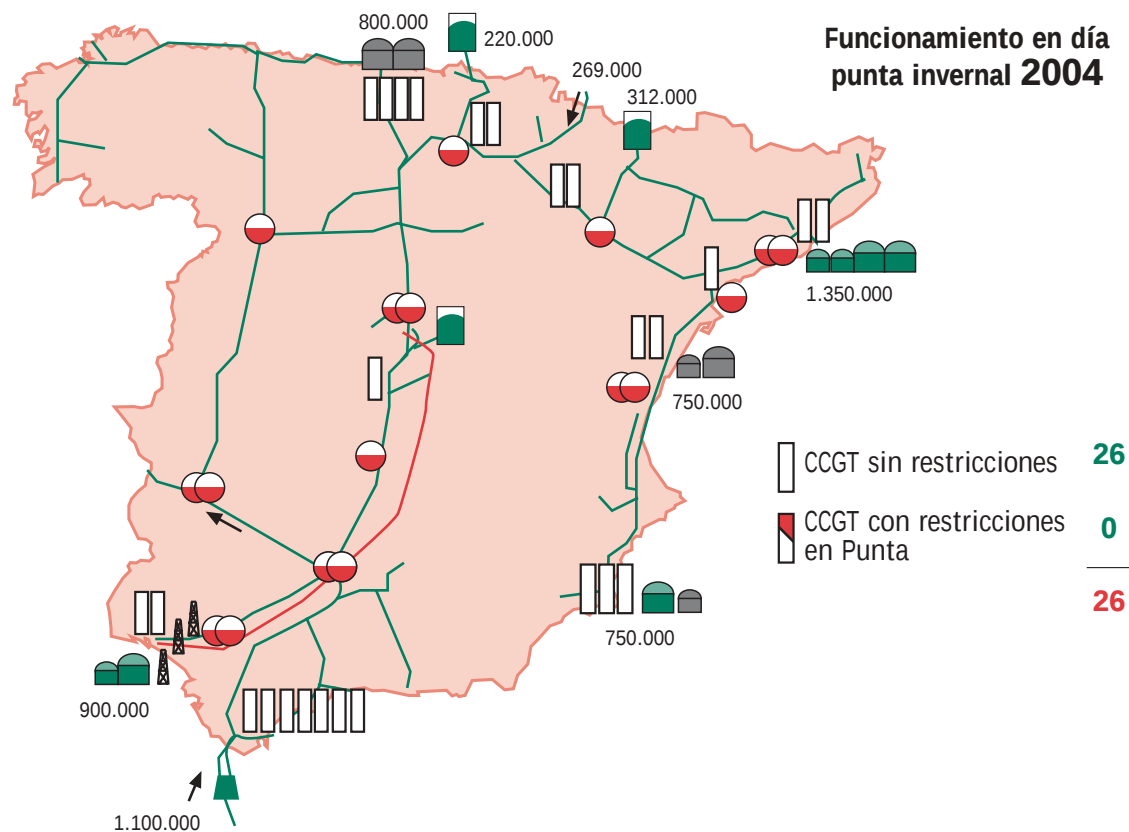
La estimación del funcionamiento del sistema con estos supuestos se muestra en la **figura 7.1.21**.

Según nuestras estimaciones, los 400.000 m³(n)/h adicionales de Bilbao y los 750.000 m³(n)/h de Sagunto,

figura 7.1.21, servirían para atender a 9 grupos de 400 MW adicionales: dos en el País Vasco, dos en la Rioja, uno en Navarra, dos en Cartagena, uno en Tarifa y otro en Castilla – La Mancha, no sólo por el aumento de capacidad de entrada, sino porque su situación geográfica disminuye las necesidades de transporte del sistema, haciendo posible que se suministren todos los ciclos.

Resumiendo, las infraestructuras necesarias para el año 2004 serían las propuestas por los agentes, a excepción de la Planta de El Ferrol, y el refuerzo del gasoducto Lecona-Haro que sería necesario para vehicular el gas de la Planta de Bilbao hacia ambos lados de Haro, junto con el refuerzo de esta estación de compresión.

Figura 7.1.21. Funcionamiento del sistema en el año 2004 con el escenario de demanda punta convencional normal y los ciclos combinados considerados por la CNE, sin considerar aún la planta en la ría del Ferrol, teniendo en cuenta 400.000 m³(n)/h más de emisión por Bilbao y un equipo de vaporización más en Cartagena



Fuente: CNE

Fuente: ENAGAS

compresión de Alcazar de San Juan y Alcoy y el aumento de la capacidad de almacenamiento en Sta. Bárbara hasta 667 Mm³(n) y el nuevo almacenamiento subterráneo de Reus o Sariñena con una capacidad para este año de 100 Mm³(n).

Otras propuestas no consideradas por el Gestor son la conexión Alcazar de San Juan-Alcudia de Crespins (Levante- Centro) y la duplicación del Bergara-Irún.

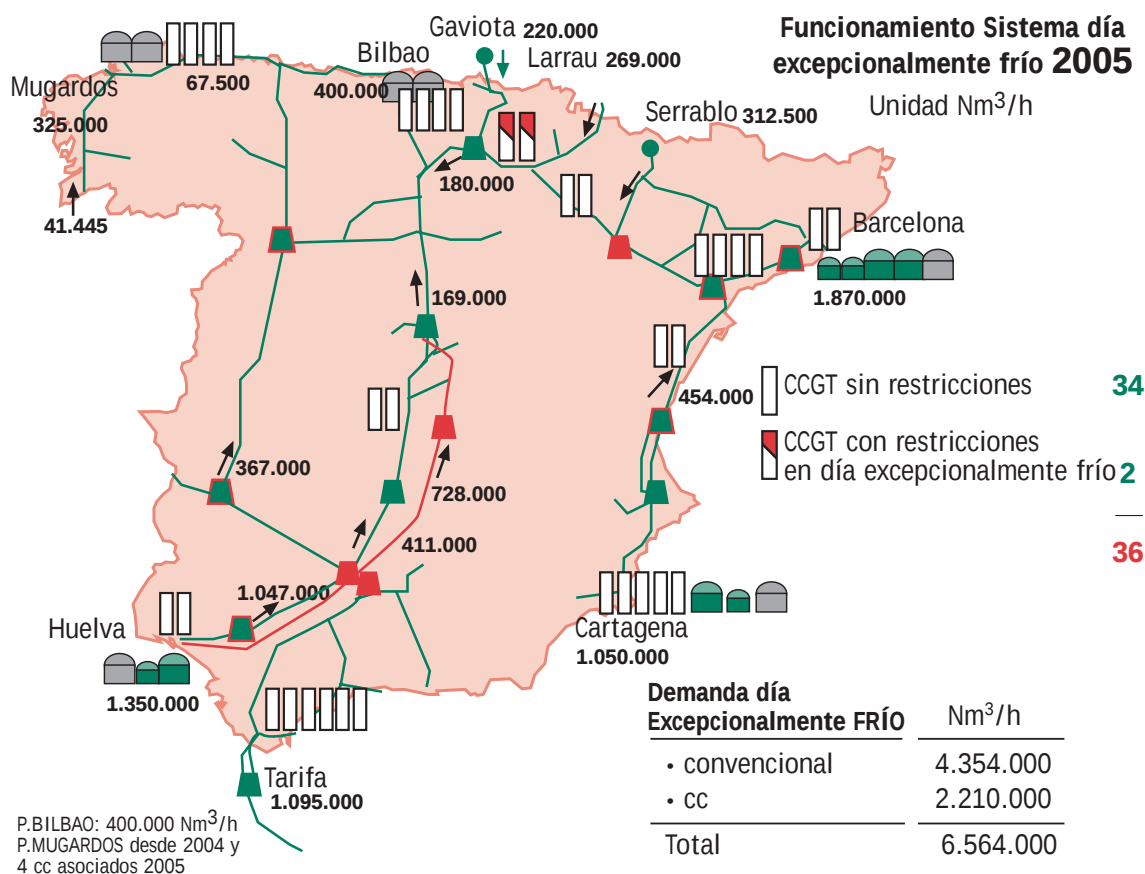
La capacidad de entrada al sistema en el 2005 con las infraestructuras propuestas por los agentes del sistema sería de 8.150.000 m³(n)/h. Esta capacidad de entrada sería suficiente para cubrir la demanda prevista para el año 2005, y superaría en más de 1.500.000 m³(n)/h la capacidad requerida sobre el escenario previsto por la CNE.

En las **figuras 7.1.23 y 7.1.24** se incluyen las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema para el 2005 con los dos escenarios de demanda convencional que consideramos y el escenario de ciclos combinados del Gestor: 36 grupos de 400 MW.

A la vista de los resultados de las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema, se estaría ante un año, en el que aún sin considerar todas las propuestas de los agentes, se cubre por primera vez la demanda del sistema y queda capacidad de entrada adicional, mejorando el grado de cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

El escenario de la CNE presenta dos variaciones sobre el escenario presentado por ENAGAS. Se prevé disponer de 32 ciclos en lugar de los 36 que propone el Gestor y no se

Figura 7.1.24. Funcionamiento del sistema en el año 2005 con el escenario de demanda convencional punta extrema y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



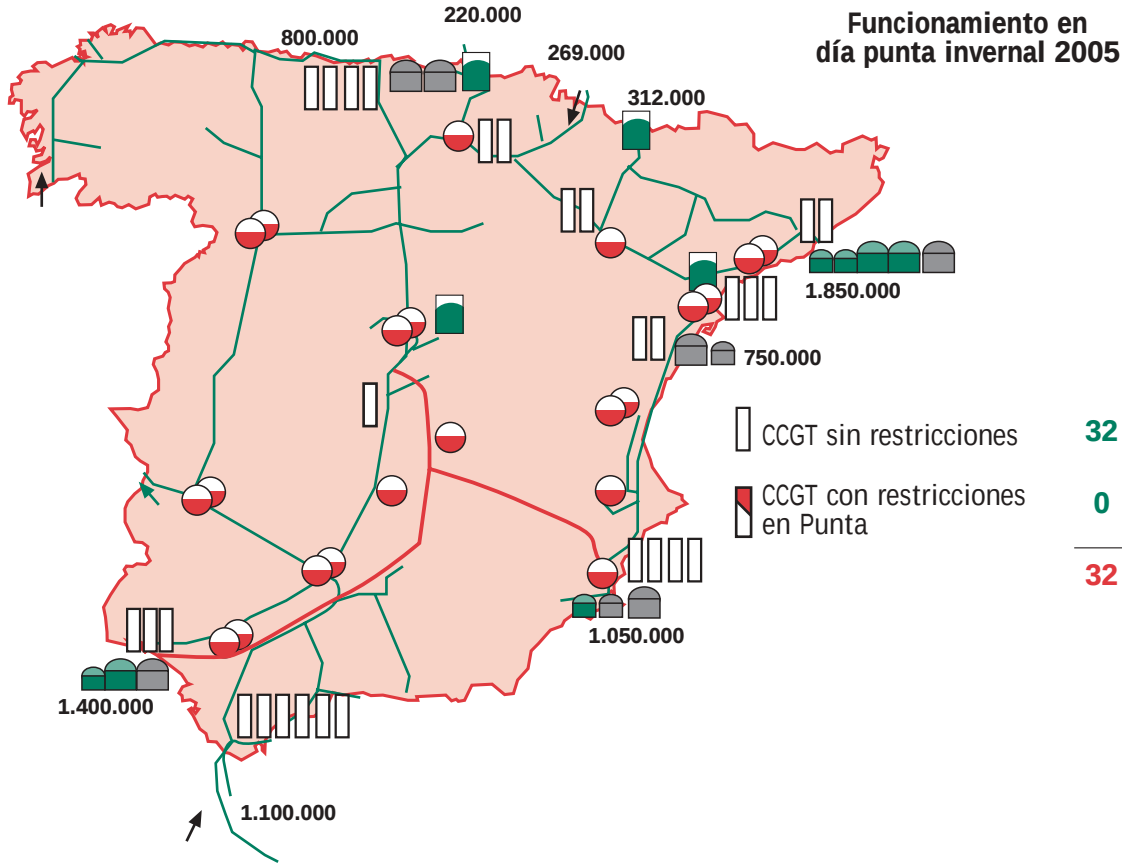
prevé todavía ningún ciclo combinado en Galicia. Como ya se ha comentado, sin ciclos combinados en la zona, el sistema gasista podría alimentar la demanda sin ser estrictamente necesaria la planta en la ría del Ferrol. En caso de que no se desarrollaran dichos ciclos la producción de la planta podría ser del orden de unos 150.000 m³(n)/h al estar limitada por el pequeño diámetro de los gasoductos que la conectan con el resto del sistema y por una demanda local no muy alta.

La otra variación sobre el escenario considerado por el Gestor, al igual que en el 2004, es la emisión de la Planta de Bilbao de 800.000 m³(n)/h y la disponibilidad de la Planta de Sagunto, lo que aumentaría la seguridad del sistema frente a fallos de aprovisionamiento puntuales.

Por otro lado, hay que señalar que en los años 2004 y 2005, como se verá en el apartado 7.1.5, la capacidad de almacenamiento de GNL del sistema gasista no alcanzará los 10 días previstos en el RD 949/2001. Así pues, aunque para atender a la demanda puede no ser precisa la construcción de una nueva planta de GNL, sí se necesitarán varios tanques de GNL adicionales en el sistema, siendo la inversión en tanques el principal coste de una planta de regasificación.

Existen otros dos casos en los que las infraestructuras que presenta el Gestor en las simulaciones anteriores difieren con las propuestas de los agentes. Uno corresponde al caso de conexión del Levante con el centro peninsular (este-oeste). Esta infraestructura se considera necesaria desde el punto de vista de seguridad del sistema, ya que

Figura 7.1.25. Funcionamiento del sistema en el año 2005 con el escenario de demanda punta convencional normal y los ciclos combinados considerados por la CNE, teniendo en cuenta 400.000 m³(n)/h más de emisión por Bilbao



Fuente CNE

posibilita el intercambio de gas entre las zonas occidental y oriental en caso de fallo de alguna de las entradas. El otro caso es la duplicación del gasoducto Bergara-Irún (en 24 y 26 ") propuesto también para este año, y que se considera adecuado en principio, al aumentar la capacidad de intercambio con el resto de Europa, aunque sería preciso disponer de más información sobre el mismo.

Con todos estos datos, nuestra visión de dimensionamiento del sistema sería la que se especifica en la **figura 7.1.25** para el año 2005.

7.1.4. Infraestructuras de seguridad del sistema (transporte)

El estudio de la seguridad del sistema gasista pretende señalar las medidas de infraestructura encaminadas a garantizar el suministro firme de toda la demanda en el territorio nacional, no sólo en las condiciones de funcionamiento normal del sistema, sino en los casos particulares en los que concurriesen anomalías que hiciesen peligrar la garantía de suministro.

Para ello, el Gestor Técnico del Sistema ha realizado un estudio sobre el sistema de transporte ante fallo de una de las entradas. El objetivo de su estudio es cubrir toda la demanda pudiendo cortar como máximo dos grupos de 400 MW de ciclo combinado. ENAGAS indica que las conclusiones de su estudio, conducen a los siguientes dimensionamientos del futuro sistema de transporte:

- Nuevo gasoducto Córdoba-Madrid: Incremento del diámetro de 30" a 32"
- Duplicación del gasoducto Barcelona-Tivissa: Esta duplicación de 162 km en 24" es necesaria casi únicamente para suplir hipotéticos fallos de la planta de Barcelona. A ella va asociada la ampliación de la estación de compresión de Tivissa y la segunda parte de la ampliación de Arbos, previsto todo para el 2005.

- Nuevo gasoducto Alcazar de San Juan-Alcudia de Crespins: religa los sistemas Mediterráneo y oeste, permitiendo el flujo de oeste a este supliendo con gas del sur (Huelva y Magreb) hipotéticos fallos en las plantas de regasificación del Mediterráneo o pudiendo transportar gas de este a oeste en caso de fallo de Magreb, supliéndolo con más producción de las plantas de regasificación del Mediterráneo. En operación normal, el flujo a través de este gasoducto hasta el 2005 sería prácticamente nulo. El Gestor Técnico del Sistema considera este trazado de unión el más idóneo, por encontrarse a medio camino entre la planta de Cartagena y la futura planta anunciada en Levante.

- Estaciones de compresión de Alcázar de San Juan (550.000 m³(n)/h) y Alcudia de Crenspins (600.000 m³(n)/h): Cada una situada en un extremo del gasoducto anterior para darle la flexibilidad de explotación necesaria. En operación normal estarían paradas.

Estas infraestructuras de transporte presuponen un sobredimensionamiento de la capacidad de entrada al sistema, que como ya se ha visto se producía con las infraestructuras propuestas para el año 2005.

En cualquier caso, sería preciso disponer de criterios de seguridad conocidos y aceptados que sirvan de base a la planificación de la red.

7.1.5. Análisis de la capacidad de almacenamiento del sistema

Hasta aquí hemos analizado las capacidades de entrada al sistema, regasificación incluida y la capacidad de transporte. Nos queda un punto fundamental, desde el punto de vista de seguridad, que es la capacidad de almacenamiento, que fundamentalmente se divide por su ubicación física en la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, en almacenamientos subterráneos y en gasoducto. Estas tres ubicaciones han de responder a las

necesidades de almacenamiento operativo, estacional y estratégico.

En este apartado se considera únicamente la capacidad de almacenamiento de los tanques de GNL y de los almacenamientos subterráneos, ya que el stock de gas en los gasoductos es despreciable, no llegando ni a medio día de autonomía.

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN TANQUES DE GNL

En primer lugar se analiza la disponibilidad de almacenamiento en tanques de GNL por cada planta de regasificación. De acuerdo con el Real Decreto 949/2001 la capacidad de almacenamiento a que da derecho el peaje de regasificación es de cinco días de la capacidad diaria contratada hasta el 2004 y a partir de este año, diez días.

Se supone que la capacidad de regasificación contratada coincidirá con el caudal máximo diario de cada planta correspondiente a la punta invernal anual (la capacidad de regasificación de la planta puede ser superior).

Para el cálculo de los días de autonomía en tanques, dividimos la capacidad de almacenamiento de los tanques entre el caudal máximo diario previsto en cada una de las plantas de regasificación para cada año. Del volumen total de los tanques descontaremos un 10% correspondiente a los talones.

Con estos datos se calculan los días de autonomía del tanque, **figura 7.1.26**.

A la vista de estos resultados, *la conclusión es que el sistema en general queda por debajo de los diez días que son necesarios a partir del 2004*. En particular, las nuevas planta de Bilbao y Sagunto sí cumplirían con la legislación, y si se llevara a cabo el proyecto de la nueva planta de la ría del Ferrol con dos tanques de 150.000 m³ y una emisión de 400.000 m³(n)/h la autonomía de esta planta estaría en torno a los 20 días, con lo que aumentaría la autonomía global del sistema.

Las tres plantas de ENAGAS, pese a haberse dotado todas de un tanque extra de 150.000 m³ GNL, sólo tendrían para el año 2005 una media de 6 días de autonomía en Barcelona y Huelva y 8 en Cartagena.

Es evidente que aunque se haga un importante esfuerzo en la construcción de tanques y plantas de GNL, con la duplicación de la demanda que se espera en los próximos cinco años, los parámetros de autonomía no mejoran excesivamente sobre los actuales.

Realmente, para que estas tres plantas alcanzasen los diez días de autonomía manteniendo la capacidad de regasificación propuesta para el 2005, Barcelona necesitaría contar, además del quinto tanque ya propuesto, con dos nuevos tanques de 150.000 m³ de GNL mientras que Huelva y Cartagena necesitarían otro tanque de 150.000 m³ de GNL cada una. El sistema de plantas de

Figura 7.1.26. Autonomía de tanques de GNL

Autonomía Tanques de GNL	2001 días	2002 días	2003 días	2004 días	2005 días
Barcelona	6,0	4,1	4,5	4,8	6,3
Huelva	10,6	8,2	4,5	4,8	6,6
Cartagena	3,6	6,1	5,4	5,8	8,8
Bilbao			18,9	10,1	11,2
Sagunto				10,8	12
TOTAL	6,5	5,4	6,4	8,3	8,2

Fuente: CNE

regasificación a nivel global, para tener 10 días de autonomía en el año 2005, sólo necesitaría tres tanques, siempre que no importase su localización.

CAPACIDAD DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

De acuerdo con el artículo 98 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas firmes.

En el cálculo de la capacidad de los almacenamientos subterráneos se considera únicamente la capacidad útil de almacenamiento, sin contar el gas colchón. Para el cálculo de la capacidad disponible para el almacenamiento estratégico se restan los valores que el Gestor Técnico del Sistema estima que necesitará como almacenamiento estacional y operativo.

Para el cálculo de los días de autonomía correspondientes a las existencias estratégicas o de seguridad en almacenamientos subterráneos, se considera la demanda firme correspondiente al día medio anual, restando de la demanda total la demanda de las plantas satélites y el mercado interrumpible. Se ha considerado que en su mayor parte el mercado térmico convencional es interrumpible y que todos los nuevos ciclos son firmes y

por tanto necesitan tener reservas estratégicas. Los días de autonomía de los almacenamientos subterráneos se muestran en la **figura 7.1.27**.

A la vista de los resultados es evidente afirmar que se está muy lejos de que los almacenamientos subterráneos proporcionen los 35 días de almacenamiento estratégico que la legislación vigente establece.

Existe una carencia regulatoria en este punto, al no haberse aprobado el Reglamento de reservas estratégicas, seguridad de suministro y diversificación de existencias. Como ya se apuntó debe dilucidarse la forma de contabilizar las reservas estratégicas (si se consideran sólo las de los almacenamientos subterráneos o si también se pueden contabilizar como estratégicas el almacenamiento operativo en tanques o gasoductos) y además se debe poner en marcha la inspección y control de las obligaciones de mantenimiento de dichas existencias, hasta ahora inexistente¹.

Sólo contabilizando la capacidad asignada al almacenamiento operativo en tanques y almacenamientos se podrían llegar a alcanzar los 35 días preceptivos de existencias de seguridad.

¹ La inspección y control de las existencias mínimas y de seguridad de gas corresponde a la CORES, de acuerdo con el artículo 7, punto 14 del RD-L 6/2000.

Figura 7.1.27. Capacidad de los almacenamientos subterráneos

	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad útil de almacenamiento Mm ³ (n)	1275	1275	1518	1885	2685
Necesidades operativas y estacionales Mm ³ (n)	825	902	985	1049	1114
Capacidad de almacenamiento estratégico Mm ³ (n)	450	373	533	836	1571
Demanda media firme incluyendo ciclos Mm ³ (n)/día	42,7	52,6	62,2	71	77
Días de almacenamiento operativo y estacional [días]	19	17	16	15	14
Días de almacenamiento estratégico [días]	11	7	9	12	20

Fuente: CNE

A la vista de los resultados de la **figura 7.1.27**, es evidente que sólo si se contabiliza la capacidad asignada al almacenamiento operativo y en tanques de GNL se podría disponer de valores cercanos a los 35 días de existencias de seguridad que establece la legislación vigente.

Por otra parte, la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos pasaría de 88 Mte/día en el año 2001 a 127 Mte/día en el año 2005, un 44 % de incremento. Sin embargo, la demanda punta crece en mayor proporción, de manera que el grado de cobertura de la demanda punta que se puede cubrir con la extracción de los almacenamientos desciende en términos porcentuales del 12% en el 2001 al 8 % en el 2005.

Es, por tanto, necesario concluir que el sistema gasista español tiene una necesidad acuciante de desarrollo de almacenamientos subterráneos, ya que éstos no sólo constituyen el lugar idóneo para almacenar reservas estratégicas, sino que proporcionan capacidad de producción y, por tanto, flexibilidad al sistema ante el fallo de alguna de las entradas de gas.

7.1.6. Cobertura de la demanda con las nuevas propuestas de infraestructura

En la **Figura 7.1.28** se compara la demanda del día punta de cada año (demanda punta año normal), con la capacidad máxima por cada uno de los puntos de entrada, considerando el escenario de ciclos y la propuesta de infraestructuras de la CNE, para llegar a obtener la diferencia o grado de cobertura entre la capacidad de entrada y la demanda.

Estos resultados obtenidos son congruentes con el análisis que se había realizado hasta ahora del sistema.

En el invierno próximo, 2001-2002, no existe capacidad excedentaria para el escenario de demanda considerado, encontrándose el sistema al límite de su capacidad.

En el año 2002, como se indicó en el apartado anterior, en el mejor de los casos no se podría suministrar a 3 de los 7 ciclos combinados previstos en los días de mayor demanda del sistema.

Figura 7.1.28: Balance de la capacidad máxima de entrada al sistema y la demanda punta normal. Datos en Mte/día

Mte/día	2001	2002	2003	2004	2005
Demanda					
Punta normal	730	914	1079	1365	1511
Capacidad por punto de entrada					
Barcelona	228	276	288	300	408
Huelva	108	108	219	216	336
Cartagena	64	144	180	180	252
Bilbao	0	0	96	192	192
Sagunto	0	0	0	180	180
Tarifa	180	180	192	264	264
Larrau	63	63	63	63	63
AA.SS Gaviota	52	52	52	52	52
AA. SS Serrablo	36	48	48	75	75
Yacimientos Nacionales	15	10	0	0	0
Total Capacidad	741	881	1135	1522	1822
Balance Capacidad –Demanda [Mte/día]	+11	-33	+56	+157	+311
Grado cobertura demanda [%]	101%	96%	105%	111%	120%

Fuente: CNE

En el año 2003, empieza a haber capacidad de entrada excedentaria, con el adelanto de infraestructuras propuesto.

El 2004 sería el primer año donde se podría hablar de cobertura total de la demanda e infraestructuras que pueden asegurar la seguridad del sistema ante fallos de aprovisionamientos.

En la tabla anterior no se tienen en cuenta las restricciones derivadas de la falta de capacidad de transporte. Además, hay que señalar que parte de la demanda a suministrar será demanda interrumpible. El Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de un plan de actuación que contemple las medidas a tomar en caso de fallo de uno de los puntos de entrada al sistema, que intentará suplir a través del resto del sistema o de no ser suficiente, a través de la regulación de mercado interrumpible.

7.1.7. Otras consideraciones relativas a los ciclos combinados

Con independencia de las infraestructuras propuestas en apartados anteriores, ENAGAS ha firmado varios

contratos de ATR con comercializadores o promotores de ciclos combinados en los que se condiciona el suministro de estos ciclos combinados a la construcción de determinadas infraestructuras.

En la **figura 7.1.29**, se indican estas infraestructuras imprescindibles para el suministro a los ciclos combinados, según su ubicación, y que ENAGAS ya se ha comprometido a construir, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes.

Algunos de los contratos de acceso de los ciclos combinados presentan cláusulas de interrumpibilidad del suministro de gas en uno o varios de los periodos invernales 2002-2003, 2003-2004, y 2004-2005, cuando por motivos climatológicos la demanda convencional supere los 705 Mte/día, 800 Mte/día y 870 Mte/día para cada periodo respectivamente. Según dichos contratos, los cortes durarán para la mayoría de los ciclos un máximo de 6 días consecutivos o alternos en uno o más de los inviernos considerados, mientras que en una minoría de centrales de generación podría abarcar un mayor número de días o la totalidad del invierno.

Figura 7.1.29. Construcción de infraestructuras vinculadas a contratos de ciclos de generación

Ubicación Ciclos	Fecha de entrada en operación	Infraestructuras necesarias		
		Plantas de regasificación	Nuevos Gasoductos	Estaciones de compresión
Castellón	2003	- Incremento de emisión hasta 450.000 m ³ (n)/h y nuevo tanque de almacenamiento de 105.000 m ³ GNL en Cartagena - Incremento de emisión a 72 bar hasta 120.000 m ³ (n)/h en Barcelona	- Onteniente-Paterna	- Ampliación de EC de Paterna
Cádiz	2004-2006	- Incremento de emisión a 72 bar hasta 900.000 m ³ (n)/h en Huelva	- Huelva-Córdoba	- Ampliación de EC de Sevilla - Nueva EC en Paterna
Huelva	2005	- Incremento de emisión a 72 bar hasta 900.000 m ³ (n)/h en Huelva	- Huelva-Córdoba	
Toledo	2005	- Incremento de emisión a 72 bar hasta 900.000 m ³ (n)/h en Huelva	- Huelva-Córdoba	
Zaragoza	2006	- Incremento de emisión hasta 750.000 m ³ (n)/h en Cartagena	- Onteniente-Paterna - Barcelona-Tivissa	

7.1.8. Conclusiones y plan de urgencia de infraestructuras gasistas

1. Los importantes aumentos en la demanda de gas natural previstos, tanto convencional como para la alimentación de nuevas centrales de ciclo combinado, exigen un importante esfuerzo de construcción de nuevas infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural.

Las infraestructuras que esta Comisión considera urgentes para los próximos años, se indican en la **figura 7.1.30**.

Se ha considerado que los refuerzos previstos hasta el 2004 deben acometerse con urgencia, y las autorizaciones correspondientes a dichas instalaciones deberían ser otorgadas en las próximas semanas para que las infraestructuras puedan estar disponibles en su fecha prevista.

Las infraestructuras que podrían entrar en funcionamiento en el año 2005, mostradas en sombreado en la **figura 7.1.30**, son indicativas de la posible evolución del sistema gasista, que serán objeto de consideración, de nuevo, en los posteriores informes anuales que desarrollará esta Comisión.

Figura 7.1.30. Infraestructuras urgentes y mínimas a disponer en 2004, por tanto debe acometerse de forma inmediata su construcción. Las infraestructuras en 2005 deberían, por tiempo, ser el resultado de la planificación ministerial

Infraestructuras	2001	2002	2003	2004	2005
Plantas de regasificación					
Barcelona: Capacidad de emisión hasta 1.350.000 m ³ (n)/h		X			
Nuevo atraque para buques de 150.000 m ³ GNL			X		
Nuevo tanque de capacidad 150.000 m ³ GNL					X
Capacidad de emisión hasta 1.850.000 m ³ (n)/h					X
Huelva: Capacidad de emisión hasta 900.000 m ³ (n)/h			X		
Nuevo tanque de capacidad 150.000 m ³ GNL					X
Capacidad de emisión hasta 1.400.000 m ³ (n)/h					X
Cartagena: Nuevo tanque de capacidad 105.000 m ³ GNL		X			
Capacidad de emisión hasta 600.000 m ³ (n)/h		X			
Capacidad de emisión hasta 750.000 m ³ (n)/h			X		
Nuevo tanque de capacidad 150.000 m ³ GNL					X
Capacidad de emisión hasta 1.050.000 m ³ (n)/h					X
Bilbao: Nueva planta con emisión de 400.000 m ³ (n)/h y dos tanques de 150.000 m ³ GNL cada uno			X		
Capacidad de emisión hasta 800.000 m ³ (n)/h				X	
Sagunto: Nueva planta con emisión de 750.000 m ³ (n)/h y dos tanques de 150.000 m ³ GNL cada uno				X	
Gasoductos					
Duplicación Arrigorriaga-Santurce en 30"		X			
Gasoducto Irún-Irún, 3 km en 26"			X		
Gasoducto Huelva-Córdoba, 241 km en 30"			X		
Gasoducto Córdoba-Madrid, 361 km en 32"			X		
Gasoducto Algete-Sta. Bárbara				X	
Gasoductos ligados a la ampliación de la Planta de Bilbao en el entorno de Haro				X	
Gasoducto Lemona-Haro, 80 km en 24"				X	
Gasoducto Barcelona-Tivissa, 162 km en 24"					X
Gasoducto Centro Levante					X
Interconexión Bilbao-Francia					X

Infraestructuras	2001	2002	2003	2004	2005
Estaciones de compresión					
Ampliación de Almendralejo hasta 800.000 m ³ (n)/h	X				
Ampliación de Arbos hasta 600.000 m ³ (n)/h			X		
Ampliación de Paterna hasta 800.000 m ³ (n)/h			X		
Ampliación de Sevilla hasta 1.000.000 m ³ (n)/h				X	
Ampliación de Algete hasta 400.000 m ³ (n)/h				X	
Nueva estación en Zaragoza con 400.000 m ³ (n)/h de emisión				X	
Nueva estación en Córdoba con 2.300.000 m ³ (n)/h de emisión				X	
Ampliación de Haro				X	
Ampliación de Arbos hasta 800.000 m ³ (n)/h					X
Ampliación de Tivissa hasta 800.000 m ³ (n)/h					X
Ampliación de Zamora hasta 400.000 m ³ (n)/h					X
Nueva estación en Alcázar de San Juan con 400.000 m ³ (n)/h					X
Nueva estación en Alcoy con 600.000 m ³ (n)/h de emisión					X
Nueva estación en Alcudia de Crespins con 400.000 m ³ (n)/h					X
Almacenamientos Subterráneos					
Serrablo: Aumento capacidad extracción hasta 200.000 m ³ (n)/h		X			
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 738 m ³			X		
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 938 m ³				X	
Aumento capacidad extracción hasta 312.000 m ³ (n)/h				X	
Sta. Bárbara(GU): Nuevo almacenamiento capacidad 167Mm ³ (n)				X	
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 667 Mm ³ (n)					X
Reus(T)/Sariñena(HU) Nuevo almacenamiento					X

2. Las infraestructuras gasistas propuestas por los operadores no son capaces de atender a toda la demanda convencional y de ciclos combinados previstos para los años 2002 y 2003, corrigiéndose la situación a partir del año 2004.

Por ello, esta Comisión propone acelerar la construcción de determinadas infraestructuras básicas, de manera que entren en funcionamiento un año antes de lo previsto, evitando las restricciones del sistema.

En concreto deben adelantarse las siguientes infraestructuras del año 2004 al año 2003:

- Aumento de producción de Huelva desde 450.000 m³(n)/h hasta 900.000 m³(n)/h.
- Gasoducto Huelva-Córdoba y Gasoducto Córdoba-Madrid.

- Ampliación de la estación de compresión de Sevilla y nueva estación de compresión de Córdoba.

3. En este estudio se ha considerado que las nuevas infraestructuras entran en servicio en las fechas previstas por los promotores de cada proyecto.

Cualquier retraso en la construcción de las infraestructuras provocará mayores restricciones en la cobertura de la demanda que las previstas en este estudio. En particular, un retraso en la ampliación de la capacidad de regasificación, en la construcción del gasoducto Huelva – Córdoba – Madrid, en la construcción de la Planta de Sagunto, o en la ampliación de la capacidad del gasoducto del Magreb en su tramo internacional, pueden comprometer muy seriamente el suministro no solo a los nuevos ciclos combinados, sino también a parte del mercado convencional.

La necesidad de disponer de estas infraestructuras en un plazo de tiempo muy corto hace necesario un esfuerzo tanto de los operadores como de la Administración para acelerar los plazos de construcción. En este aspecto, se considera necesario que las infraestructuras gasistas más urgentes, se autoricen por asignación directa al operador que las ha propuesto, y sin esperar a la aprobación formal de la planificación en materia de hidrocarburos.

El análisis principal de la cobertura de la demanda se ha realizado para un día punta normal, correspondiente al día más frío de cada 5 años. En caso de producirse un día de climatología más extrema, también serán superiores las restricciones sobre el sistema gasista.

4. El análisis de la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL revela la existencia de déficit de capacidad de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de 35 días de existencias estratégicas impuestas por la Ley 34/1998, así como con los 10 días de capacidad de almacenamiento de GNL incluidas en el peaje de regasificación.

Durante el periodo considerado aumenta notablemente la capacidad de almacenamiento pero la demanda aumenta a un ritmo similar, con lo que se mantiene la situación actual de déficit.

La aprobación del reglamento de existencias mínimas y diversificación, aún pendiente, debe contribuir a definir y controlar las responsabilidades sobre el mantenimiento de existencias mínimas entre los operadores.

5. No se valoran en este estudio otros proyectos que se estima que podrían entrar en funcionamiento a partir del año 2005, ya que el análisis de los mismos corresponde a la planificación a más largo plazo que está elaborando el Ministerio de Economía. No obstante, posibles retrasos no deberían de poner en

peligro los futuros proyectos que puedan ser necesarios para el sistema, que han de ser objeto de consideración continuada.

6. La publicación del nuevo régimen económico de las actividades del sector gasista debe asegurar la rentabilidad de los proyectos de regasificación, transporte y almacenamiento, contribuyendo al mantenimiento del impulso inversor en las infraestructuras gasistas necesarias para el sistema.

Otros criterios de seguridad: dimensionamiento del sistema gasista para hacer frente a problemas en los puntos de entrada

Otro factor que se ha de tener en cuenta desde el punto de vista de seguridad y cobertura de la demanda, es el relativo al dimensionamiento necesario que ha de tener el sistema gasista para hacer frente a un fallo temporal en alguna de las entradas de gas al sistema gasista (plantas de regasificación, conexión internacional y almacenamiento subterráneo).

Aunque la probabilidad de indisponibilidad de las instalaciones de entrada de gas es históricamente pequeña, lo cierto es que no es nula, por tanto el diseño del sistema gasista debería tener en cuenta esta posibilidad. Los siguientes criterios podrían incorporarse en el diseño de las nuevas instalaciones para incrementar la seguridad estructural del sistema y proporcionar mayor garantía del suministro:

- Aumento del número de puntos de entrada de gas al sistema (plantas de regasificación y gasoductos internacionales).
- Dimensionamiento adicional de las diferentes entradas de gas existentes.
- Reparto adecuado de las capacidades de entrada de gas entre las diversas instalaciones.
- Aumento del mallado en la red básica.

La aplicación de estos criterios introduciría un conjunto de ventajas entre las que destacaremos: la disminución de las consecuencias ocasionadas sobre el suministro por la interrupción temporal del servicio en uno de los puntos de entrada de gas; disminución de la distancia media de transporte hasta los puntos de consumo; el aumento de la posibilidad de ayuda entre los subsistemas gasistas existentes: eje oriental (Levante), eje occidental -centro y eje del Ebro.

7.2. Adecuación de la red de transporte de energía eléctrica para la garantía del suministro: corto y medio plazo

7.2.1. Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación de la red de transporte de energía eléctrica

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

Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son fundamentalmente: la frecuencia, las tensiones de los nudos y los niveles de carga de los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparataje asociada).

En estado normal de funcionamiento del sistema, los niveles de carga no deben superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas definidos para las diferentes épocas del año.

Asimismo, el sistema debe mantener, incluso ante contingencias, sus parámetros de control dentro ciertos límites. Las contingencias que deben ser consideradas en los análisis de seguridad son:

- El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (criterio N-1).
- El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 km de su trazado.
- En situaciones especiales, cuando la puesta en práctica de las medidas de operación tras una contingencia requiera un tiempo excesivo, debe considerarse también el fallo del mayor equipo generador de la zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

Fallo simple (Criterio N-1)

- No deben producirse cortes de mercado.
- No deben producirse sobrecargas permanentes en las líneas respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 % con una duración inferior a 20 min.
- No deben producirse sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, salvo en invierno, en que se admite una sobrecarga máxima de un 10 %.
- Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los límites de la **figura 7.2.1**:

Figura 7.2.1: Tensiones admisibles ante fallo simple

	Mínimo	Máximo
Nivel de 400 kV	380 (95 %)	435 (108.7 %)
Nivel de 220 kV	205 (93 %)	245 (111 %)

Fuente: REE

Pérdida de líneas de doble circuito o fallo simultáneo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de interconexión de la misma con el resto del sistema

- No deben producirse cortes de mercado.
- No deben producirse sobrecargas en las líneas superiores al 15 % de su límite térmico estacional.
- No deben existir sobrecargas en los transformadores superiores al 20 % en invierno, al 10 % en verano, ni al 15 % en las restantes temporadas.
- Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los límites de la **figura 7.2.2**:

depende de un conjunto de factores, entre los que cabe destacar:

- Disponibilidad de capacidad de red en su entorno, cuya evaluación incluye los criterios de seguridad para la operación del sistema.
- Volumen de las instalaciones de conexión a la red de transporte y, en su caso, de los refuerzos locales.
- Riesgo de aparición de restricciones que puedan impedir la evacuación / suministro de la energía.

Existen otros aspectos que tienen consecuencias sobre la eficiencia de funcionamiento del sistema, aunque hoy por

Figura 7.2.2. Tensiones admisibles ante fallo múltiple

	Mínimo	Máximo
Nivel de 400 kV	375 (93.75 %)	435 (108.7 %)
Nivel de 220 kV	200 (90 %)	245 (111 %)

Fuente: REE

7.2.2. Capacidad de acceso a la red de transporte de energía eléctrica: evacuación y suministro

Conforme a la información facilitada por el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico a continuación se describe el grado de adecuación de la actual red de transporte de energía eléctrica para garantizar el suministro en el corto y medio plazo, tanto en lo referente a la evacuación de la energía de las nuevas centrales de generación, como en lo referente al adecuado suministro a los consumidores de energía eléctrica, y todo ello de acuerdo a los criterios de seguridad exigibles a toda red de transporte de energía eléctrica.

La oportunidad de acceso a la red de transporte por parte de un agente, ya sea éste un generador o un consumidor de energía, en una determinada ubicación geográfica,

hoy no constituyen condiciones de limitación al acceso. Entre éstas cabe destacar el equilibrio energético en las distintas zonas geográficas, con la consiguiente minimización de las pérdidas de la red y, al mismo tiempo, la disminución del riesgo de aparición de congestiones.

De acuerdo con lo anterior, Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, viene realizando estudios acerca de las posibilidades que ofrece la red de transporte para la evacuación y el suministro de energía a los potenciales agentes que se conecten a ella.

Conforme a los resultados aportados por el Gestor se presenta en este punto la capacidad de la red de transporte actual, año 2001, para admitir incrementos de generación y de suministros de demanda, de acuerdo con diferentes

escenarios. Los resultados deben tomarse como orientativos y no excluyen, en ningún caso, la necesidad de realizar análisis particulares para cada caso de solicitud de acceso.

A este fin, se ha clasificado el sistema eléctrico peninsular español en seis zonas: Sur, Centro, Levante, Nordeste, Norte y Noroeste.

En las tablas siguientes se recogen los promedios zonales de los incrementos admisibles en la capacidad de

evacuación y suministro, divididos en los niveles de 400 y 220 kV, para los distintos escenarios energéticos contemplados. En todos ellos, el criterio básico de fiabilidad es el asociado a la indisponibilidad de carácter simple de la red (N-1). Se ha considerado procedente, para la evacuación de energía eléctrica, analizar la capacidad admisible con y sin teledisparo en las centrales de generación, ya que este mecanismo permite una mejor optimización de los recursos de la red de transporte de energía eléctrica, resolviéndose ciertas contingencias mediante su utilización.

Figura 7.2.3. Capacidad de evacuación adicional media sin teledisparo en situación N-1 (MW). Año 2001

Tensión (kV)	Zona	P.H. Invierno	P.S. Invierno	P.H. Verano	P.S. Verano	Media de escenarios
400	Sur	817	1.353	549	1.050	942
	Centro	1.324	1.514	626	966	1.107
	Levante	1.759	1.687	1.622	1.417	1.621
	Nordeste	1.107	1.044	398	207	689
	Norte	1.448	1.545	664	1.256	1.228
	Noroeste	633	1.301	886	888	927
	Total peninsular	1.190	1.394	782	937	1.076
220	Sur	702	694	325	357	519
	Centro	557	551	333	341	445
	Levante	779	756	486	442	615
	Nordeste	496	521	244	143	351
	Norte	568	669	394	524	538
	Noroeste	289	390	277	319	318
	Total peninsular	534	577	328	344	446

Fuente: REE

Figura 7.2.4 Capacidad de evacuación adicional media con teledisparo en situación N-1 (MW). Año 2001

Tensión (kV)	Zona	P.H. Invierno	P.S. Invierno	P.H. Verano	P.S. Verano	Media de escenarios
400	Sur	1.849	2.041	1.300	1.438	1.657
	Centro	2.322	2.365	1.076	1.730	1.873
	Levante	2.747	2.659	2.195	1.979	2.395
	Nordeste	1.769	1.825	931	324	1.212
	Norte	2.084	2.136	898	1.813	1.732
	Noroeste	1.441	1.931	1.300	1.371	1.511
Total peninsular		2.014	2.141	1.260	1.400	1.705
220	Sur	866	855	455	461	659
	Centro	755	759	504	509	632
	Levante	893	947	613	586	760
	Nordeste	596	605	367	234	451
	Norte	786	847	457	657	687
	Noroeste	435	519	401	432	447
Total peninsular		696	730	447	469	585

Fuente: REE

Figura 7.2.5 Capacidad de suministro adicional medio en situación N-1 (MW). Año 2001

Tensión (kV)	Zona	P.H. Invierno	P.S. Invierno	P.H. Verano	P.S. Verano	Media de escenarios
400	Sur	542	1.651	199	611	751
	Centro	1.723	2.157	181	1.362	1.356
	Levante	1.645	1.851	442	725	1.166
	Nordeste	721	1.418	418	1.172	932
	Norte	691	1.753	895	166	876
	Noroeste	1.731	1.794	1.293	1.250	1.517
Total peninsular		1.155	1.751	603	873	1.095
220	Sur	148	386	104	244	221
	Centro	265	257	99	177	200
	Levante	280	453	261	294	322
	Nordeste	344	414	176	298	308
	Norte	361	437	284	95	294
	Noroeste	508	509	394	385	449
Total peninsular		334	405	220	234	298

Fuente: REE

De los valores recogidos en las tablas anteriores, se pueden realizar las siguientes valoraciones:

i. Desde el punto de vista de la red:

Existe una mayor capacidad de los nudos de la red de 400 kV con respecto al nivel de 220 kV: los nudos de 400 kV presentan mayores posibilidades de evacuación y suministro (2,5 y 3,6 veces) que los nudos de 220 kV, para la media nacional.

El escenario más restrictivo para la capacidad adicional media de evacuación y suministro es la punta húmeda de verano, motivado por la disminución de la capacidad de transporte de las líneas.

ii. Desde el punto de vista de la capacidad de evacuación de nueva generación:

La capacidad de evacuación de generación (sin considerar el teledisparo de grupos) se sitúa para el promedio de nudos de la red de transporte peninsular en el entorno de los 1.000 MW para 400 kV y del orden de 450 MW para 220 kV.

La dotación de mecanismos de teledisparo de grupos, asociados a fallos en elementos de red, resulta de una eficiencia relativamente alta para la red de 400 kV, aunque no lo es tanto para la red de 220 kV. En promedio se consiguen, con respecto a la situación sin teledisparo, incrementos de la capacidad de evacuación

superiores a los 600 MW en los nudos de 400 kV y del orden de 140 MW para los nudos de 220 kV.

La comparación entre zonas arroja unos resultados desiguales.

La discriminación estacional global conduce a los resultados mostrados en la **figura 7.2.6** del margen adicional del invierno con respecto al verano, en MW.

iii. Desde el punto de vista de la capacidad de suministro de nuevas demandas:

La zona Noroeste es la que admite un mayor crecimiento, dado el elevado excedente de generación existente.

Comparando los resultados globales del sistema peninsular español por nivel de tensión y situación de invierno y verano, sin admitir en este caso la condición de teledisparo, se obtiene, en MW:

Figura 7.2.7 Capacidad de suministro adicional en MW

Tensión (kV)	Sin teledisparo	
	Verano	Invierno
400	738	1.453
220	227	370

Fuente: REE

Figura 7.2.6 Capacidad de evacuación adicional en MW

Tensión (kV)	Sin teledisparo		Con teledisparo	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno
400	860	1.292	1.330	2.078
220	336	556	428	713

Fuente: REE

7.2.3. Criterios generales de planificación

La planificación de la red de transporte atiende a tres tipos de criterios: técnicos, económicos y estratégicos, que están relacionados entre sí.

Los criterios técnicos persiguen el cumplimiento de los requisitos de seguridad y fiabilidad para las futuras configuraciones de la red, requisitos que han de ser coherentes con los criterios técnicos establecidos en los procedimientos de operación del sistema.

Los criterios económicos permiten decidir entre las distintas opciones alternativas resultantes tras la aplicación de los criterios técnicos. La valoración de los beneficios de una actuación atiende a:

- Una gestión más eficiente derivada de:
 - La reducción de las pérdidas de transporte.
 - La eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada.
 - La incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores.
- Una gestión más fiable y segura que minimice la energía no suministrada.

Los criterios estratégicos comprenden un conjunto de principios generales de diversa naturaleza:

- Existencia de obligación de suministro por parte de los distribuidores.
- Necesidad de integración de criterios medioambientales en la selección de soluciones de desarrollo, de modo que se minimice el impacto medioambiental global.

- Inexistencia de reserva de capacidad de la red de transporte de energía eléctrica.
- Coordinación de la evolución de la red de transporte con la de la red de distribución y con la entrada de nuevos agentes productores y consumidores, con objeto de mantener la coherencia en el desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto.
- Aumento de capacidad de interconexión internacional.

7.2.4. Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica

De acuerdo con la información aportada por el gestor del sistema, las actuaciones en la red de transporte de energía eléctrica necesarias en el periodo 2001-2005 pueden ser clasificadas atendiendo a las siguientes motivaciones:

- Mallado de la Red de Transporte: estas actuaciones se derivan de la necesidad de garantía de suministro general y local, constituyendo la motivación fundamental en el conjunto de las actuaciones.
- Refuerzo de las conexiones internacionales: son las actuaciones asociadas con el refuerzo de las líneas de conexión internacional, integradas en la necesidad de aumento de la capacidad de intercambio del sistema, y especialmente con el sistema europeo.
- Alimentación a cargas singulares (Tren Alta Velocidad Madrid-Frontera Francesa): actuaciones asociadas a los requisitos de alimentación eléctrica a cargas singulares, especialmente exigibles por los nuevos trenes de alta velocidad previstos.
- Evacuación de generación de ciclo combinado: son las actuaciones asociadas a la evacuación de los grupos de ciclo combinado a gas natural.

- Evacuación de generación en régimen especial (eólica, tratamiento de purines, etc.): actuaciones asociadas a las previsiones de instalación de nueva generación de régimen especial, en particular eólica.

Aunque todas las zonas han participado en el crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica de los últimos cinco años, los mayores incrementos los ha experimentado la demanda de las zonas Sur, Levante y Centro, y se prevé que esta tendencia continúe en los próximos años.

La nueva generación estaría ubicada, con carácter general, en las zonas más deficitarias y con un crecimiento de la demanda mayor, como son las zonas del País Vasco, Levante y Sur. Sin embargo, frente a esta tendencia de corrección de los desequilibrios existentes entre generación y demanda, también se observan tendencias en el sentido opuesto. Así, cabe destacar que existen zonas tradicionalmente excedentarias en producción con importantes previsiones de nueva generación, como son las zonas de Galicia y Aragón.

A continuación se exponen, para cada una de las seis zonas de explotación en que se divide el sistema eléctrico peninsular español, las actuaciones en la red de transporte necesarias para los próximos ejercicios, así como su justificación cualitativa.

ZONA NOROESTE: GALICIA

El desarrollo de la red de transporte en la zona Noroeste vendría justificado por la necesidad de:

- o Refuerzo de la alimentación al mercado en la zona suroeste de Galicia, con especial mención de la franja litoral de la provincia de Pontevedra.
- o Instalación de nuevos grupos térmicos de ciclo combinado a gas natural.
- o Plan Eólico Estratégico de Galicia.

Refuerzo de la alimentación al mercado en la zona oeste de Pontevedra

El refuerzo del enlace a 220 kV entre Castrelo y Pazos de Borden viene a reducir las restricciones actualmente existentes en la zona oeste de Pontevedra, al tiempo que mejora la alimentación del mercado de dicha zona. En el caso de observarse crecimientos de la demanda superiores a los previstos, podría establecerse un apoyo más directo y robusto a la red de 400 kV, ya que el enlace Castrelo-Pazos de Borden se ha diseñado a 400 kV.

Las actuaciones previstas en Cartelle y asociadas en mayor medida a la evacuación de la generación eólica de Galicia, también tienen una influencia favorable en la alimentación de la zona oeste de la provincia de Pontevedra.

Plan Eólico Estratégico de Galicia

El Plan Eólico Estratégico de Galicia considera la previsión de puesta en servicio de un contingente de generación eólica de aproximadamente 3.000 MW.

La evaluación técnica realizada por Red Eléctrica de España, S.A., teniendo en cuenta las actuaciones en la red previstas en Galicia en el corto plazo, viene a establecer como capacidad máxima de producción admisible en Galicia una cantidad de 1.900 MW. Las actuaciones de refuerzo asociadas al desarrollo de red en el corto plazo son las siguientes:

- Nuevo parque de 220 kV en Cartelle con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Entrada/salida en Cartelle de la línea Castrelo-Pazos de Borden 220 kV.
- Entrada/salida de la actual línea Castrelo-Velle 220 kV en Cartelle.
- Nueva línea San Pedro-Velle 220 kV.

- Nueva subestación Boimente 400 kV (conectada a la red de 400 kV a través de una entrada/salida a cada una de las dos líneas Puentes de García Rodríguez-Aluminio y con transformación 400/132 kV 2x450 MVA).
- Instalación del 2º circuito Mesón-Cartelle 400 kV.
- Incremento de la capacidad de transporte por aumento de la temperatura máxima de operación del conductor en varias líneas de 400 y 220 kV.

Con las actuaciones previstas en el medio plazo los análisis realizados presentan una capacidad máxima de evacuación admisible en Galicia en torno a los 2.240 MW. Las actuaciones de refuerzo asociadas al desarrollo de red hasta el año 2004 y complementarias de las establecidas en el corto plazo son las siguientes:

- Nueva línea Mesón-Puentes de García Rodríguez 400 kV.
- Instalación del 2º circuito Cartelle-Trives 400 kV.
- 3ª unidad 400/220 kV en Mesón.

Esta capacidad establecida en el medio plazo viene limitada tanto por restricciones en la red de 400 kV (línea Trives-Lomba), como por la de 220 kV (Belesar-Lomba, Lomba-Montearenas y eje San Agustín-Puebla de Sanabria-Mudarra). Lo anterior viene a confirmar la necesidad de refuerzo de la evacuación de Galicia con nuevas líneas de 400 kV, de forma que permita una adecuada evacuación tanto para los nuevos grupos de ciclo combinado a gas natural como para la generación prevista en el Plan Eólico Estratégico de Galicia.

Instalación de nuevos grupos térmicos de ciclo combinado a gas natural

La evacuación de nuevos grupos de ciclo combinado a gas natural previstos en Galicia (1.600 MW), enfatiza la necesidad de refuerzo en 400 kV de la red de evacuación

de Galicia con los dos nuevos ejes planteados anteriormente.

La consideración simultánea de las previsiones de generación eólica y de nuevos grupos de ciclo combinado exige el desarrollo de la red de evacuación mediante las siguientes actuaciones:

- Transformación a 400 kV del eje a 220 kV que une los nudos de Trives y Tordesillas (considerando la dificultad actual de construcción de nuevas líneas).
- Construcción del enlace Boimente-Narcea 400 kV.

Igualmente, el refuerzo de la evacuación de Galicia con los enlaces Trives-Tordesillas y Boimente-Narcea 400 kV lleva asociados las siguientes actuaciones complementarias:

- 2ª unidad de transformación 400/220 kV en Cartelle y en Trives.
- Duplicidad del enlace Narcea-Soto 400 kV.
- Incremento de capacidad de transporte por aumento de la temperatura máxima de trabajo del conductor en líneas de 400 y 220 kV.

En todo caso, estos refuerzos deberán de ir acompañados en el tiempo a la incorporación de la nueva generación en la zona.

ZONA NORTE: PRINCIPADO DE ASTURIAS, CANTABRIA Y PAÍS VASCO

El desarrollo de la red de transporte pasa en estas Comunidades Autónomas por tres importantes actuaciones:

- o Eje Norte.
- o Línea Lada-Velilla 400 kV.
- o Mallado de la red en la zona de Músquiz-Puerto de Bilbao-Santurce.

Eje Norte

Esta actuación prevé la construcción de un eje eléctrico en 400 kV que une, mediante línea de doble circuito, las subestaciones de Soto de Ribera (Asturias), Penagos (futuro parque en Cantabria) y Güeñes e Itxaso (País Vasco), proporcionando, de forma general, una mejora importante de la calidad del suministro eléctrico y, de forma particular, una serie de ventajas en cada una de la Comunidades Autónomas por las que discurre el referido eje:

- *Asturias.* Se minimiza la necesidad de tomar medidas restrictivas en la evacuación de los grupos generadores asturianos ante el fallo simple de algún elemento de la red o ante otras indisponibilidades de red. La actual infraestructura de la red de transporte en la zona formada por las conexiones en 400 kV entre Asturias y León (Soto-Robla 400 kV y Lada-Robla 400 kV) y en 220 kV entre Asturias y Cantabria (Siero-P.S. Miguel 220 kV) motiva la necesidad de aplicación de las medidas restrictivas anteriormente indicadas.
- *Cantabria.* Se mejora la calidad de suministro tanto al consumo doméstico como al industrial, particularmente importante en esta Comunidad Autónoma, donde la existencia de ciertas industrias siderúrgicas exige un sólido apoyo de la red, para evitar que las eventuales perturbaciones a la red producidas por la actividad de dichos consumidores redunden en una degradación de la calidad de servicio.
- *País Vasco.* Se asegura el adecuado suministro de la demanda al evitar congestiones en la red y asegurar niveles de tensión adecuados que, de otra manera, podrían verse degradados, en especial, ante situaciones de exportación energética hacia el sistema francés.

La eliminación de las restricciones en la producción de los grupos actualmente existentes en Santurce, la

adecuada evacuación de la previsible implantación de un elevado contingente de nueva generación en el País Vasco (zonas de Músquiz, Amorebieta y Puerto de Bilbao) y la necesidad de un mallado más robusto entre las actuales subestaciones de 400 kV de Santurce, Güeñes e Itxaso, refuerza la necesidad del eje Norte.

Línea Lada-Velilla 400 kV

La línea Lada-Velilla está asociada a la necesidad de evacuación de la generación de Asturias. En el marco de elevadas peticiones de generación en el nordeste y norte de España, esta línea tiene claros beneficios en cuanto a la evacuación en la generación de energía de Asturias y el suministro de la demanda de zonas adyacentes, así como a la contribución del mantenimiento de la calidad de servicio en zonas del norte peninsular y en el aseguramiento del funcionamiento de un mercado eléctrico flexible.

Mallado de red en la zona de Músquiz-Puerto de Bilbao-Santurce

Esta actuación posibilita tanto la adecuada evacuación de la generación prevista en dicha zona como el mallado ulterior de la red de transporte en la misma, y plantea la construcción de una nueva subestación Músquiz-Abanto 400 kV a través de una entrada y salida en la futura línea de doble circuito Penagos-Güeñes (asociada al eje Norte).

ZONA NORDESTE: COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA, LA RIOJA, ARAGÓN Y CATALUÑA

El desarrollo de la red de transporte prevé en estas Comunidades Autónomas las siguientes actuaciones:

o Eje de 400 kV Vitoria-Pamplona-Castejón-La Serna-Magallón-Trillo.

o Refuerzo de la alimentación a Pamplona.

- o Evacuación de nueva generación en Aragón (régimen ordinario y especial).
- o Ampliación de la capacidad de interconexión con la red europea y conexión Aragón-Cataluña.
- o Refuerzo de la alimentación de la zona de Gerona.
- o Desarrollo para la evacuación de nueva generación especial en Cataluña (eólica y tratamiento de purines).
- o Desarrollo para la mejora de la calidad del servicio y reducción del impacto medioambiental en Barcelona.
- o Otros apoyos a zonas de mercado de Cataluña.

Eje de 400 kV Vitoria-Pamplona-Castejón-La Serna-Magallón-Trillo

Si al programa de nueva generación en el País Vasco se le agregan los de Navarra y Aragón, se detectan niveles de carga superiores a los límites admisibles en situación de plena disponibilidad de los elementos de la red de la zona, agudizándose estos problemas en situación de indisponibilidad de algún elemento de dicha red.

Para solucionar estos problemas el desarrollo futuro de la zona precisa de la continuación del eje Norte, con un eje de 400 kV de doble circuito que una Vitoria-Pamplona-La Serna-Magallón-Trillo.

Este nuevo eje también evita la saturación de los actuales corredores de 400 kV Valladolid/Palencia-Madrid y Aragón/Cataluña-Levante, al garantizar la flexibilidad y seguridad de la operación del sistema y evitar las sobrecargas que en dichos corredores se originan por situaciones de indisponibilidad simple de red.

Dicho eje de 400 kV permitirá la alimentación al Tren de Alta Velocidad (TAV) Madrid-Barcelona en una zona de carencia total de infraestructura eléctrica (tramo Trillo-

Magallón) mediante las nuevas subestaciones de Rueda, Terrer y Medinaceli, a la vez que aporta una serie de ventajas en las Comunidades Autónomas por la que discurre:

- *Navarra.* El nuevo eje de 400 kV en su tramo Vitoria-Pamplona-Castejón-La Serna permitirá garantizar la calidad del suministro a la zona centro y norte de Navarra y supondrá una mejora de la alimentación tanto del sur de la Comunidad Foral como de La Rioja. Actualmente las zonas centro y norte de Navarra están alimentadas por una red lineal de 220 kV con un apoyo lejano (a casi 100 Km de distancia) de la red de transporte de 400 kV.

Asimismo, el nuevo eje posibilita una nueva subestación en la localidad navarra de Castejón, con ubicación cercana a los emplazamientos previstos para dos grupos térmicos. Ello permite una evacuación técnicamente adecuada, a la vez que reduce el impacto medioambiental (al evitar una solución alternativa con las líneas de evacuación independientes de los referidos grupos en la actual subestación de La Serna).

- *Aragón.* El nuevo eje junto con los refuerzos previstos en la propia Comunidad aragonesa permite la evacuación de una parte importante de la generación prevista en esta Comunidad.

Refuerzo de la alimentación de Pamplona

La nueva subestación en la zona de Pamplona es imprescindible para aprovechar las ventajas derivadas de la red de 400 kV con el nuevo eje. La subestación tiene prevista su emplazamiento (Muruarte) lo más próximo posible a las subestaciones de 220 kV de Orcoyen y Cordovilla, pertenecientes a la red local a la que ha de apoyar.

El desarrollo de la red para el refuerzo de la alimentación de Pamplona está asociado a las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación Muruarte, con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Nueva línea de 220 kV doble circuito Muruarte-L/Orcoyen-Cordovilla (entrada y salida).

Desarrollo para la evacuación de nueva generación en Aragón

El desarrollo de la red en Aragón viene exigido por la previsión de puesta en servicio de un elevado contingente de generación eólica.

La evaluación técnica realizada por Red Eléctrica de España, S.A., establece como objetivo razonable de capacidad de evacuación global para Aragón en el corto plazo una magnitud de 1.800 a 2.000 MW de potencia instalada. Para hacer frente a las necesidades de desarrollo asociadas a la evacuación de esta potencia, se plantean las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación 400 kV Magallón, con transformación 400/220 kV, 2x600 MVA, conectada a la red mediante entrada/salida de la línea La Serna-Peñaflor 400 kV.
- Nueva subestación Alcolea de Cinca 220 kV (entrada y salida de Monzón-Mequinenza).
- Nuevo eje Magallón-Montetorrero 220 kV.
- Tramo Magallón-Trillo doble circuito 400 kV, perteneciente al futuro eje Vitoria-Trillo, anteriormente citado.
- Nueva subestación 220 kV en Gurrea, conectada a la red mediante doble entrada/salida de los dos circuitos de 220 kV Sabiñánigo-Villanueva.
- Nueva subestación 400 kV Fuendetodos, con transformación 400/220 kV 600 MVA, conectada a la red mediante entrada/salida de la línea Almazán-Escatrón 400 kV.

- Incremento de capacidad de transporte en las líneas de 400 kV de los corredores que unen Aragón y Cataluña con Levante.

Los estudios realizados para el medio plazo apuntan a una capacidad de evacuación global en Aragón en torno a los 2.600 MVA. Para ello, además de las actuaciones anteriores, es preciso reforzar la evacuación sudeste de Aragón con un nuevo eje de transporte de 400 kV Fuendetodos-Escucha-Maestrazgo (conexión a la actual línea Aragón-La Plana 400 kV). Asimismo, este nuevo eje permite una mayor generación eólica en Teruel mediante una nueva subestación de 400 kV en la zona de Escucha.

Los análisis realizados indican igualmente la necesidad de duplicar la línea Maestrazgo-La Plana 400 kV para acceder a valores globales de capacidad de evacuación superiores a 2.600 MW.

Por otra parte, las previsiones de nueva generación con ciclos combinados contemplan la nueva subestación de Osera de Ebro 400 kV, conectada a la línea Peñaflor-Aragón 400 kV.

Propuesta de mejora del apoyo mutuo Aragón-Cataluña

El gestor técnico del sistema propone la unión Aragón-Isona-L /Sallente-Calders/ Sentmenat por la necesidad de unión con la central de bombeo de Sallente, ya que las facilidades de arranque autónomo de este tipo de centrales favorecen la reposición del servicio en caso de incidentes graves en la red, además de su papel en el mercado de producción y los ahorros de pérdidas de transporte que proporciona.

Sin embargo, tal y como el propio gestor técnico del sistema establece, esta conexión cuando puede adquirir realmente importancia es cuando esté realizada la unión con Francia a través a través del Pirineo Central (L/Aragón-Cazari). Además la central de bombeo Sallente, cuenta con capacidad suficiente de evacuación de generación y de aportar seguridad al sistema mediante

su arranque autónomo y el actual doble circuito a 400 MV Sallente-Sentmenat.

El ahorro de pérdidas de transporte que lleva aparejado la línea se desconoce. Y en consecuencia, el refuerzo propuesto debe ser justificado con mayor precisión en la planificación que se desarrolle en un futuro; de manera que pueda verse claramente la necesidad de esta línea en el caso de no existir el eje Aragón-Cazari.

Refuerzo de la alimentación de la zona de Gerona

El mercado de Gerona, áreas de la capital y litoral, está actualmente alimentado mediante un doble circuito a 220 kV que se conecta en un punto distante a la red de 400 kV, concretamente en la subestación de Vic, ubicada en la provincia de Barcelona. Esta situación hace que se mantenga un riesgo elevado de degradación de la calidad de servicio debido a la probabilidad de fallo de dicha conexión.

El desarrollo de la red para eliminar la problemática planteada pasa por acercar el nivel de 400 kV a la provincia de Gerona y está asociada a las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación Bescanó 400 kV, con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Nuevo eje Bescanó-Sentmenat 400 kV.

Una solución basada únicamente en el refuerzo de la transformación 400/220 kV de Vic, aunque con menor impacto ambiental, constituye una solución temporal. Esta temporalidad es más evidente ante la necesidad de hacer frente a la alimentación de las instalaciones de carácter singular como la del futuro tren de alta velocidad Madrid-Frontera Francesa.

Evacuación de nueva generación especial en Cataluña

El plan de generación especial en Cataluña incluye fundamentalmente generación derivada de plantas de tratamientos de purines (en la provincia de Lérida) y generación eólica (en las provincias de Barcelona y

Tarragona), siendo este último grupo el que constituye el mayor contingente y de mayor afección sobre la red de transporte. En función de la consolidación de las previsiones de generación consideradas, la integración de ambos capítulos motiva la necesidad de nuevas subestaciones de evacuación, con entrada y salida en ejes existentes tanto de 400 kV (línea Mequinenza-Rubí en las inmediaciones de Vimbod) como en 220 kV (Tarragona-Escatrón 220 kV en Batea; Montblanc-Mangraners 220 kV en Juneda; doble circuito 220 kV Pont de Suert/Pobla de Segur-Abrea-Rubí en Artesa de Segre).

Asimismo, la evacuación de la generación eólica previsible en el sur de Tarragona requiere de una nueva subestación en Tortosa para proporcionar el necesario apoyo (nueva transformación 400/110 kV).

Mejora de la calidad del servicio y reducción del impacto medioambiental en Barcelona

Razones medioambientales motivan la racionalización del mallado de la red en la zona este de Barcelona (en especial el soterramiento del corredor de 220 kV el río Besós), acercando la red de 400 kV a una zona de elevado consumo como es la capital barcelonesa. Ello permite, además, mejorar la calidad de servicio local y posibilitar la evacuación de los eventuales excedentes de la generación prevista en la zona de la desembocadura del río Besós.

El desarrollo de la red previsto conllevaría las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación Sta. Coloma 400 kV, con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Nuevo eje Sta. Coloma-Ascó 400 kV (con aprovechamiento de la actual Ascó-Sentmenat 400 kV y funcionamiento a 400 kV de uno de los circuitos del actual eje Sentmenat-Sta. Coloma 220 kV).
- Nuevo doble circuito Sta. Coloma-L/Begues-Rubí 400 kV.

Otros apoyos a zonas de mercado en Cataluña

El apoyo a la distribución y, en consecuencia, al consumo de la zona de Cataluña, responde en ocasiones a demandas singulares como las que representa el tren de alta velocidad Madrid-Frontera Francesa. Las actuaciones asociadas al desarrollo de la red en aquellas otras zonas de Cataluña no referidas anteriormente son:

- Nueva subestación de La Secuita, con transformación 400/220 kV y 400/110 kV para dar apoyo a la distribución y suministro al TAV.
- Nueva subestación en Penedés, con transformación 400/110 kV para dar apoyo a la demanda local, ante el agotamiento de la red de reparto (220 kV) y de distribución (110 kV) local.
- Refuerzo en la transformación 400/AT del área de Barcelona (Begues, Pierola y Can Barba).

ZONA CENTRO: CASTILLA Y LEÓN, CASTILLA-LA MANCHA, MADRID Y EXTREMADURA

Evacuación de generación eólica y suministros singulares

Para facilitar la evacuación de generación eólica local y dar apoyo a la alimentación del tren de alta velocidad Madrid-Segovia-Valladolid son necesarias las siguientes actuaciones:

- Nuevas subestaciones derivadas de la evacuación de nueva generación eólica en Virtus (conectada a la línea Herrera-Güeñes 400 kV), Lubián (conectada a la línea S. Agustín-P. Sanabria 220 kV), Villanueva (conectada a la línea Compostilla-La Robla 400 kV), Coculina (conectada a la línea Barcina-Herrera 400 kV).
- Ampliación de las subestaciones de Medinaceli y Fuentes de la Alcarria en el nuevo eje Trillo-Magallón (que permite tanto la alimentación al tren

de alta velocidad como la evacuación de la generación eólica local).

- Adelanto de la transformación a 400 kV de la línea Tordesillas-Otero-Ventas 220 kV para crear el eje Tordesillas-Galapagar.
- Nueva subestación de Pinilla conectada con doble entrada/salida de la línea de doble circuito Romica-Rocamora.
- Refuerzo de la transformación 400/AT de la zona de Madrid en Galapagar y en la futura subestación de Fuencarral, para la que se prevé un apoyo tanto al 132 kV como al 220 kV. La nueva subestación de Anchuelo para el apoyo al tren de alta velocidad Madrid-Barcelona posibilita, asimismo, una nueva transformación 400/132 kV.

Apoyo mutuo entre zonas centro y sudoeste

Debido a las favorables condiciones para la nueva generación en el Sur, se prevé que el flujo de electricidad actual en sentido norte-sur puede revertirse en muchas ocasiones.

ZONA LEVANTE: COMUNIDAD VALENCIANA Y MURCIA

Apoyo a la demanda desde la red de transporte

- Para apoyar a la demanda es preciso construir nuevas subestaciones de 400 kV con transformación 400/AT, así como reforzar las actuales existentes en las cuatro provincias de la zona: Murcia, Alicante, Valencia y Castellón.
- Para reforzar los apoyos mutuos con Andalucía y Castilla-La Mancha y conseguir un mallado más robusto entre Castellón y Valencia es precisa la instalación de segundos circuitos en las líneas de 400 kV ya preparadas al efecto.

- Creación de nuevos ejes de 400 kV en Murcia y Castellón.

Nueva generación en Escombreras

La nueva generación prevista en la Bahía de Escombreras exige el refuerzo de las actuales instalaciones de transporte asociadas a la evacuación de la generación local y la creación de un nuevo corredor de doble circuito de 400 kV que potencia el mallado hacia el norte y permita el apoyo a la zona de la capital desde la red de 400 kV.

Apoyo al consumo de Murcia capital

En la actualidad el apoyo de la red de transporte al consumo de Murcia se efectúa desde la subestación El Palmar 220 kV con apoyos lejanos desde el nivel de 400 kV.

La necesidad de reforzar este apoyo coincide con los planes de refuerzo de la evacuación de Escombreras mediante la instalación de una nueva subestación El Palmar (con transformación 400/132 kV) a partir del doble circuito Escombreras-El Palmar 400 kV, y la previsión de doble entrada y salida en los dos circuitos, actual y futuro, del eje Litoral-Rocamora 400 kV.

Refuerzo del eje entre Aragón y la Comunidad Valenciana

El refuerzo exige la duplicación del tramo castellanense del eje Aragón-La Plana 400 kV a partir de una nueva subestación bajo la línea actual en las inmediaciones de Morella-Maestrazgo que permita, así mismo, el mallado con la nueva línea prevista procedente de Fuendetodos.

ZONA SUR: ANDALUCÍA

Aumento de la generación en Cádiz y resto de Andalucía

Las elevadas previsiones de instalación de nuevos grupos de ciclo combinado tanto en la Bahía de Algeciras como en otras zonas de la provincia de Cádiz, así como en

Málaga, Sevilla y Huelva, motivan el refuerzo de los ejes de 400 kV Pinar-Tajo y Pinar-Don Rodrigo mediante la instalación del segundo circuito y la transformación 400/220 kV de Pinar para soslayar las restricciones asociadas a la unidad actual. Adicionalmente, se requiere el refuerzo de la red de 220 kV de la zona occidental de Cádiz (corredor de Algeciras-Cádiz-Sevilla) con objeto de posibilitar la evacuación de generación eólica.

Generación eólica en la zona de Tarifa y alimentación de Cádiz

Las previsiones de generación en la zona meridional exigen la creación de la nueva subestación del Puerto de la Cruz, con transformación 400/220 kV 600 MVA, cuya conexión se realiza desde la línea Pinar-Estrecho a 400 kV, que cuenta además con un programa de desarrollo en 220 kV para el mallado con la zona de Cádiz capital. Esta subestación puede permitir a su vez que se lleven a cabo los refuerzos ya referidos asociados a la subestación de Pinar, en la que existen restricciones de viabilidad física.

Las previsiones de nueva generación de ciclo combinado se traducen en nuevas subestaciones de evacuación (Arcos de la Frontera Norte y Sur conectadas a la línea D. Rodrigo-Pinar 400 kV), así como nuevos ejes de 400 kV (Palos-Guillena).

Por otra parte, las previsiones de nueva generación eólica apuntan a nuevas subestaciones en Hueneja (conectada a la línea Caparacena-Litoral 400 kV) y Lucena (conectada a la línea Guadame-Tajo 400 kV).

Además, el gestor técnico del sistema propone ampliar el segundo circuito de 400 kV Guadame-Valdecaballeros así como la creación de un nuevo eje a 400 kV Guillena-Almaraz. La justificación que el gestor esgrime es el previsible excedente de generación que se puede dar en la zona.

Sin embargo, esta justificación no parece suficientemente precisa, dado que un aumento de generación en la zona

provocaría una disminución del flujo hacia el sur, y en su caso, un cambio en el sentido del flujo.

En consecuencia lo que se tendría es un alivio en el transporte norte-sur actual que sólo en el caso de hipótesis de generación muy elevadas podría exigir la incorporación de estas instalaciones. En todo caso, parece que este hecho no se produciría en el horizonte contemplado de corto plazo. En 2002 se podrían incorporar dos grupos de ciclos combinados en la zona, en 2004, siete, y en 2005 otros dos. La demanda en Andalucía en 2000 fue de 28075 GWh y su producción de 15437 GWh. La previsión de eólica en 2005 es de 650 MW.

En consecuencia, estos esfuerzos deberían ser contemplados de forma más precisa en la planificación convencional, y ser acondicionados en el tiempo a la evolución de la nueva generación. En cualquier caso, pueden requerir de una justificación mayor.

REFUERZO DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Desarrollo de la interconexión con Francia

Las exigencias de aumento de la capacidad de intercambio entre Francia y España pueden abordarse de dos modos distintos y complementarios:

- Aprovechamiento de la infraestructura de la red existente, mediante refuerzos puntuales de los elementos actuales y actuación sobre la eficiencia de su utilización. En este ámbito, los estudios realizados por Red Eléctrica de España, S.A., permiten identificar actuaciones tanto en la propia red de interconexión como en ambas redes nacionales, y ponen de manifiesto que los potenciales beneficios no son generalizables, es decir, los aumentos de capacidad que se consiguen en ciertas situaciones típicas no surten los mismos efectos para otras situaciones diferentes.

Entre las actuaciones correspondientes a la red española destacan:

- o Refuerzo de la transformación 400/220 kV de Vic, consistente en la sustitución de la unidad actual de 200 MVA por otra de 600 MVA.
- o Incremento de capacidad de la línea Hernani-Cantegrit 400 kV, que incluye medidas combinadas de recrido de apoyos y cambio de conductor.
- o Optimización del modo de gestión del transformador desfasador de Pragnères 220 kV, mediante la introducción de control de ángulo en función de señales remotas.
- o Compensación de energía reactiva, mediante la instalación de elementos compensadores en las zonas adyacentes a la interconexión, nordeste de Cataluña y nordeste del País Vasco.
- o Instalación de nuevos elementos de control de flujo (desfasador) en otras líneas de la interconexión.
- Desarrollo estructural de la red de transporte mediante la creación de nuevos corredores, especialmente de 400 kV. Mientras que las actuaciones anteriores permiten incrementos moderados de la capacidad de intercambio, únicamente medidas que actúen sobre el mallado estructural de la red de interconexión aparecen con una eficacia significativa. La previsión de un nuevo pasillo ferroviario en el nordeste de la Península con motivo de la programada línea del tren de alta velocidad Madrid-Barcelona-Francia, abre la posibilidad de su aprovechamiento para la construcción de una nueva línea eléctrica de interconexión España-Francia: Bescanó-Figueras-Baixas 400 kV, así como el refuerzo de la actual Vic-Baixas 400 kV. Adicionalmente, el desarrollo de la interconexión ha observado históricamente la creación de un nuevo corredor de 400 kV situado en el Pirineo central, siendo esta alternativa de expansión la más favorable, tanto técnica como económica.

Asimismo, la conexión de la L/Aragón-Cazaril a la L/Sallente-Sentmenat apoyará el refuerzo de la interconexión España-Francia a través de un nuevo corredor de 400 kV, al ampliar la capacidad de interconexión. Además, ante la consolidación de un corredor Francia-España más oriental, la conexión norte entre Aragón y Cataluña resulta en este caso, aconsejable.

Desarrollo de la interconexión con Portugal

Los estudios realizados de forma conjunta por REN y Red Eléctrica de España, S.A., sobre el desarrollo de la interconexión con Portugal con un nuevo eje de 400 kV entre la subestación de Balboa y la subestación portuguesa de Alqueva, concluyen en un mutuo beneficio para la operación de ambos sistemas eléctricos.

COMPENSACIÓN DE REACTIVA EN LA RED DE TRANSPORTE

Las tensiones en los nudos deben mantenerse dentro de los márgenes indicados en los Procedimientos de Operación referidos anteriormente, puesto que, además de la mala calidad de servicio, un prolongado funcionamiento de los equipos a tensiones fuera de dichos rangos de tensión podría afectar negativamente al comportamiento, e incluso originar daños, en los mismos.

El control de la tensión en los nudos de la red de transporte se realiza utilizando dispositivos específicos, de generación o de absorción de reactiva, distribuidos por el sistema eléctrico con carácter local en función de las necesidades. Esta característica local diferencia al control de la potencia reactiva-tensión del control de potencia activa-frecuencia, que está más ligado con el balance global en el sistema de la potencia activa.

Para lograr dicha compensación de reactiva debe tenerse en cuenta que los generadores síncronos y las propias líneas eléctricas pueden generar o consumir energía reactiva, que los cables subterráneos y submarinos son generadores de energía reactiva, y que los transformadores, al igual que las cargas, la consumen.

Actualmente la red de transporte del sistema eléctrico peninsular español cuenta con un gran número de reactancias, que totalizan 3.410 MVar, que absorben reactiva en los periodos de baja carga. Sin embargo, hasta ahora, no se cuenta con condensadores que generen reactiva, ya que esta compensación se ha venido realizando tradicionalmente mediante generadores síncronos o actuando sobre los condensadores existentes en la red de distribución.

En los últimos años, se vienen observando restricciones de red en el sistema de transporte peninsular, fundamentalmente tensiones bajas en las zonas Sur, Levante, Cataluña y Galicia. El mayor impacto de estas restricciones se produce en el verano por el incremento del consumo de reactiva que introducen las cargas de aire acondicionado y los bombeos para riego agrícolas. En el sur de Galicia, por el contrario, dichas restricciones se producen especialmente en invierno.

En la solución de este tipo de restricciones, la distribución de las propiedades de las centrales de generación tiene una consecuencia perniciosa para el mercado, al otorgar poder de mercado a los grupos que las resuelven, ya que estos grupos deben estar ubicados en la misma zona en que se producen las restricciones.

Para evitar estos problemas, el Gestor del Sistema ha realizado estudios que vienen a establecer las siguientes necesidades de compensación de reactiva (condensadores) en las distintas zonas geográficas:

Figura 7.2.8 Necesidades de aportación de reactiva

Zona geográfica	Necesidades (MVar)
Centro	400
Sur	600
Levante	800
Galicia	300
Cataluña	350

Fuente: REE

Estos equipos deben instalarse en niveles de tensión próximos a los de consumo y, por ello, lo más adecuado es compensar en la red de distribución, aunque al menos en la zona Sur se prevé que la compensación se realice, también, en la propia red de transporte.

El libre acceso de terceros a la red de transporte, así como la libre instalación de la generación introduce cierta incertidumbre sobre las necesidades futuras de compensación de reactiva. Ello obliga a que las soluciones propuestas incorporen características especiales que faciliten su desplazamiento a otras ubicaciones en el caso de desaparecer la actual necesidad.

7.2.5. Refuerzos que se consideran prioritarios y deben ser ejecutados de forma inmediata

Se consideran prioritarios los refuerzos encaminados a que la red de transporte cumpla con los criterios de seguridad (mallado), al refuerzo de las conexiones internacionales, a la alimentación a cargas singulares (Tren Alta Velocidad Madrid-Frontera Francesa), a la

evacuación de generación de ciclo combinado, a la compensación de reactiva y a la evacuación de generación de régimen especial prevista para el muy corto plazo.

Para este grupo de refuerzos, podría considerarse adecuado que, en aras a no dilatar los plazos para su puesta en servicio, las correspondientes adjudicaciones se realizasen de forma directa a la empresa peticionaria, todo ello de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

Los refuerzos previstos para el año 2005 se muestran como sombreados puesto que ya deberían ser el fruto de la planificación conforme a norma desarrollada por el Ministerio. En caso de que ésta se retrase deberían ser acometidos para que pudieran estar en servicio en 2005.

En las siguientes tablas se recogen, para cada una de las zonas eléctricas en que puede dividirse el sistema eléctrico peninsular español, los refuerzos que tienen el carácter de prioritarios.

ZONA NOROESTE: GALICIA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC.	MVA TRANSF.
2001	ATIOS	220	2	Salida a Pazos	UEF		
2001	PAZOS DE BORBÉN	220	2	Salida a Atios	UEF		
2001	PORTODEMOUROS	220	2	Salida a Montecastelo	UEF		
2001	PUERTO	220	3	2 Salidas a La Grela	UEF		
2001	LA GRELA	220	3	2 Salidas a Puerto	UEF		
2001	VELLE	220	2	Salida a San Pedro	UEF		
2001	CANDO - P.E.	220	2	Salida a Testeiros	UEF		
2001	TESTEIROS - P.E.	220	3	Salida a Cando y Coco	UEF		
2001	COCO - P.E.	220	3	Salida a Testeiros y Montecastelo	UEF		
2001	MONTECASTELO - P.E.	220	3	Salida a Coco y Portodemouros	UEF		
2001	PORTODEMOUROS	220	2	Salida a Montecastelo	UEF		
2001	CHANTADA	220	2	Salida a Belesar	UEF		
2001	BELESAR	220	2	Salida a Chantada	UEF		
2001	PAZOS DE BORBÉN	220	2	Salida a Suido	UEF		
2001	SUIDO - P.E.	220	3	Salidas a Cartelle y Pazos de Borben	UEF		
2001	CARTELLE	220	2	Salida a Suido	UEF		
2001	BOIMENTE	400	2	Parque 400 kV, salidas: Aluminio Español - P.G.R. I	REE		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2002	BOIMENTE	400	4	Salidas: Aluminio Español - P.G.R. II y Transformador 400/132	REE		
2002	FRIEIRA	220	2	Salida a Cartelle	UEF		
2002	CARTELLE	220	2	Salida a Frieira	UEF		
2002	CASTRELO	220	1	Salidas: Cartelle	REE		
2002	MESÓN	400	1	Salidas: Cartelle II	REE		
2002	CASTRELO	220	1	Salidas: Cartelle	REE		
2002	BOIMENTE	400		Transformador	UEF	400/132	450
2002	CARTELLE	400	1	Salidas: Mesón II	REE		
2002	CARTELLE	220	3	Salidas: Velle, Castrelo II y Frieira La posición Pazos entrará en servicio al culminarse el tramo occidental de la línea Pazos-Castrelo (2002 - 2004))	REE		
2003	MESÓN	400		Transformador	REE	400/220	600
2003	MESÓN	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		
2004	ATIOS	220	2	Salida a Frieira	UEF		
2004	FRIEIRA	220	2	Salida a Atios	UEF		
2004	P.GARCÍA RODRIGUEZ	400	2	Salidas: Mesón II y III	REE		
2004	TRIVES	400	2	Salidas: Cartelle II	REE		
2004	CARTELLE	400		Transformador	REE	400/220	600
2004	CARTELLE	400	2	Salidas: Trives II, Transformador 400/220	REE		
2004	MESÓN	400	2	Salidas: Puentes de García Rodríguez II y III	REE		
2005	TRIVES	400		Transformador	REE	400/220	600
2005	TRIVES	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	D/C BOIMENTE - L/ALUMINIO ESPAÑOL - P.GARCÍA RODRÍGUEZ I (Entrada/salida)	2	400	13	REE
2001	P.E.SUIDO-CARTELLE Y PAZOS DE BORBÉN	1	220	54	UEF
2001	PAZOS - ATIOS	1	220	18,3	UEF
2001	SAN PEDRO - VELLE	1	220	16,2	UEF
2001	MAZARICOS/PAXAREIRAS - VIMIANZO	1	220	28,6	UEF
2001	CANDO - PORTODEMOUROS	1	220	40	UEF
2001	MESÓN DO VENTO - VIMIANZO	1	220	62	UEF
2001	BELESAR - CHANTADA	1	220	5,6	UEF
2002	CARTELLE - FRIEIRA	1	220	15,1	UEF
2004	FRIEIRA - ATIOS	1	220	40	UEF
2004	D/C MESÓN - P. GARCÍA RODRÍGUEZ	2	400	110	REE
2004	TRIVES - TORDESILLAS (Conversión de actual línea Trives-Tordesillas 220 kV), Pendiente de definición	1	400	220	REE

ZONA NORTE: PRINCIPADO DE ASTURIAS, CANTABRIA Y PAÍS VASCO

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2001	A. DE ZINC	220	3	Dos salidas a Tabiella	HC		
2001	UNINSA	220	3	Dos salidas a Carrio	HC		
2002	LAMINACIÓN	220	3	Dos salidas a Tabiella	HC		
2002	PENAGOS	220	1	Pos trafo 400/220	EV		
2002	SOTO DE RIBERA	400	1	Salidas: Penagos	REE		
2002	PENAGOS	400		Salidas: Soto y Aguayo y Transformador	REE	400/220	600
2002	SOTO DE RIBERA	400	1	Salidas: Penagos	REE		
2002	LADA	400	1	Salidas: Velilla	REE		
2002	VELILLA	400	1	Salidas: Lada	REE		
2002	SANTURCE	400	1	Salidas: Ziérbena	REE		
2002	ZIÉRBENA	400	6	Parque 400 kV, salidas: Santurce y Nueva Generación (Fase posterior (2004): Abanto I y II)	REE		
2003	ASTILLERO	220	2	Salida a Cacicedo	EV		
2003	CACICEDO	220	2	Salida a Astillero	EV		
2003	AGUAYO	400	3	Nuevo Parque 400 kV para paso a 400 kV de actual Aguayo-Penagos 220 kV (Prevista conexión: Aguayo-Penagos 400 kV.) y posterior -2004- Aguayo-Abanto 400 kV	REE		
2003	AMOREBIETA	400	3	E/S Amorebieta L/Gatica-Itxaso. SE 400 kV	IB		
2004	GÜEÑES	400	2	Salidas: Abanto I y II (Posterior posición a Itxaso)	REE		
2004	ABANTO	400	8	Parque 400 kV, salidas: Ziérbena I y II, Penagos, Aguayo, Güeñes I y II (Continuación en 2005 a Itxaso)	REE		
2005	ITXASO	400	2	Salidas: Güeñes, Abanto	REE		
2005	GÜEÑES	400	0	Posiciones: Itxaso (Uso de posición de Abanto II)	REE		

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	TABIELLA - A. DE ZINC tramo aéreo Conversión a 220 kV de la actual Tabiella-Maruca 132 kV	2	220	5,4	HC
2001	TABIELLA - A. DE ZINC tramo sub. Conversión a 220 kV de la actual Tabiella-Maruca 132 kV	2	220	2	HC
2002	TABIELLA - LAMINACIÓN Conversión a 220 kV del DC actual Tabiella-Laminación 132 kV	2	220	10	HC
2002	CARRIÓ - UNINSA Conversión a 220 kV del DC actual Carrió-Uninsa 132 kV	2	220	9,6	HC

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2002	E/S ZAMUDIO EN GATICA-GÜEÑES 220 kV.	2	220	0	IB
2002	LADA - VELILLA	1	400	96	REE
2002	ZIÉRBENA - SANTURCE	1	400	4,4	REE
2002	SOTO-PENAGOS	1	400	178	REE
2003	ASTILLERO-CACICEDO	1	220	8	EV
2003	AGUAYO - PENAGOS (Puesta a 400 kV L/Aguayo-Penagos de 220 kV. Con continuación en 2004 a Abanto, Güeñes)	1	400	31,1	REE
2003	E/S AMOREBIETA L/GATICA-ITXASO	2	400	4	IB
2004	ABANTO - ZIÉRBENA D/C	2	400	26	REE
2004	D/C PENAGOS - ABANTO - GÜEÑES	2	400	150	REE
2004	Q/C ABANTO - GÜEÑES (Entronque con corredor Penagos-Güeñes)	4	400	4	REE
2005	D/C GÜEÑES - ITXASO Se constituyen los nuevos circuitos: Abanto-Itxaso (desaparece Abanto-Güeñes 2º cto.) y Güeñes-Itxaso	2	400	240	REE

ZONA NORDESTE: COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA, LA RIOJA, ARAGÓN Y CATALUÑA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2001	CASTEJÓN	400	4	Parque 400 kV, salidas: La Serna I y II y Nueva Generación I y II (Fases posteriores (2003): Salidas de Muruarte I y II y (2006) Muruarte II pasa a ser Vitoria)	REE		
2001	LA SERNA	400	2	Salidas: Castejón I y II	REE		
2001	PEÑALBA	400	4	Parque 400 kV, salidas: Aragón I y II , TAV	REE		
2001	ARAGÓN	400	2	Salidas: Peñalba I y II	REE		
2001	LOS VIENTOS	220	3	Salidas a María y parque eólico (2)	ERZ		
2001	MARÍA DE HUERVA	220	4	Salidas a Los Vientos, Monte Torrero y El Ventero (3)	ERZ		
2001	EL VENTERO	220	2	Salida a María (1)	ERZ		
2001	MONTE TORRERO	220	2	Salida a María de Huerva (1)	ERZ		
2001	POLA	220	2	Salida a Magallón (1)	ERZ		
2001	JUNEDA	220	3	E/S Juneda en Mangraners-Montblanc			
2001	GURREA	220	3	Parque 220 kV, salidas: Sabiñánigo, Villanueva y Nueva generación (Previsión salidas adicionales: Sabiñánigo 2, Villanueva 2)	REE		
2002	NOGUERA	220	3	Parque 220 kV, salidas: Pont de Suert, Rubí, Nueva Generación	REE		
2002	MAGALLÓN	400		Transformador	REE	400/220	600
2002	BAJO CINCA	220	3	Parque 220 kV, salidas: Monzón y Ribarroja, Nueva Generación	REE		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2002	RUEDA DE JALÓN	400	7	Parque 400 kV, salidas: Magallón, Trillo, TAV (Posible transformación 400/220 en función de desarrollo eólico)	REE		
2002	TERRER	400	6	Parque 400 kV, salidas: Medinaceli, Magallón, TAV	REE		
2002	AVE ZARAGOZA	220	3	Salidas a Peñaflor y Monte Torrero (2)	ERZ		
2002	FUENDETODOS	400	6	Parque 400kV, salidas: Almazán, Escatrón, Transformador 400/220 (Fase posterior (2005) salida: Maestrazgo I (Morella)	REE		
2002	ADRALL	220	3	E/S Adrall Llavorsí-Cercs	Fecsa-Enher		
2002	VIC	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		
2002	BESÒS	220	2	Salida a Trinitat	Fecsa-Enher		
2002	MAS FIGUERES	220	2	Salida a Palau	Fecsa-Enher		
2002	PALAU	220	2	Salida a Mas Figueres	Fecsa-Enher		
2002	TRINITAT	220	4	Salidas: St Coloma, S.Andreu F y Besòs	Fecsa-Enher		
2002	CERVELLO	220	3	E/S Cervello en Can Jordi-S.BOI F	Fecsa-Enher		
2002	LA ROCA	220	3	Parque 220kV. Salidas Palau y Vic.	Fecsa-Enher		
2002	FRANQUESES	220	3	E/S Franquesas en Palau-La Roca	Fecsa-Enher		
2002	R.CALDAS	220	3	E/S Sentemat -St Fost.	Fecsa-Enher		
2002	MANGRANERS AVE	220	3	E/S Mangraners AVE en Mangraners-Mequinenza	Fecsa-Enher		
2002	FUENDETODOS	220	3	Salidas a María y una pos. Trafo 400/220 (3)	ERZ		
2002	FUENDETODOS	400		Transformador	REE	400/220	600
2002	MAGALLÓN	220	1	Salida a Jalón (2º cto.) (1)	ERZ		
2002	JALÓN	220	4	Una salida a Magallón y dos a Los Vientos (3)	ERZ		
2002	LOS VIENTOS	220	4	Dos salidas a Jalón y una salida a María (2º cto.) (3)	ERZ		
2002	MARÍA DE HUERVA Y A MONTE TORREROS (2º CTOS.) (4)	220	5	Dos salidas a Fuentetodos y una salida a Los Vientos	ERZ		
2002	MONTE TORRERO	220	1	Salida a María (2º cto.) (1)	ERZ		
2003	LA SERNA	400		Transformador	REE	400/220	400
2003	MURUARTE	400	3	Parque 400 kV, salidas: Castejón I y II, Transformador 400/220 (Fase posterior (2006): Posición Castejón II, pasa a ser Vitoria	REE		
2003	CASTEJÓN	400	2	Salidas: Muruarte I y II (Fase posterior Muruarte II pasa a ser Vitoria)	REE		
2003	LA SERNA	400	2	Salidas: Magallón II y III, Transformador 400/220	REE		
2003	MAGALLÓN	400	2	Salidas: La Serna II y III	REE		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2003	MURUARTE	400		Transformador	REE	400/220	600
2003	VILLANUEVA	220	2	Salidas a Los Leones (2)	ERZ		
2003	LOS LEONES	220	2	Dos salidas a Villanueva (2)	ERZ		
2003	BESCANO	220	5	E/S Bescano en Vic-Juia y segunda conexión a Juia, pos trafo	Fecsa-Enher		
2003	JUIA	220	2	Salida a Bescano	Fecsa-Enher		
2003	AEROPUERTO	220	3	E/S Viladecans - Hospitalet	Fecsa-Enher		
2003	HOSPITALET	220	2	Salida a Viladecans	Fecsa-Enher		
2003	LA SECUITA	220	7	E/S en Montblac-Perafort y E/S en Viladecans-Constantí, pos trafo	Fecsa-Enher		
2003	POBLE NOU	220	3	E/S Besòs -Vilanova	Fecsa-Enher		
2003	ST. CUGAT	220	3	E/S STCugat en Can Jardí-PC.Via Favenc_2	Fecsa-Enher		
2003	VILADECANS	220	2	Salida a Hospitalet	Fecsa-Enher		
2003	ZONA FRANCA	220	3	E/S Viladecans - Hospitalet	Fecsa-Enher		
2003	MATA	220	3	Salidas: Vilanova y Besòs	Fecsa-Enher		
2003	VILANOVA	220	4	Parque 220kV. Salidas Besòs, Mata	Fecsa-Enher		
2003	BESÒS	220	2	Salida a Mata	Fecsa-Enher		
2004	MURUARTE	220	5	Parque 220 kV, salidas, Fase I : Orcoyen, Cordovilla, (previsión de nueva posición Estella sin confirmar)	REE		
2004	BEGUES	220	1	Pos Trafo 400/220	Fecsa-Enher		
2004	BEGUES	400		Transformador	REE	400/220	500
2004	BEGUES	400	1	Salidas : Transformación 400/220	REE		
2004	CAN BARBA	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110	300
2004	EIXAMPLE	220	4	E/S Eixample en Urgell-Maragall y conexión Vilanova	Fecsa-Enher		
2004	LA SECUITA	400		Transformador	REE	400/220	600
2004	LA SECUITA	400	6	Parque 400 kV, salidas: Vandellòs, Penedès, Transformador 400/220 (Fase posterior (2005): Transformación 400/110)	REE		
2004	MAS FIGUERES	220	3	2 salidas a Pierola	Fecsa-Enher		
2004	PENEDÈS	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110	300
2004	PIEROLA	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110	300
2004	RUBÍ	400	2	Salidas: Santa Coloma	REE		
2004	S.COLOMA	220	1	Pos Trafo 400/220	Fecsa-Enher		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2004	SANTA COLOMA	400		Transformador	REE	400/220	600
2004	SANTA COLOMA	400	5	Parque 400 kV, salidas: (Utilización de la actual Ascó-Sentmenat 400 kV. Y Sentmenat-Santa Coloma 220 kV.), Ascó,Transformación 400/220	REE		
2004	VILANOVA	220	2	Salida a Eixample.	Fecsa-Enher		
2004	GAVA	220	3	E/S Gava en La Secuita-Viladecans	Fecsa-Enher		
2004	ST SADURNÍ	220	3	E/S St Sadurní en Bellicens-Begues	Fecsa-Enher		
2004	EIXAMPLE	220	4	E/S Eixample en Urgell-Maragall y conexión Vilanova	Fecsa-Enher		
2004	VILANOVA	220	2	Salida a Eixample.	Fecsa-Enher		
2005	BESCANÓ	400	8	Parque 400 kV, salidas: Sentmenat, Vic, Transformador 400/220, Figueras, Frontera Francesa (Baixas)	REE		
2005	FIGUERAS	400	2	Parque 400 kV, salidas: Bescano, Frontera Francesa (Baixas)	REE		
2005	VIC	400	2	Salidas: Bescanó, F.Francesa (Baixas)	REE		
2005	SENTMENAT	400	1	Salidas: Bescanó	REE		
2005	LA SECUITA	400	1	Salidas: Transformador 400/110	REE		
2005	LA SECUITA	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110	300
2005	SANTA COLOMA	400	2	Salidas: Rubí, Begues	REE		

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	CASTEJÓN - LA SERNA I Y II	2	400	18,4	REE
2001	MAGALLÓN - POLA	1	220	24,1	ERZ
2001	MARÍA - MONTE TORRERO	1	220	16,7	ERZ
2001	LOS VIENTOS - MARÍA	1	220	11,5	ERZ
2001	MARÍA DE HUERVA - EL VENTERO	1	220	6,4	ERZ
2001	ARAGÓN - PEÑALBA D/C	2	400	84	REE
2001	E/S ST JUNEDA EN MANGRANERS-MONTBLAC	2	220	0,2	Fecsa-Enher
2001	ROMICA - OLMEDILLA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	74,6	REE
2001	D/C GURREA -L/SABIÑÁNIGO - VILLANUEVA (Entrada/salida) Emplazamiento previsto en proximidades de Gurrea	2	220	4	REE
2002	D/C FUENDETODOS - L/ALMAZÁN - ESCATRÓN (Entrada/salida) Parque previsto en inmediaciones de la línea	2	400	2	REE
2002	D/C BAJO CINCA - L/MONZÓN-RIBARROJA	2	220	1,2	REE
2002	D/C NOGUERA - L/PONT DE SUERT - RUBÍ	2	220	0,2	REE
2002	AVE: E/S AVE ZARAGOZA EN PEÑAFLORE - MONTE TORRERO	2	220	0	ERZ

AÑO	LINEA	Nº	kV	KMS	EMP
2002	D/C MAGALLÓN - L/LA SERNA - PEÑAFLORES (Entrada/salida)	2	400	62,4	REE
2002	D/C TRILLO - MAGALLÓN	2	400	320	REE
2002	D/C TERRER - L/MAGALLÓN - TRILLO (Entrada/salida)	2	400	7,4	REE
2002	D/C RUEDA DE JALÓN - L/MAGALLÓN - TRILLO (Entrada/salida)	2	400	2	REE
2002	D/C TRILLO - MAGALLÓN	2	400	320	REE
2002	PASO A CABLE STA COLOMA - BESÒS	1	220	6,75	Fecsa-Enher
2002	PASO A CABLE ST. ANDREU - BADALONA	1	220	6,25	Fecsa-Enher
2002	PASO A CABLE STA COLOMA - ST. ANDREU	1	220	3,35	Fecsa-Enher
2002	TRINITAT - BESÒS	1	220	6,05	Fecsa-Enher
2002	PASO A CABLE BESÒS - BADALONA	1	220	1,15	Fecsa-Enher
2002	MAS FIGUERES - PALAU	1	220	18	Fecsa-Enher
2002	E/S MOLINS EN CAM JARDÍ-S.BOI F	2	220	5	Fecsa-Enher
2002	E/S FRANQUESAS EN PALAU-LA ROCA	2	220	1	Fecsa-Enher
2002	E/S RIERA DE CALDES EN SENTMENAT -ST FOST	2	220	1	Fecsa-Enher
2002	ELIMINACIÓN DE LA T LA ROCA Se monta 2º cto Tla Roca-La Roca	2	220	15	Fecsa-Enher
2002	E/S MANGRANERSAVE EN MANGRANERS-MEQUINENZA	2	220	28	Fecsa-Enher
2002	E/S ADRALL LLAVORSÍ-CERCS	2	220	10	Fecsa-Enher
2002	MARÍA - MONTE TORRERO	2	220	16,7	ERZ
2002	JALÓN - LOS VIENTOS	2	220	52	ERZ
2002	JALÓN - MAGALLÓN	2	220	19,08	ERZ
2002	MARÍA - FUENDETODOS	2	220	46	ERZ
2002	LOS VIENTOS - MARÍA	2	220	11,5	ERZ
2003	D/C LA SERNA - MAGALLÓN	2	400	64	REE
2003	CASTEJÓN - MURUARTE D/C	2	400	140	REE
2003	VILLANUEVA - LOS LEONES	2	220	14	ERZ
2003	JUIA - BESCANÓ	2	220	46	Fecsa-Enher
2003	E/S BESCANO ENVIC-JUIA	2	220	1	Fecsa-Enher
2003	NUEVA VILADEC.-HOSPIT. CON E/S EN AEROP. Y ZONA FRANCA	1	220	17	Fecsa-Enher
2003	E/S LA SECUITA EN MONTBLAC-PERAFORT	2	220	3	Fecsa-Enher
2003	E/S LA SECUITA EN CONSTANTÍ-VILADECANS	2	220	3	Fecsa-Enher
2003	MATA - BESÒS	1	220	7,5	Fecsa-Enher
2003	MATA - VILANOVA	1	220	4	Fecsa-Enher
2003	CABLE E/S BESÒS- MATA EN POBLE NOU	2	220	1	Fecsa-Enher
2003	E/S STCUGAT EN CAN JARDÍ-PC.VÍA FAVENC_2	2	220	3	Fecsa-Enher
2004	D/C MURUARTE - L/ORCOYEN - CORDOVILLA (Entrada/salida)	2	220	28,8	REE
2004	D/C FUENDETODOS - ESCUCHA (Inicialmente funcionando a 220 kV.) Fase inicial, futuro eje Fuentetodos-Maestrazgo I (Morella)	2	400	100	REE
2004	CABLE UNIÓN EIXAMPLE-VILANOVA	1	220	4,5	Fecsa-Enher
2004	NUEVA LÍNEA PIEROLA -MAS FIGUERES	2	220	42	Fecsa-Enher
2004	E/S GAVA EN LA SECUITA-VILADECANS	2	220	9	Fecsa-Enher
2004	E/S ST SADURNÍ BELLICENS-BEGUES	2	220	8	Fecsa-Enher

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2004	ASCÓ - SANTA COLOMA Utilización de la actual Ascó-Sentmenat y Puesta a 400 kV de línea Sentmenat-Santa Coloma 220 kV	1	400	169	REE
2004	D/C PENEDÈS - L/VANDELLÒS - BEGUES (Entrada/salida)	2	400	5	REE
2004	D/C LA SECUITA - L/VANDELLÒS - PENEDÈS (Entrada/salida)	2	400	4	REE
2004	E/S ST FOST EN SENTMENAT-CANYET	2	220	0,3	Fecsa-Enher
2004	PC-FAVE1 - SENTMENAT	2	220	0,3	Fecsa-Enher
2005	GRAUS - FRONTERA FRANCESA (CAZARIL)	2	400	140	REE
2005	BESCANÓ - VIC Instalación de parte nororiental de 2º circuito en línea Sentmenat-Bescanó	1	400	40	REE
2005	SENTMENAT - BESCANÓ (Comparte D/C con L/Pierola-Vic en partes de tramo inicial; Preparada para D/C en tramo final)	1	400	79	REE
2005	VIC - FRONTERA FRANCESA (BAIXAS) (Duplicación cto.existente, pendiente de definición)	1	400	45	REE
2005	D/C BESCANÓ - FIGUERAS	2	400	80	REE
2005	D/C FIGUERAS - FRONTERA FRANCESA (BAIXAS)	2	400	40	REE
2005	D/C SANTA COLOMA -L/RUBÍ - BEGUES	2	400	21,4	REE

ZONA CENTRO: CASTILLA Y LEÓN, CASTILLA-LA MANCHA, MADRID Y EXTREMADURA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2001	TRILLO	220	2	Parque 220 kV, salidas: Bolarque	REE	
2001	BOLARQUE	220	1	Salidas: Trillo	REE	
2001	OLMEDILLA	400	1	Salidas: Romica II	REE	
2001	ROMICA	400	1	Salidas: Olmedilla II	REE	
2001	FUENCARRAL	400	3	Parque 400 kV, salidas: Galapagar, SS.Reyes	REE	
2001	ARGANDA	220	5	2 salidas a Loeches y Valdemoro II (E/S)	UEF	
2001	CAMPO NACIONES	220	3	2 Salidas a Canillejas (Fut. El Coto) y a Hortaleza	UEF	
2001	CANILLEJAS	220	2	Salida a C.Naciones (Fut. El Coto)	UEF	
2001	HORTALEZA	220	2	Salida a Campo de las Naciones	UEF	
2001	CERRO DE LA PLATA	220	2	Salida a Mazarredo (Fut. Mediodía)	UEF	
2001	MAZARREDO	220	3	2 Salidas a L.C.Villaviciosa y Cerro de la Plata	UEF	
2001	L.C. VILLAVICIOSA	220	2	Salida a Mazarredo	UEF	
2001	ALVARADO	220	1	Salida a Balboa	CSE	

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2001	LUBIAN	220	3	Parque 220 kV, salidas: San Agustín, Puebla de Sanabria, Nueva Generación	REE	
2002	VIRTUS	400	4	Parque 400 kV, salidas: Herrera, Güeñes, Nueva Generación, posible Transformador 400/220 posterior	REE	
2002	GALAPAGAR	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA MUDARRA	220	1	Salidas: La Olma	REE	
2002	ANCHUELO	400	4	Parque 400 kV, salidas: Trillo, Loeches, TAV (Fase posterior, posición transformación 400/AT)	REE	
2002	FUENTES DE LA ALCARRIA	400	4	Parque 400 kV, salidas: Trillo, Loeches, TAV (Fase posterior: Posible transformación 400/AT - eólicos)	REE	
2002	MEDINACELI	400	7	Parque 400 kV, salidas: Trillo, Terrer, TAV (Fase posterior: Posible transformación 400/AT - eólicos)	REE	
2002	TRILLO	400	4	Salidas: Magallón, Terrer, Fuentes de la Alcarria (Antigua Loeches), Anchuelo (Antigua Loeches)	REE	
2002	GALAPAGAR	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2002	LA OLMA	220	1	Salidas: La Mudarra	REE	
2002	L.C.VILLAVICIOSA	220	2	Salida a Norte (antigua salida a Norte ahora va a Prosperidad)	UEF	
2002	ALVARADO	220	2	Ampliación transformación	CSE	
2003	FUENCARRAL	400		Transformador	REE	400/220 600
2003	MEDIODÍA	220	3	2 Salidas a Mazarredo y C.Plata (E/S)	UEF	
2003	CERRO DE LA PLATA	220	2	Salida a Villaverde 2ºcto	UEF	
2003	VILLAVERTDE	220	2	Salida a Cerro de la Plata 2ºckt	UEF	
2003	AZCA	220	3	2 Salidas a Hortaleza y Norte	UEF	
2003	HORTALEZA	220	2	Salida a Azca	UEF	
2004	FUENCARRAL	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE	
2004	EL COTO	220	3	2 Salidas a C.Naciones y Canillejas (E/S)	UEF	
2005	ALBRESA	220	2	Salida a Parla II	IB	
2005	NAVALCARNERO	220	5	E/S Navalcarnero en V. Cañada-Talavera, salida a Moraleja	IB	
2005	PARLA II	220	11	E/S en Pinto-Azután, E/S en Aceca-Parla, Salida a Albresa	IB	
2005	TORRIJOS	220	3	E/S Torrijos en Almaraz-Villaverde	IB	
2005	MORALEJA	220	2	Salida a Navalcarnero	IB	
2005	S.S DE LOS REYES II	220	3	E/S T1-Tres Cantos - S.S. De los Reyes	IB	
2005	VALDECABALLEROS	400	1	Salidas: Guadame II	REE	
2005	AENA	220	2	Segunda salida a SS.Reyes	UEF	
2005	S.S. REYES	220	2	Salida a Aena	UEF	
2005	ALVARADO	220	3	Paso a 220 kV L/132 kV Alvarado-Mérida	CSE	

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2001	BALBOA - ALVARADO	1	220	61	CSE
2001	E/S BOADILLA EN MAJADAHONDA-T.LEGANÉS.	2	220	1	IB
2001	E/S ARAVACA EN MAJADAHONDA-VENTAS	2	220	2,04	IB
2001	ROMICA - OLMEDILLA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	74,6	REE
2001	D/C FUENCARRAL - L/GALAPAGAR-S.SEBASTIÁN (Ctº Doble/cuadruple), (Entrada/salida) (Doble circuito 400 kV, compartiendo línea con doble circuito de 220 kV.	2	400	18	REE
2001	MAZARREDO - C.PLATA	1	220	7,1	UEF
2001	L.C.VILLAVIC - MAZARREDO	1	220	5,3	UEF
2001	HORTALEZA - C.NACIONES	1	220	5,1	UEF
2001	C.NACIONES-CANILLEJAS	1	220	4,75	UEF
2001	E/S ARGANDA EN LOECHES-VALDEMORO II	2	220	2,4	UEF
2001	BOLARQUE - TRILLO	1	220	46	REE
2001	D/C LUBIÁN -L/ SAN AGUSTÍN - PUEBLA DE SANABRIA (Entrada/salida)	2	220	4	REE
2002	D/C VIRTUS - L/HERRERA - GÜEÑES (Entrada/salida) Parque previsto en inmediaciones de la línea	2	400	2	REE
2002	LA MUDARRA - LA OLMA	1	220	23	REE
2002	D/C FUENTES DE LA ALCARRIA - L/TRILLO - LOECHES (Entrada/salida)	2	400	44	REE
2002	D/C TRILLO - MAGALLÓN	2	400	320	REE
2002	D/C MEDINACELI - L/MAGALLÓN - TRILLO (Entrada/salida)	2	400	5	REE
2002	D/C ANCHUELO - L/TRILLO - LOECHES (Entrada/salida)	2	400	13	REE
2002	FUENCARRAL - SAN CHINARRO	1	220	4,4	IB
2002	FUENCARRAL - SAN CHINARRO	2	220	6,2	IB
2002	E/S LUCERO EN MAJADAHONDA-T.LEGANÉS.	2	220	1	IB
2002	E/S PINTO EN AZUTÁN-VILLAVERDE	2	220	0	IB
2002	E/S FUENLABRADA OESTE EN MORALEJA-T1 FORTUNA	2	220	0	IB
2002	VILLAVICIOSA (CORRALÓN) NORTE	1	220	5	UEF
2002	SE ELIMINA LA E/S DE NORTE EN VILLAVICIOSA-PROSPERIDAD	1	220	0,3	UEF
2003	ELIMINACIÓN T2 PALENCIA	1	220	5,85	IB
2003	ALIMENTACIÓN NUEVA ST ARROYOMOLINOS	2	220	9,2	IB
2003	VALDEMORO II - ALBREASA	1	220	2,5	IB
2003	E/S VILLANUEVA DE LA CAÑADA EN MAJADAHONDA-TALavera	2	220	12,6	IB
2003	E/S PARLA EN ACECA-VILLAVERDE	2	220	0	IB
2003	HORTALEZA - AZCA	1	220	5,2	UEF
2003	AZCA-NORTE NUEVA ALIMENTAC A NORTE	1	220	3,8	UEF
2003	SUSTITUCIÓN CABLE OF-500 MM2 HORTALEZA- AENA	1	220	1,1	UEF
2003	SUSTITUCIÓN CABLE OF-500 MM2 HORTALEZA - SS.REYES	1	220	1,1	UEF
2003	E/S MEDIODÍA EN MAZARREDO-C.PLATA	2	220	5	UEF
2003	VILLAVERDE CERRO DE LA PLATA	2	220	4,6	UEF
2004	E/S COTO EN C.NACIONES -CANILLEJAS	2	220	4,2	UEF
2005	NAVALCARNERO - MORALEJA	1	220	15,4	IB
2005	MORALEJA - PARLA II	1	220	11,7	IB

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2005	ALBREASA - PARLA II	1	220	11	IB
2005	E/S NAVALCARNERO EN V. CAÑADA-TALavera	2	220	12,6	IB
2005	E/S TORRIJOS Y PARLA II EN ALMARAZ-VILLaverDE	4	220	14,2	IB
2005	E/S EN PARLA II EN PINTO-AZUTÁN	2	220	0	IB
2005	E/S PARLA II EN ACECA-PARLA	2	220	0	IB
2005	E/S SAN SEBASTIÁN II EN SAN SEBASTIÁN-T1 TRES CANTOS	2	220	0	IB
2005	BALBOA - FRONTERA PORTUGUESA (ALQUEVA) (Línea preparada para doble circuito)	1	400	50	REE
2005	SS.REYES - AENA	2	220		UEF

ZONA LEVANTE: COMUNIDAD VALENCIANA Y MURCIA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2001	CATADAU	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2001	CATADAU	400		Transformador	IB	400/132 450
2001	BENEJAMA	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2001	BENEJAMA	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA PLANA	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA ELIANA	400	1	Salidas: La Plana III	REE	
2002	LA PLANA	400	2	Salidas: La Eliana III, Morella (Anterior posición de Aragón)	REE	
2002	LITORAL DE ALMERÍA	400	1	Salidas: El Palmar I y II (Una posición procede de Rocamora)	REE	
2002	EL PALMAR	400	7	Parque 400 kV, salidas: Nueva Escombreras I y II, Litoral I y II, Rocamora I y II, Transformador 400/132 (Fase posterior: Ampliación Transformación 400/132 kV.)	REE	
2002	NUEVA ESCOMBRERAS	400	11	Parque 400 kV, salidas: Escombreras, Rocamora, El Palmar I y II y Nueva Generación	REE	
2002	EL PALMAR	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA ASOMADA	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2002	LA ASOMADA	400		Transformador	IB	400/132 300
2002	ROCAMORA	400	1	Salidas: El Palmar I, II (Una posición procede de Rocamora)	REE	
2002	MAESTRAZGO I (MORELLA)	400	3	Parque 400 kV, salidas: Aragón, La Plana, Nueva Generación (Fase posterior (2005) salidas: Fuendetodos, La Plana II)	REE	
2003	VALENCIA (TORRENTE)	400		Transformador	IB	400/132 450

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2003	VALENCIA (TORRENTE)	400	5	Parque 400 kV, salidas: La Eliana, Catadau, Transformador 400/132 (Fase posterior: Ampliación transformación)	REE		
2003	ESCOMBRERAS	220	2	Salida a Campoamor	IB		
2003	N.H.MORENA	220	2	Salida a Rojales	IB		
2003	ROCAMORA	400		Transformador	REE	400/220	600
2003	ROCAMORA	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		
2004	LA PLANA	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		
2004	ALDAYA	220	3	E/S Aldaya en Torrente-La Eliana	IB		
2005	ORIHUELA	220	5	E/S Orihuela en Rocamora-Rojales	IB		

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2002	LA ELIANA - LA PLANA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	62	REE
2002	D/C NUEVA ESCOMBRERAS - EL PALMAR	2	400	100	REE
2002	Q/C EL PALMAR -L/LITORAL - ROCAMORA, (Doble Entrada/salida)	4	400	96	REE
2002	D/C NUEVA ESCOMBRERAS - L/ROCAMORA - ESCOMBRERAS (Entrada-Salida)	2	400	1	REE
2002	E/S ELDA EN BENEJAMA-PETREL	2	220	8,6	IB
2002	LITORAL - ROCAMORA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	185	REE
2002	D/C MAESTRAZGO I (MORELLA) -L/ARAGÓN - LA PLANA (Entrada/salida)	2	400	0,2	REE
2002	E/S BENILLOBA EN JIJONA-T.ALCIRA	2	220	0	IB
2003	D/C VALENCIA (TORRENTE) -L/LA ELIANA - CATADAU (Entrada/salida)	2	400	10	REE
2003	E/S CAMPOAMOR EN ROJALES-H.MORENA. NUEVA LÍNEA 220 KV ROJALES-ESCOMBRERAS. PASO DE CAMPOAMOR A LA NUEVA LÍNEA.	3	220	23,6	IB
2003	E/S TORRELLANO EN SAN VICENTE-ROJALES. E/S EL PALMERAL EN SAN VICENTE-TORRELLANO. NUEVA LÍNEA 220 KV ROJALES-SAN VICENTE. PASO DE EL PALMERAL A LA NUEVA LÍNEA.	5	220	58	IB
2004	E/S ALDAYA EN TORRENTE-LA ELIANA	2	220	8,4	IB
2005	NUEVA LÍNEA 220 KV DC ROCAMORA-ROJALES Y E/S ORIHUELA EN ROCAMORA-ROJALES	3	220	34	IB

ZONA SUR: ANDALUCÍA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2001	VILLANUEVA DEL REY	220	3	E/S en Lancha-Santiponce	CSE		
2001	ORGIVA	220	3	E/S Orgiva en Benahadux-Gabias	CSE		
2001	CASILLAS	220	3	E/S Casillas en Villan. del Rey-Lancha	CSE		
2001	OLIVARES	220	3	E/S Olivares en Guadame-Atarfe	CSE		
2001	ALJARAFE	220	4	E/S en Quintos-Santiponce	CSE		
2001	LANCHA	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE		
2001	DON RODRIGO	220	2	Transformación 220/66 kV	CSE		
2001	ALCORES	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE		
2001	GUILLENA	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE		
2001	PINAR	220	1	Ampliación transformación 400/220 kV	CSE		
2001	PUERTO DE LA CRUZ	400		Reactancia	REE	400/400	150
2001	FACINAS	220	1	Evacuación Eólicos Tarifa	CSE		
2001	TARIFA	220	1	Evacuación Eólicos Tarifa	CSE		
2002	PATERNA	220	3	E/S en Pinar-Cartuja	CSE		
2002	PARRALEJO	220	1	Parralejo 220/66 kV	CSE		
2002	PUERTO DE LA CRUZ	400		Transformador	REE	400/220	600
2002	RAMOS	220	1	Ampliación de transformación	CSE		
2002	GABIAS	220	1	Ampliación transformación 220/66 kV	CSE		
2002	ORGIVA	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE		
2002	RAMOS	220	1	Ampliación de transformación	CSE		
2002	GUILLENA	400		Condensador	REE		200
2002	GUILLENA	400	1	Salidas: Condensador	REE		
2002	PINAR DEL REY	400		Transformador	REE	400/220	600
2002	PINAR DEL REY	400	5	Salidas: Estrecho, Puerto de la Cruz, Transformador 400/220	REE		
2002	ARCOS DE LA FRONTERA (SUR)	400	7	Parque 400 kV, salidas: Pinar del Rey, Don Rodrigo, Nueva Generación (Definición de mallado: 2ª Entrada/salida en función de magnitud generación)	REE		
2002	PUERTO DE LA CRUZ	400	9	Parque 400 kV, salidas: Pinar del Rey, Don Rodrigo, Est.T. Estrecho, Transformador 400/220 y Reactancias (1 procedente de Pinar del Rey)	REE		
2002	DON RODRIGO	400	1	Salidas: Puerto de la Cruz	REE		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2002	ESTRECHO	400	2	Salidas: Pinar del Rey, Puerto de la Cruz	REE	
2003	ÚBEDA	220	2	Úbeda 220 kV	CSE	
2003	OLIVARES	220	1	Úbeda 220 kV	CSE	
2003	CASARES	220	3	E/S Alhaurín-Pinar	CSE	
2003	NUEVA THARSIS	220	2	Nueva subestación 220/132 kV en zona Tharsis	CSE	
2003	ÓNUBA	220	1	Nueva subestación 220/132 kV en zona Tharsis	CSE	
2003	LANCHA	220	1	Ampliación transformación 220/66 kV	CSE	
2003	CÁDIZ OESTE	220	1	Cádiz Oeste 220/66 kV	CSE	
2003	CARTUJA	220	1	Cádiz Oeste 220/66 kV	CSE	
2003	ROCÍO	220	3	Aljarafe-Rocío 220 kV	CSE	
2003	ALJARAFE	220	1	Aljarafe-Rocío 220 kV	CSE	
2003	TORREARENILLAS	220	1	Aljarafe-Rocío 220 kV	CSE	
2003	PUERTO REAL	220	1	Ampliación transformación 220/66 kV	CSE	
2003	CASARES	220	3	E/S línea Pinar-Alhaurín 220 kV	CSE	
2003	CASARES	220	3	E/S Alhaurín-Pinar	CSE	
2004	COLÓN	220	2	E/S línea Santiponce- Torrearenillas	CSE	
2005	FARGUE	220	1	Fargue 220/66 kV	CSE	
2005	GUADAIRA	220	3	Guadaira 220/66 kV	CSE	
2005	QUINTOS	220	1	Guadaira 220/66 kV	CSE	
2005	GUADAME	400	1	Salidas: Valdecaballeros II	REE	

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	E/S OLIVARES EN GUADAME-ATARFE	2	220	20	CSE
2001	E/S VILLANUEVA DEL REY EN LANCHASANTIPONCE	2	220	36	CSE
2001	E/S ORGIVA EN BENAHDUX-GABIAS	2	220	4	CSE
2001	E/S ALJARAFE EN QUINTOS-SANTIPONCE	2	220	2	CSE
2001	PUERTO REAL - CARTUJA	1	220	12	CSE
2001	CAPARACENA - GABIAS	1	220	0	CSE
2001	E/S CASILLAS EN VILLANUEVA DEL REY - LANCHASANTIPONCE	2	220	0	CSE
2001	TARIFA - FACINAS	1	220	18	CSE
2002	PARRALEJO 220/66KV	1	220	32	CSE
2002	PATERNA E/S EN PINAR-CARTUJA	2	220	0	CSE
2002	2º CIRCUITO PINAR - ESTRECHO	1	400	37	REE
2002	Q/C PUERTO DE LA CRUZ -L/PINAR - EST.TERM. ESTRECHO (Tramo de cuádruple circuito, en el que se instalan 3). Constituyendo las conexiones de Puerto de la Cruz con Pinar, Don Rodrigo y E.T.Estrecho)	4	400	22	REE

AÑO	LÍNEA	Nº	KV	KMS	EMP.
2002	D/C ARCOS DE LA FRONTERA (SUR) - L/PINAR DEL REY - D.RODRIGO (Entrada-Salida)	2	400	2	REE
2003	ONUBA - THARSIS	1	220	35	CSE
2003	ROCÍO - TORREARENILLA	1	220	38,5	CSE
2003	OLIVARES - ÚBEDA	1	220	45	CSE
2003	ALJARAFE - ROCÍO	1	220	40	CSE
2003	COLÓN-TORREARENILLAS. Variación trazado	1	220	7,8	CSE
2003	FARGUE - CAPARACENA	2	220	50	CSE
2003	E/S EN CASARES - L/ALHAURÍN-PINAR	2	220	8	CSE
2003	CARTUJA - CÁDIZ OESTE	1	220	18	CSE
2004	E/S COLÓN EN L/SANTIPONCE- TORREARENILLAS	2	220	0,2	CSE
2005	ATARFE - FARGUE	1	220	18	CSE
2005	QUINTOS - GUADAIRA	1	220	4	CSE

7.2.6. Otros refuerzos que deberían ser objeto de una planificación convencional

Además de los refuerzos anteriores previstos hasta el 2005, se consideran no urgentes, y por ello susceptibles de una planificación de carácter convencional de acuerdo con el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, fundamentalmente otros refuerzos, previstos en el medio plazo, asociados a la evacuación de generación en régimen especial (eólica, tratamiento de purines, etc.),

dado que para este tipo de generación, es más difícil de prever su evolución y en comparación con la del régimen ordinario, aporta una menor garantía de suministro.

En las siguientes tablas se recogen, para cada una de las zonas eléctricas en que puede dividirse el sistema eléctrico peninsular español, los refuerzos que no tienen el carácter de urgentes. Es preciso indicar que en algunas zonas no existen refuerzos motivados por este tipo de generación en régimen especial.

ZONA NOROESTE: GALICIA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.
2004	SANTIAGO	220	2	Salida a San Cayetano	UEF
2005	SAN CAYETANO	220	2	Salida a Portodemouros	UEF
2005	PORTODEMOUROS	220	2	Salida a San Cayetano	UEF

ZONA NORDESTE: COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA, LA RIOJA, ARAGÓN Y CATALUÑA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.
2004	FUENDETODOS	220	1	Salida a Escucha-eólico (1)	ERZ

ZONA SUR: ANDALUCÍA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.
2004	PUERTO REAL	220	1	Paso a 220 kV L/P.Real-Casares 132 kV	CSE
2004	CASARES	220	1	Paso a 220 kV L/P.Real-Casares 132 kV	CSE

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2004	PASO A 220 KV L/P.REAL-CASARES 132KV	1	220	88,7	CSE

7.2.7. Otras cuestiones que pueden mejorar la seguridad del suministro

De acuerdo con las sugerencias aportadas por Red Eléctrica de España, S.A., se estima conveniente incidir, de cara a mejorar la seguridad del suministro, en las siguientes cuestiones:

- Dilación y retrasos en la autorización de nuevas instalaciones de transporte. Para evitar esto cabría la posibilidad de establecer mecanismos para la agilización y/o simplificación de los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones de transporte:

o Ordenación del territorio y urbanismo.

- Reformas Legislativas y Reglamentarias que agilicen dichos trámites, con posibilidad de ejecución de obra mientras se adecua el plan.
- Inclusión de las infraestructuras eléctricas de transporte en la futura ley de infraestructuras promovidas por el Ministerio de Fomento para su tratamiento como infraestructuras lineales equiparables a autovías, líneas de ferrocarril, etc.

o Medioambiental.

- Realización de la Evaluación de Impacto Ambiental con las consultas previas únicamente preceptivas.

- Mayor agilidad en el Ministerio de Medio Ambiente para la emisión de Resoluciones de Declaración de Impacto Ambiental.

o Administración encargada de la tramitación.

- Directrices claras sobre competencias de tramitación por parte del Ministerio de Economía respecto a la validez de Decretos de transferencias y actuales Convenios.
- Promoción de nuevos Convenios para la tramitación por las Comunidades Autónomas.

o Adopción de Resoluciones.

- La generación en régimen especial puede desplazar, no por criterios de mercado, a la generación del régimen ordinario. Actualmente se carece de criterios para limitar las producciones entre diferentes generadores en régimen especial. Para evitar esto es preciso desarrollar procedimientos de operación relativos a la gestión de la capacidad de evacuación para los productores en régimen especial introduciendo mecanismos de mercado y automatismos de control.

- Aumento de la problemática en la operación del sistema en relación con la producción del régimen especial, como consecuencia del

crecimiento espectacular experimentado en los últimos años, y previsto para el futuro próximo, ante todo de la generación eólica, al carecerse de telemidas para su control. Para evitar esto sería preciso captar información en tiempo real, procedente de la generación en régimen especial, por el Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica de España, S.A., así como la dotación de mecanismos de teledisparo selectivo necesarios para una operación del sistema de forma correcta y segura, tal y como se recoge en la propuesta de Real Decreto, por el que se establecen las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a las redes y el funcionamiento de las instalaciones del régimen especial.

7.2.8. Refuerzos de las redes de distribución

En el presente apartado se describen las actuaciones más importantes que han previsto realizar las principales empresas distribuidoras con objeto de garantizar la cobertura de la demanda a corto y medio plazo en sus respectivas zonas de distribución.

Como punto de partida se considera adecuado incidir en la necesidad del desarrollo de procedimientos de operación para la actividad de distribución.

La información aportada por dichas empresas distribuidoras hace referencia, según lo solicitado, a las siguientes cuestiones:

- Previsiones de demanda en las diferentes zonas de distribución para cada uno de los años del periodo considerado.
- Planes de desarrollo de las nuevas instalaciones de distribución y su programación.
- Puntos críticos de la red de distribución.

PREVISIONES DE DEMANDA

Desde el punto de vista de las redes de distribución de energía eléctrica, el parámetro clave para evaluar la cobertura de la demanda es el registro de la potencia máxima en las distintas subestaciones AT/MT. Proyectando dichos valores a los siguientes años, pueden estimarse los refuerzos necesarios en las infraestructuras de distribución para afrontar las situaciones de demanda máxima en zonas más concretas de suministro.

No obstante, desde el punto de vista de los gestores de las redes de distribución, existen, además de los registros históricos de la demanda máxima, una serie de factores que deben ser tenidos en cuenta a la hora de realizar dichas proyecciones a futuro:

- Efecto de la temperatura, climatología y estacionalidad.
- Crecimiento económico de la zona.
- Variaciones en la configuración de la red de la zona.
- Características específicas del mercado que se abastece.
- Experiencia del personal adscrito a la zona de distribución.

En base a lo anterior, las empresas distribuidoras han procedido a calcular la punta de potencia, tanto de invierno como de verano, más probable de acuerdo a sus estimaciones para cada uno de los años del periodo considerado, cuyos valores se reproducen en las siguientes tablas agrupados por Comunidades Autónomas:

	Año 2002 Punta		Año 2003 Punta				Año 2004 Punta			
	Invierno	Verano	Invierno		Verano		Invierno		Verano	
	(MW)	(MW)	(MW)	INC %	(MW)	INC %	(MW)	INC %	(MW)	INC %
Total peninsular	36.425	32.299	38.108	4,62%	33.844	4,78%	39.885	4,66%	35.457	4,77%
Andalucía	5.220	4.782	5.463	4,66%	5.013	4,84%	5.720	4,70%	5.254	4,80%
Aragón	1.232	1.186	1.288	4,53%	1.242	4,71%	1.347	4,60%	1.299	4,60%
Asturias	1.262	1.134	1.283	1,68%	1.152	1,55%	1.305	1,70%	1.170	1,60%
Cantabria	601	543	625	3,99%	564	3,95%	650	4,00%	587	4,00%
Castilla y León	2.068	1.582	2.145	3,75%	1.641	3,72%	2.227	3,80%	1.700	3,60%
Castilla-La Mancha	2.201	1.821	2.279	3,54%	1.888	3,69%	2.361	3,60%	1.958	3,70%
Cataluña	6.272	6.245	6.630	5,71%	6.591	5,55%	7.008	5,70%	6.954	5,50%
Valencia	4.271	3.827	4.438	3,92%	3.975	3,87%	4.616	4,00%	4.126	3,80%
Extremadura	596	508	621	4,12%	529	4,09%	646	4,10%	551	4,20%
Galicia	2.747	2.273	2.902	5,63%	2.402	5,68%	3.067	5,70%	2.539	5,70%
Madrid	5.528	4.821	5.878	6,33%	5.139	6,59%	6.248	6,30%	5.478	6,60%
Murcia	949	890	994	4,77%	939	5,54%	1.042	4,80%	991	5,50%
Navarra	533	387	549	2,93%	398	2,81%	564	2,80%	409	2,80%
País Vasco	2.696	2.125	2.757	2,25%	2.189	3,03%	2.820	2,30%	2.255	3,00%
La Rioja	249	175	257	3,04%	181	3,29%	264	2,90%	186	2,90%

Puede observarse que, según las previsiones de las empresas distribuidoras, los crecimientos de la demanda en los próximos ejercicios son superiores incluso a los considerados en el escenario alto previsto por el gestor técnico del sistema. Tal circunstancia obedece a que las puntas de demanda para cada una de las zonas no tienen necesariamente por qué coincidir en el tiempo, por lo que el crecimiento medio coincidente es necesariamente inferior al aquí mostrado. No obstante, los refuerzos en las redes de distribución deben estar previstos para garantizar el suministro durante la punta de cada una de las zonas de distribución.

Por otra parte, es preciso resaltar que el incremento medio de la punta de verano es superior al de la punta de invierno, motivado, fundamentalmente, por la fuerte penetración del aire acondicionado en muchas de las zonas de distribución, por lo que adquiere especial importancia los refuerzos en las redes de distribución encaminados a la compensación de la reactiva que consumen dichos aparatos.

Igualmente resulta digno de destacar los distintos crecimientos previstos por las empresas distribuidoras en

cada una de las zonas, lo que conlleva que los refuerzos previstos en cada una de las zonas de distribución sean, en proporción a sus respectivas demandas, distintos.

Sobre la base de los anteriores crecimientos de la demanda punta, tanto de invierno como de verano, cada una de las empresas distribuidoras ha aportado diversa información relativa tanto a los puntos críticos, entendiendo por tales cualquier elemento de la red de distribución que, a lo largo del periodo considerado, deja de cumplir los criterios de seguridad, como a las actuaciones necesarias en las redes de distribución, encaminadas a evitar tales eventualidades. A este respecto, los criterios de seguridad considerados por las empresas distribuidoras, al menos en las redes de tensiones superiores a 36 kV, no son otros que los referidos anteriormente para las redes de transporte, resumidamente tensiones dentro de límites y ausencia de sobrecargas inadmisibles tanto en situación sin fallo como ante fallo simple (criterio N-1).

Se resume a continuación la información aportada por cada una de las empresas distribuidoras relativa a las actuaciones planificadas en sus respectivas zonas de

distribución, a lo largo del periodo considerado, así como, en su caso, los puntos críticos por ellas declarados.

Zonas de distribución eléctrica de Unión Fenosa

Distribución

Cabe destacar que, de acuerdo con lo manifestado por esta sociedad, en la medida que pueda cumplirse su plan de actuaciones, para lo cual habrá que ir solventando las dificultades que puedan aparecer, quedaría garantizado, sin restricciones, el suministro eléctrico en todas sus zonas en el periodo considerado.

En la zona de ambas Castillas, el plan de inversiones previsto por la citada empresa incide, principalmente, en la remodelación y desarrollo de redes de distribución de 45 kV y 66 kV, desarrollo motivado por el tipo de red ya existente, las características del mercado y el bajo nivel de consumo con una dispersión media de la demanda. Con relación a otros niveles de tensión, se destaca el refuerzo de la capacidad de transformación entre las redes de 132 kV y las redes de 45 kV y MT, mediante la instalación de nuevos transformadores y sus correspondientes posiciones en subestaciones de 132 kV de tipo convencional. Se destaca así mismo, las ampliaciones de las líneas de 132 kV. El resumen de dichas actuaciones en la zona de ambas Castillas se recoge en la siguiente tabla:

Posiciones 132 kV	29 Pos.
Transformación 220/AT-MT	180 MVAs
Transformación 132/AT-MT	325 MVAs
Líneas 132 kV	95 Km
Condensadores 132 kV	40 MVar

En la zona de Madrid se destaca el refuerzo de la capacidad de transformación entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de distribución de M.T, mediante la instalación de transformadores 220/(15-20) kV en subestaciones fundamentalmente blindadas. El desarrollo de este tipo de distribución está condicionado por la escasez de zonas donde pueden ubicarse subestaciones y por el tipo de mercado, urbano con un fuerte nivel de consumo y una demanda muy

concentrada. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Madrid se recoge en la siguiente tabla:

Transformación 220/AT-MT	1.740 MVAs
Transformación 132/AT-MT	30 MVAs
Posiciones 132 kV	1 Pos.
Condensadores 132 kV	60 MVar

En la zona de Galicia es de destacar el refuerzo general de la capacidad de transformación entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de distribución de 132 kV, 66 kV y M.T, en subestaciones tanto de tipo convencional como blindadas. Así mismo, se prevé la expansión de las redes de 132 kV y 66 kV. La particularidad de esta zona de distribución, condicionada por su orografía, por los bajos niveles de consumo y por la ubicación de la demanda en zonas rurales muy dispersas, motiva el cambio de tensión en las redes existentes como principal herramienta para reforzar las redes de distribución. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Galicia se recoge en la siguiente tabla:

Transformación 220/AT-MT	1.285 MVAs
Transformación 132/AT-MT	277 MVAs
Posiciones 132 kV	30 Pos.
Líneas 132 kV.	139 Km
Condensadores 132 kV	60 MVar

Zonas de distribución eléctrica de Hidrocantábrico

Distribución Eléctrica

Esta sociedad manifiesta no haber identificado ningún punto crítico en sus redes de transporte o distribución para afrontar con garantías los incrementos de la demanda en el periodo considerado.

Es digno de mención que, de acuerdo con el plan de expansión de esta sociedad, se prevé la construcción de cuatro nuevas subestaciones 220 kV/MT en las provincias

de Valencia, Castellón, Madrid y Alicante, así como una nueva subestación 66 kV/MT en la provincia de Murcia.

En cuanto a la zona de Asturias, las actuaciones previstas pasan fundamentalmente por la conversión de actuales líneas de 132 kV a 220 kV, aprovechando las trazas existentes, el consiguiente refuerzo de la transformación 220/132 kV, así como la construcción de dos nuevas subestaciones 220 kV/MT.

El resumen las actuaciones previstas por la citada empresa se recoge en la siguiente tabla:

Transformación 220/132 kV	2 Ud.
Subestaciones 220 kV/MT	6 Ud.
Subestaciones 66 kV/MT	1 Ud.
Conversión líneas 132 kV a 220 kV	3

Zonas de distribución eléctrica de Iberdrola Distribución

En relación a la evaluación de los puntos críticos, esta sociedad identifica, para cada una de las Comunidades Autónomas, las instalaciones y elementos críticos, la causa de los mismos y las acciones correctoras para solventar las eventuales deficiencias.

Los planes de inversión para la zona de Levante (Valencia y Murcia), se resumen en tres grandes frentes de actuación: incremento de la capacidad de conexión entre las redes de transporte y las redes de distribución, la extensión de las redes de 132 kV y la instalación de bancos de condensadores en subestaciones de distribución. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Levante se recoge en la siguiente tabla:

Ampliación capacidad de transformación	5.167 MVAs
Compensación de Reactiva	654 MVar
Líneas 132 kV	290 Km

Los planes de inversión para la zona de ambas Castillas, se resumen en los mismos tres frentes de actuación señalados para la zona de Levante, aunque en otro orden de magnitud debido al tipo de mercado que abastece. El resumen de dichas actuaciones en la zona de ambas Castillas se recoge en la siguiente tabla:

Ampliación capacidad de transformación	1.512 MVAs
Compensación de Reactiva	179 MVar
Líneas 132 kV.	92 Km

Los planes de inversión para la zona de Madrid contemplan el incremento de la capacidad de transformación entre las redes de transporte y las redes de distribución y la instalación de bancos de condensadores. Destacan los refuerzos en subestaciones blindadas 220 kV/MT, en detrimento de las instalaciones a 132 kV. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Madrid se recoge en la siguiente tabla:

Ampliación capacidad de transformación	2.363 MVAs
Compensación de Reactiva.	367 MVar
Líneas 132 kV.	58 Km

En el resto de zonas de distribución gestionadas por esta empresa, no se señalan situaciones de especial riesgo, salvo en la zona de Extremadura, donde se ha previsto, en proporción, un considerable incremento de la capacidad de transformación. El resumen de las actuaciones en las zonas del País Vasco, Navarra, La Rioja y Extremadura se recoge en la siguiente tabla:

País Vasco.	
Ampliación capacidad transformación	321 MVAs
Líneas 132 kV.	1 Km
Extremadura.	
Ampliación capacidad transformación	204 MVAs
Líneas 132 kV.	2 Km
La Rioja.	
Ampliación capacidad transformación	56 MVAs
Navarra.	
Ampliación capacidad transformación	100 MVAs

Zonas de distribución eléctrica de Endesa Distribución

Esta sociedad utiliza, en la determinación de los puntos críticos de redes de distribución, unas reglas algo distintas de las utilizadas por el resto de empresas distribuidoras. Las tablas de la parte inferior, recogen los criterios de seguridad utilizados por la citada sociedad.

Con los citados criterios, y teniendo en cuenta asimismo las subestaciones alimentadas en antena (T) y las subestaciones que, a lo largo del periodo considerado, dejan en algún momento de cumplir los criterios de planificación, se han evaluado puntos críticos, para cada una de las zonas gestionadas por la citada sociedad.

Sobre la base anterior, se determinan las actuaciones encaminadas a la solución de las posibles eventualidades en las redes de distribución.

Los planes de inversión para la zona de distribución de ERZ (Aragón) contemplan por una parte, el incremento en la capacidad de conexión entre el nivel de 132 kV y las redes de 66 45 kV y, por otra, la extensión de las redes de 66 y 45 kV. Con relación a los puntos críticos, existe un gran número de puntos críticos de tipo A y de tipo T. Los tipo A se resuelven, en su mayor parte, con el desarrollo del nivel a 45 kV y los tipo T mediante el mallado de dichas subestaciones con otras líneas. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de

distribución de ERZ (Aragón) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	2 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	20 Ud.
Modificación Líneas 132 kV	6 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de FECSA-ENHER (Cataluña) contemplan, básicamente, el refuerzo en la capacidad de conexión entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de 66 kV, 45 kV y MT, y la extensión de la red de 110 kV, tensión característica en la zona de Cataluña. Los principales puntos críticos en esta zona de distribución son tipo A. Para solventar los mismos, se prevé un desarrollo del nivel de tensión 110 kV. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de distribución de FECSA-ENHER (Cataluña) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	26 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	1 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de GESA (Baleares) prevén, básicamente, el refuerzo de la conexión entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de 66 kV, y la extensión de la red de 66 kV. Los principales puntos críticos en esta zona de distribución son tipo A. Para solventar los mismos, se prevé el

Situación N-1	Cod.	LÍNEA	TRAFO	TENSIÓN
Riesgo Medio	C	100-125%	110-125%	0,91-0,92 p.u.
Riesgo Alto	B	125-140%	135-150%	0,91-0,90 p.u.
Riesgo Superior	A	> 140%	> 150%	< 0,90 p.u.

Situación N	Cod.	LÍNEA	TRAFO	TENSIÓN
Riesgo Medio	C	100-115%	110-125%	0,92-0,93 p.u.
Riesgo Alto	B	115-130%	125-140%	0,92-0,91 p.u.
Riesgo Superior	A	> 130%	> 140%	< 0,91 p.u.

desarrollo del nivel de tensión de 66 kV. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de distribución de GESA (Baleares) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	12 Ud.
Modificación Líneas 132 kV	2 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de Sevillana (Andalucía y sur de Extremadura) prevén, por un lado, refuerzos entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de 66 kV y MT y, por otro, refuerzos entre el nivel de 132 kV y las redes de 66 kV y MT. El nivel de tensión predominante en esta zona es 66 kV. Los puntos críticos en esta zona se resuelven mediante el desarrollo del nivel de tensión 66 kV y refuerzos en niveles de tensión superiores. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de distribución de Sevillana (Andalucía y sur de Extremadura) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	66 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	21 Ud.
Modificación Líneas 132 kV	16 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de VIESGO (Asturias, Cantabria y de Lugo) no contemplan medidas especiales más allá de los refuerzos puntuales, indicados en la siguiente tabla resumen:

Transformadores 220/AT-MT	66 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	21 Ud.
Líneas 132 kV	16 Ud.

Por último, los planes de inversión para la zona de distribución de UNELCO (Canarias), se centran básicamente en el refuerzo desde la red de 66 kV a la MT, así como en nuevas líneas de 220 y 66 kV.

7.3. La disponibilidad de las nuevas centrales a gas en la cobertura de la demanda eléctrica considerando las restricciones impuestas por la red

En el apartado 6 de este informe se ha analizado la cobertura de la demanda de los sistemas eléctrico y gasista únicamente en cuanto al balance de oferta y demanda, sin considerar las restricciones que puede imponer el transporte; esto es, se ha hecho la cobertura con red infinita.

En este segundo análisis de la cobertura de la demanda eléctrica proporcionada por las nuevas centrales a gas se estudia la senda de incorporación de ciclos combinados incorporando las posibles restricciones derivadas de la red de transporte gasista y eléctrica, y se evaluará la cobertura de la demanda eléctrica según las necesidades dadas en el capítulo 6.3.

La interacción mutua de ambos sistemas adquiere mucha importancia, ya que la garantía de suministro eléctrico dependerá de la senda de incorporación de los ciclos combinados y de los condicionamientos de las redes de transporte, gasista y eléctrica, a su funcionamiento. En el caso español, tal y como se ha descrito en los capítulos precedentes, la infraestructura gasista está menos desarrollada que la eléctrica y es la que, a priori, podría plantear más restricciones por no poder garantizar el transporte del gas necesario para el funcionamiento de dichas centrales.

Posteriormente se tendrán en cuenta otras posibles restricciones que no tienen que ver con las redes eléctricas ni gasistas pero que pueden condicionar el funcionamiento de los ciclos.

La senda de incorporación de ciclos de partida es la supuesta en el apartado 6.3 de este informe².

² Se considera solamente los ciclos que actualmente tienen firmado contrato de acceso a la red gasista y los que han obtenido autorización administrativa tomando como fecha de puesta en marcha para cada ciclo la declarada como más probable por el promotor. Para los ciclos que tienen firmado un contrato de acceso a la red de gas, si esta fecha es anterior al comienzo de la ventana de inicio de pruebas fijada, se supondrá que el ciclo comienza su operación comercial en la fecha de inicio de la ventana más cinco meses y medio (período de pruebas máximo fijado por contrato)

Como ya se señaló en el capítulo 6.3, se ha optado por esta senda de ciclos combinados, por ser los ciclos que tienen más probabilidades de instalarse al tener firmado el contrato de acceso a la red gasista y/o haber obtenido la autorización administrativa. Esta senda de incorporación de ciclos es menos numerosa que la del número total de ciclos anunciados pero así se asegura un criterio más desfavorable de cara a conocer si se va a garantizar el suministro eléctrico. Así, en el caso de que la incorporación de ciclos combinados fuese mayor a este supuesto de partida, se garantizaría con mayor seguridad la cobertura del suministro eléctrico.

La senda más probable de ciclos combinados ya mostrada en la figura 6.3.1 se resume a continuación en la **figura 7.3.1** en la que por claridad se divide el año en dos mitades.

energía vertida por los ciclos combinados a la red de transporte de energía eléctrica.

El gestor técnico del sistema eléctrico en el documento "Información adicional para la elaboración del informe-marco sobre seguridad del suministro" de septiembre de 2001, detalla las actuaciones planificadas para el periodo 2001-2008 clasificadas en subestaciones, transformadores y líneas dando la justificación cualitativa de la idoneidad de dichas instalaciones para la red de transporte de energía eléctrica. Una de las justificaciones es la evacuación de generación asociada a los grupos de ciclo combinado a gas natural. Para estas actuaciones se indica una fecha de puesta en servicio, que por estar coordinada con los promotores es anterior a la puesta en marcha de los grupos. Por tanto, las instalaciones eléctricas necesarias para la evacuación de la energía de los grupos

Figura 7.3.1 Senda de incorporación probable de los ciclos combinados que tienen contrato de ATR de gas o han obtenido autorización administrativa

	Nº Grupos entrantes	Nº Grupos Acumulado Total
2º Trimestre 2002	4	4
4º Trimestre 2002	3	7
2º Trimestre 2003	3	10
4º Trimestre 2003	1	11
2º Trimestre 2004	7	18
4º Trimestre 2004	8	26
2º Trimestre 2005	5	31
4º Trimestre 2005	1	32

Para la senda de ciclos de partida mostrada en la **figura 7.3.1**, se van a analizar las posibles restricciones en su funcionamiento, derivadas de la red eléctrica y de la red gasista. Para finalizar se analizarán otras posibles restricciones no relacionadas directamente con estas redes de transporte.

7.3.1. Las posibles restricciones asociadas a la red de transporte eléctrica

A continuación se analiza la situación de las infraestructuras necesarias para la evacuación de la

de ciclo combinado hay que considerar que estarán construidas en plazo según las previsiones de Red Eléctrica.

Para aquellas infraestructuras que van a ser construidas por los propios promotores, en la información aportada por éstos se detallan fechas de puesta en servicio también anteriores a las fechas de puesta en marcha de los grupos.

No obstante, los promotores señalan que para algunos emplazamientos el Operador del Sistema ha indicado que dada la concurrencia de proyectos en determinadas zonas

(en algunos casos, de generación ordinaria y régimen especial eólico, como Galicia) podría dificultar la transmisión de energía de zonas excedentarias a zonas deficitarias, recomienda la instalación de teledisparos para adecuar la generación a la capacidad de transporte disponible ante contingencias.

Así, por ejemplo en la zona de Escombreras existe una elevada concentración de generación prevista. En estos casos, se deben de encontrar soluciones técnicas, mediante refuerzos de red, protecciones, teledisparos, etc. que posibiliten la evacuación de la generación anunciada.

7.3.2. Las posibles restricciones asociadas a la red de transporte de gas

ANÁLISIS DERIVADO DEL FUNCIONAMIENTO DE LA RED

Desde el punto de vista de la interacción futura de los sistemas eléctrico y gasista, la incorporación prevista de nuevos grupos de ciclos combinados tendrá como consecuencia que la cobertura del suministro eléctrico dependa de la viabilidad del suministro de gas a dichos ciclos. Para poder llevar el gas hasta los emplazamientos hace falta una red de transporte suficientemente

dimensionada, dado el importante consumo que suponen estos ciclos.

En el capítulo 7, se analizaron las infraestructuras de gas necesarias para la cobertura de la demanda en el corto – medio plazo. De este análisis se deducen las infraestructuras precisas para el horizonte contemplado descritas en el apartado 7.1 como plan de infraestructuras gasistas.

En el supuesto de que se construyan estas infraestructuras en los plazos indicados, la senda de partida de ciclos considerada podría tener las restricciones mostradas en la **figura 7.3.2** en la punta de invierno, ya descritas en el apartado 7.1.

Por tanto considerando que el plan de infraestructuras propuesto se ha llevado a cabo, 4 grupos en el invierno 2002-2003 tendrían restricciones en punta con un máximo de seis días, consecutivos o alternos, durante el periodo invernal.

En el caso de que se aplicaran las restricciones en punta, se considera que los ciclos que dispongan de gas-oil como combustible alternativo, podrán funcionar durante esos días aunque se les aplique la restricción de la red de transporte de gas. En la **figura 7.3.3** se muestran, de los ciclos considerados anteriormente, aquéllos que podrán funcionar durante la punta invernal de cada año:

Figura 7.3.2. Posibles restricciones de la senda probable de ciclos con contrato de acceso y/o autorización administrativa debidas al funcionamiento del sistema gasista en los días de punta invernal para cada año

NÚMERO DE GRUPOS. DÍA PUNTA INVERNAL	2001	2002	2003	2004	2005
Número de grupos (CCGT) sin restricciones de red		3	11	26	32
Número de grupos (CCGT) con restricciones de red en punta		4	0	0	0
TOTAL		7	11	26	32

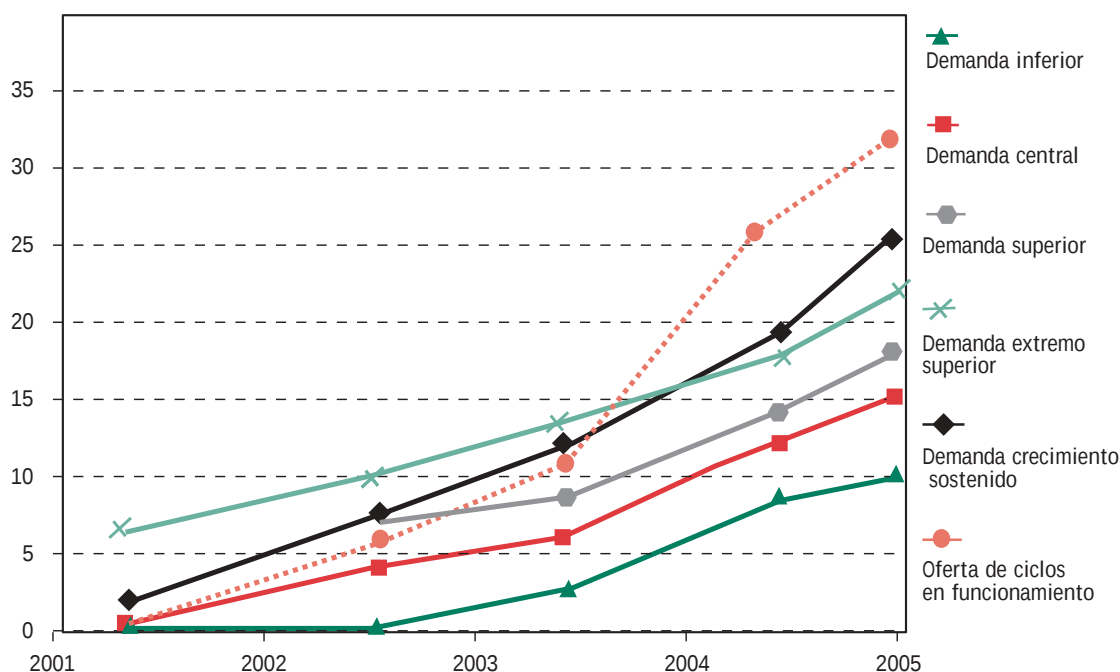
Figura 7.3.3 Número de grupos de centrales de ciclo combinado a gas, sin restricciones y con restricciones en punta y gas-oil como combustible alternativo para la senda probable de ciclos (con contrato de acceso y/o autorización administrativa) debidas al funcionamiento del sistema gasista en los días de punta invernal en cada año

NÚMERO DE GRUPOS. DÍA PUNTA INVERNAL	2001	2002	2003	2004	2005
Nº de grupos (CCGT) sin restricciones de red		3	11	26	32
Nº de grupos (CCGT) con restricciones de red en punta y gas-oil		3		0	
TOTAL grupos en funcionamiento		6	11	26	32

La punta invernal para el sistema gasista y eléctrico puede darse en las mismas fechas dado que ambos están muy condicionados por la temperatura. Es por ello que se compara estos ciclos realmente disponibles en situación punta de invierno de demanda de gas (bien por no tener restricciones de red o por tenerlas y poder abastecerse con un combustible alternativo como el gas-oil) con las sendas de ciclos combinados que son necesarios desde el punto de vista de cobertura de la punta de demanda eléctrica de invierno según el capítulo 6.2.

- En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario de crecimiento sostenido
- En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento podrían llegar a casi 7 grupos de 400 kW en el invierno del año 2001-2002 para poder garantizar un índice de cobertura del 1,1.

Figura 7.3.4 Comparación del número de grupos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido, con la senda fiable de los ciclos (con contrato ATR y/o han obtenido la autorización administrativa) y pueden entrar en funcionamiento sin restricciones de red o bien con restricciones y un combustible alternativo



De esta figura se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la suficiencia de capacidad en el sistema en la punta de demanda de invierno. Esta suficiencia del sistema desaparecería en los siguientes casos:

- En el invierno 2002-2003 y en el invierno 2003-2004 para el escenario superior de demanda

En la **figura 7.3.5** se muestra el índice de cobertura en la punta de demanda de invierno para cada uno de los escenarios de demanda considerados: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido.

En el análisis anterior, se han considerado las restricciones posibles en un día de punta normal para cada invierno que equivale al día más frío de cada cinco años en gas. En el caso de que fuera un día de punta extremo, es decir, el día

Figura 7.3.5 Índice de cobertura para los escenarios inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Índice de cobertura	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	1,149	1,177	1,203	1,302	1,323
Escenario central	1,111	1,130	1,155	1,249	1,269
Escenario superior	1,088	1,098	1,122	1,214	1,234
Escenario extremo superior	1,035	1,070	1,087	1,181	1,193
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,098	1,098	1,163	1,160

más frío de cada diez años, los valores resultantes de los análisis para el año 2002 dan como resultado, 2 grupos sin restricciones y 5 grupos con restricciones en día excepcionalmente frío. De esos ciclos con posibles restricciones, 4 grupos dispondrían de gas-oil como combustible alternativo y por tanto, podrían funcionar en el día de punta extremo. Por tanto, quedarían 6 grupos operativos en total, resultado que es equivalente al día de punta normal ya analizado anteriormente.

Para el caso de la punta de verano, varía la situación en el sistema gasista y el eléctrico. Así, mientras en el sistema eléctrico tiene sentido hablar de punta de verano, por su creciente importancia respecto a la de invierno debido al aumento de los equipos de aire acondicionado, en el sistema gasista el consumo baja al mínimo en verano no ocasionándose restricciones durante este periodo.

Por tanto, el escenario de cobertura de la demanda eléctrica en la punta de verano será análogo al del reflejado en el apartado 6.3 que no tenía en cuenta las restricciones de red y, en el que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantizaba la suficiencia de capacidad del sistema. La suficiencia de potencia del sistema desaparecería solamente en el año 2002 para el escenario superior de demanda, en el año 2002 y 2004 para el escenario de crecimiento sostenido y en los años 2002 y 2003 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento podrían llegar a casi 4 grupos de 400 MW en el verano del año 2002 para poder garantizar un índice de cobertura del 1,1.

Si se produjesen variaciones sobre la senda de incorporación de ciclos, como por ejemplo, se produjesen retrasos de puesta en marcha de los ciclos sobre la fecha señalada como probable por los promotores, podría llegarse a un índice de cobertura inferior a 1,1 en más años de los escenarios considerados.

Todos los análisis descritos en este apartado, consideran que el plan de infraestructuras propuesto en el capítulo 7.3 se ejecuta en plazo y forma. En caso de que se produjeran dilaciones en la construcción de las infraestructuras propuestas, las restricciones de red originadas podrían ser más importantes con la consiguiente implicación para la cobertura del suministro eléctrico.

ANÁLISIS DERIVADO DE LOS CONTRATOS DE ACCESO A LA RED DE GAS FIRMADOS

Con independencia del análisis anterior que tiene en cuenta las infraestructuras propuestas en el capítulo 7.1, ENAGAS como gestor técnico del sistema ha firmado varios contratos singulares de ATR con comercializadores o promotores de ciclos combinados. En ellos se condiciona el suministro de estos ciclos combinados a la construcción de determinadas infraestructuras. Además se fijan una serie de restricciones que se pueden aplicar a cada ciclo para cada año sin penalización.

En el siguiente análisis se tendrá en cuenta estos ciclos combinados que tienen contrato de acceso firmado y las restricciones fijadas por dichos contratos. Esta senda de

ciclos que considera solamente los ciclos que tienen firmado contrato de acceso a la infraestructura gasista, es muy restrictiva porque habrá ciclos que actualmente no tengan firmado contrato pero estén en fase de negociación para hacerlo en breve.

Así, en la **figura 7.3.6**, se muestra la senda de ciclos que tienen firmado contrato de acceso y sus restricciones asociadas aplicables en invierno, ya que en verano no habría ninguna restricción firmada y los ciclos podrían estar operativos por la menor saturación en la infraestructura de gas. Se han tomado los ciclos que estarían en operación comercial a 31 de diciembre de cada año.

En la figura se evalúan las restricciones que se aplican a cada ciclo en la temporada invernal distinguiendo aquellos ciclos que pueden tener restricciones en punta y aquellos que pueden tener restricciones en el periodo invernal. Así, en las restricciones en punta, ENAGAS puede interrumpir el suministro un máximo de 6 días consecutivos o alternos entre el 1 de octubre y el 31 de marzo, si la demanda de gas convencional supera 705 Mte/día en el invierno 2002-2003, 800 Mte/día en el invierno 2003-2004 y 870 Mte/día en el invierno 2004-2005. A partir de esta fecha

no hay restricciones. En los ciclos con restricciones invernales, no se les asegura garantía de suministro durante algunos meses del invierno.

Por ello de cara a garantizar la cobertura del suministro eléctrico en la punta de invierno, se han considerado los ciclos sin restricciones y aquellos que tienen restricciones en punta pero disponen de gas-oil como combustible alternativo, tal y como muestra la **figura 7.3.7**.

La senda de ciclos anterior se ha comparado con los escenarios de ciclos necesarios para la cobertura de la demanda en invierno: escenario inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido y el resultado se muestra en la figura siguiente:

De la **figura 7.3.8** se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la suficiencia de capacidad en el sistema en la punta de demanda de invierno. Esta suficiencia de capacidad de potencia del sistema es menor de la necesaria, conforme a los criterios de seguridad adoptados, en los siguientes casos:

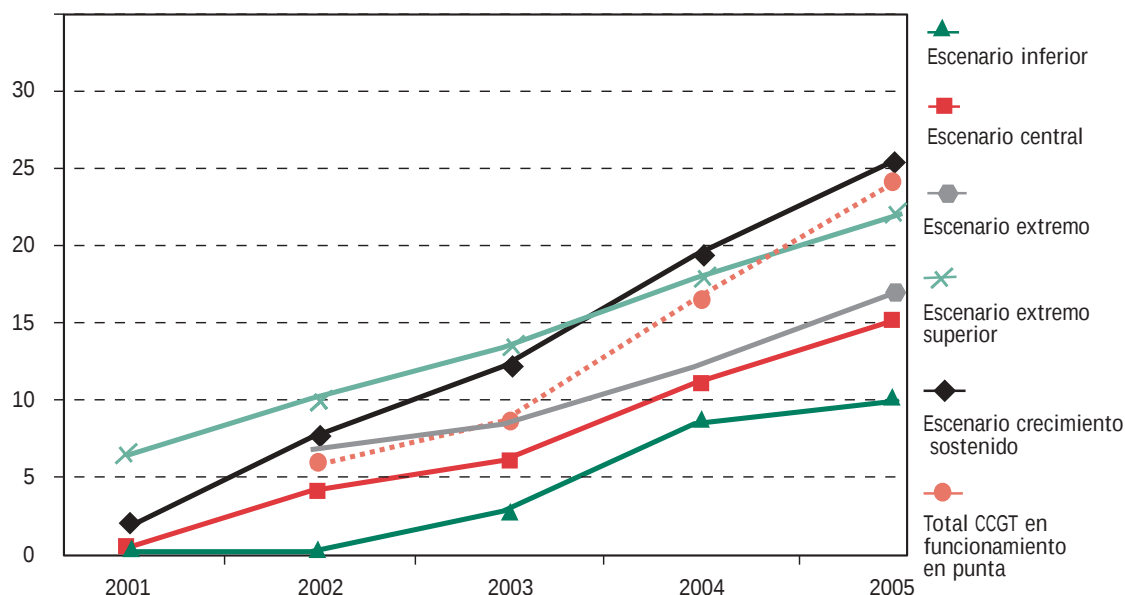
Figura 7.3.6 Posibles restricciones de los ciclos combinados con contrato de acceso a la red gasista

RESTRICCIONES POR CONTRATO	2001	2002	2003	2004	2005
Grupos con contrato sin restricciones		2	4	11	25
Grupos con contrato con restricciones en punta		4	5	10	
Grupos con contrato con restricciones invernales		1	2		
TOTAL grupos con contrato		7	11	21	25

Figura 7.3.7 Ciclos sin restricciones y con restricciones en punta y gas-oil como combustible alternativo para la senda probable de ciclos con contrato de acceso debidas a las restricciones firmadas en el contrato de acceso para invierno de cada año

RESTRICCIONES POR CONTRATO	2001	2002	2003	2004	2005
Grupos con contrato sin restricciones		2	4	11	25
Grupos con contrato con restricciones en punta y gas-oil		4	4	6	
TOTAL CCGT en funcionamiento		6	8	17	25

Figura 7.3.8 Comparación del número de ciclos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido con la senda de los ciclos con contrato ATR y que según el contrato podrían entrar en funcionamiento sin restricciones de red, o bien con restricciones y un combustible alternativo



- En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario superior de demanda
- En los periodos invernales 2001-2002, 2002-2003, 2003-2004 y 2004-2005 para el escenario extremo superior
- En todos los periodos invernales para el escenario de crecimiento sostenido.

En la **figura 7.3.9** se muestra el índice de cobertura en la punta de demanda de invierno para cada uno de los escenarios de demanda considerados: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido.

7.3.3. Otros análisis de posibles restricciones

Aparte de las restricciones descritas anteriormente en los análisis de red, se pueden dar otro tipo de restricciones que condicionen el funcionamiento

Figura 7.3.9 Índice de cobertura para los escenarios inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Índice de cobertura	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	1,149	1,177	1,172	1,211	1,254
Escenario central	1,111	1,130	1,125	1,161	1,203
Escenario superior	1,088	1,098	1,093	1,129	1,169
Escenario extremo superior	1,035	1,070	1,059	1,098	1,131
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,098	1,069	1,082	1,099

de los ciclos combinados. Estas restricciones pueden ser de suministro de gas, ya que dependiendo de la flexibilidad del contrato de abastecimiento de gas de los ciclos su suministro puede ser firme o interrumpible. Esta interrumpibilidad podría subsanarse con las existencias mínimas de seguridad almacenadas o, en su caso, con un combustible alternativo del cual poder abastecerse en caso de

corte de gas por parte de su suministrador como se describe en el capítulo 10.4.

Otro tipo de restricciones que pueden afectar a los ciclos combinados son las debidas al agua de refrigeración en el caso que se tome de un río con problemas de caudal. Sólo hay un ciclo con este tipo de restricción y se está construyendo una balsa para solventarlo.

8. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de actividades reguladas

A continuación se muestra la evaluación económica de las infraestructuras analizadas en el epígrafe previo. En primer lugar, se analizan las infraestructuras de transporte del sector del gas natural y, en segundo lugar, las correspondientes al sector eléctrico. Para el primero de ellos y puesto que aún no está establecido el sistema económico de retribución de las actividades reguladas, el coste presentado es el coste del conjunto de las nuevas inversiones por cada termia de la demanda incremental que atienden; en consecuencia, no debe interpretarse como un coste a añadir sobre las tarifas y peajes, ya que éstas dependen del coste total de las instalaciones (actuales y futuras) aún no establecido y de la demanda agregada. Para el segundo sector, el de energía eléctrica, puesto que se parte de una retribución del transporte conocida, se presenta una estimación que sobre las tarifas podrían tener los refuerzos considerados, supuesto constante la demanda.

8.1. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gas natural

Las inversiones en infraestructuras destinadas a mejorar y aumentar la garantía del suministro y la capacidad de entrada del sistema gasista presentan un elevado coste económico, cuya retribución, en el marco de la regulación actual, se garantiza vía tarifas y peajes. Por tanto, es fundamental evaluar el impacto, la eficiencia y la optimización económica de cada uno de los proyectos presentados, ya que tienen una repercusión directa en el coste final del gas.

A partir de los datos sobre el diseño y el presupuesto de las diferentes propuestas de infraestructuras facilitados por los promotores, la evaluación económica propuesta en este apartado analiza la eficiencia económica de los proyectos valorando su inversión en nueva capacidad nominal de entrada al sistema y el coste medio de transporte que representan.

Debe advertirse que las evaluaciones económicas se basan en el coste de la inversión y de las prestaciones técnicas

de cada proyecto y no tienen en cuenta las consideraciones cualitativas de los mismos, tales como los relacionados con la estrategia del crecimiento de las redes, las mejoras aportadas en la seguridad del sistema o el apremio de su entrada en funcionamiento, aspectos éstos difícilmente cuantificables, por lo que las valoraciones que se obtengan deben enmarcarse dentro del conjunto de todas las características y necesidades del plan de infraestructuras analizado en el capítulo 7.

Como en el capítulo anterior, esta sección analiza las distintas propuestas de los agentes en dos grupos: los *proyectos para la garantía del suministro*, cuyo objetivo es dotar de mayor seguridad a la operación del sistema y al suministro de gas, y los *proyectos que aumentan la capacidad de entrada al sistema gasista*, que permiten dar cobertura a la demanda de gas natural. A estos últimos proyectos los referiremos por el punto de entrada al sistema que crean o refuerzan: Huelva-Tarifa, Barcelona, Bilbao, Cartagena, Ría de Ferrol y Sagunto.

Las infraestructuras propuestas destinadas a una misma finalidad se agrupan en proyectos y se analizan conjuntamente. Así, para estudiar el impacto económico de una nueva capacidad de entrada de gas, se agregan a las inversiones en la planta de regasificación o gasoducto de interconexión, las correspondientes a los nuevos gasoductos, el reforzamiento de los existentes o a las estaciones de compresión.

Asimismo, se evalúa el impacto económico de los planes de infraestructuras formados por los grupos de proyectos anteriormente descritos. Para ello, se analizan y comparan, el plan de infraestructuras de urgencia descrito en el capítulo 7, y el plan resultante de aprobar todos los proyectos de infraestructuras propuestos por los promotores.

Como conclusión, en este capítulo se establecen los criterios que permiten comparar los distintos proyectos propuestos desde un punto de vista económico, se estima el posible impacto económico de las inversiones en nuevas

infraestructuras de transporte de gas y se realizan las consideraciones oportunas para favorecer la optimización económica de las inversiones en la red básica.

8.1.1. Metodología para la evaluación económica de las inversiones

Los datos disponibles para llevar a cabo la evaluación económica de las inversiones son aproximados. Se obtienen de la información sobre los proyectos facilitada por los promotores, y en algunos casos, esta Comisión ha tenido que estimar el coste de algunas de las infraestructuras complementarias que se consideraban necesarias para el mejor aprovechamiento del proyecto, como por ejemplo, incremento en la capacidad de regasificación, desdoblamiento de algún gasoducto o ampliaciones de las estaciones de compresión, cuyos costes no estaban incluidos en los presupuestos de los promotores.

Asimismo, los métodos empleados para el cálculo de la inversión en capacidad nominal de entrada al sistema y el coste medio del transporte de los proyectos introducen varios supuestos, tales como: el grado de uso de las instalaciones, el período de amortización, los costes de operación y mantenimiento, etc., que hacen que el resultado obtenido de las valoraciones deba considerarse como una estimación.

Con la información disponible, se consideran que son criterios adecuados para evaluar económicamente las distintas propuestas de los promotores los siguientes:

Inversión en capacidad nominal de entrada de gas al sistema

Este parámetro expresa, para cada proyecto propuesto, la inversión por unidad de capacidad nominal de entrada de gas (en Pta/m³(n)/h). La eficiencia económica del proyecto mejora cuanto menor sea el valor de este parámetro.

Para evaluar el coste de cada nuevo m³/h instalado, se divide la inversión total del proyecto entre la capacidad de entrada horaria nominal que aporta al sistema.

*Coste medio de transporte*¹

Este parámetro estima para cada proyecto propuesto el coste unitario que supone la inversión analizada, a lo largo de su vida.

¹ Dentro del término transporte se incluyen todas las instalaciones de regasificación, transporte por gasoducto, almacenamiento de gas y estaciones de compresión.

Figura 8.1.1: Supuestos introducidos para calcular el coste medio de transporte de los proyectos de infraestructuras

Variables		Valor Estimado		
Inflación		2%		
Amortización		30 años		
TIR antes de impuestos		9%		
Tipo impositivo		35%		
Capacidad útil por entrada		75% de la capacidad nominal		
Costes anuales de explotación (% s/ inversión)		=	Coste de operación y mantenimiento	+ Costes indirectos
• Gasoducto	2,25%	=	1,5%	+ 0,75%
• Plantas de regasificación	7,5%	=	5%	+ 2,5%
• Estaciones de compresión	7,5%	=	5%	+ 2,5%
• Almacenamiento	15%	=	10%	+ 5%

Fuente: CNE

Se calcula como la retribución que es necesaria obtener por cada termia, para que la inversión del proyecto obtenga una tasa de rentabilidad interna determinada², suponiendo un periodo de amortización de 30 años, un tipo impositivo del 35%, una tasa de inflación anual del 2%, unos costes de explotación que estarán en función del tipo de instalación y asimismo se estima un funcionamiento medio en cada nueva entrada de gas del 75% de la capacidad nominal de las instalaciones.³

Los costes de explotación son estimados y se obtienen como la suma de los de operación y mantenimiento más los indirectos (ver **figura 8.1.1**). Cuando los proyectos incluyan varios tipos de infraestructuras, los costes de explotación se calculan como la media ponderada por la inversión de las infraestructuras que lo componen.

8.1.2. Evaluación económica de los proyectos para garantía del suministro

El objetivo de estas infraestructuras es mejorar la seguridad y calidad del transporte de todo el gas natural suministrado por el sistema. Estos proyectos no aportan por sí mismos nueva capacidad de entrada⁴, sino que contribuyen a mejorar la seguridad del conjunto de la capacidad instalada, por lo que su retribución se

² Se ha supuesto a los efectos de este análisis un TIR, antes de impuestos, del 9%. Este criterio de retribución no es vinculante con las consideraciones que esta Comisión pueda tener sobre este aspecto

³ La inyección de gas en el sistema se modula en cada momento para que se adapte al perfil de la demanda, por lo que la capacidad nominal de entrada ha de ser superior a la efectivamente utilizada.

⁴ En algunos casos los proyectos de seguridad pueden contribuir a aumentar la capacidad de entrada de gas en el sistema, pero no están asociados a ninguna entrada en particular.

Figura 8.1.2: Inversión estimada de los proyectos para garantía del suministro

Inversiones de las infraestructuras para la seguridad del sistema		
Proyectos	Inversión Mpta	Costes de explotación % s/ inversión
Proyectos de transporte	46.050	3,8%
Conexión Oste-Este (Alcázar de San Juan)	29.000	4,0%
Gasoducto Alcázar de San Juan		
EC Alcázar de San Juan		
EC Alcudia Crespins		
Soporte al sistema de BCN	14.950	3,7%
Bañeras Tivissa		
EC Tivissa		
EC Arbós		
Córdoba-Madrid de 30" a 32" (Ver comentario)	2.100	2,3%
Proyectos de almacenamiento subterráneos	50.200	13,9%
Almacenamiento Sta. Bárbara	25.100	13%
Almacenamiento Sta. Bárbara		
Gasoducto Algete Sta. Bárbara		
Almacenamiento Reus	16.100	15%
Ampliaciones almacenamiento Serrablo	9.000	15%
Proyectos de almacenamiento de GNL	48.000	7,5%
4 tanques de 150.000 m ³ de capacidad	48.000	7,5%
Total infraestructuras para garantía del suministro	144.250	8,5%

Fuente: CNE

realizará sobre el total del gas transportado por el sistema.

En la **figura 8.1.2** se muestran las infraestructuras para garantía del suministro consideradas, que se componen de: nuevos gasoductos y estaciones de compresión, almacenamientos subterráneos, y almacenamiento operativo en tanques de GNL.

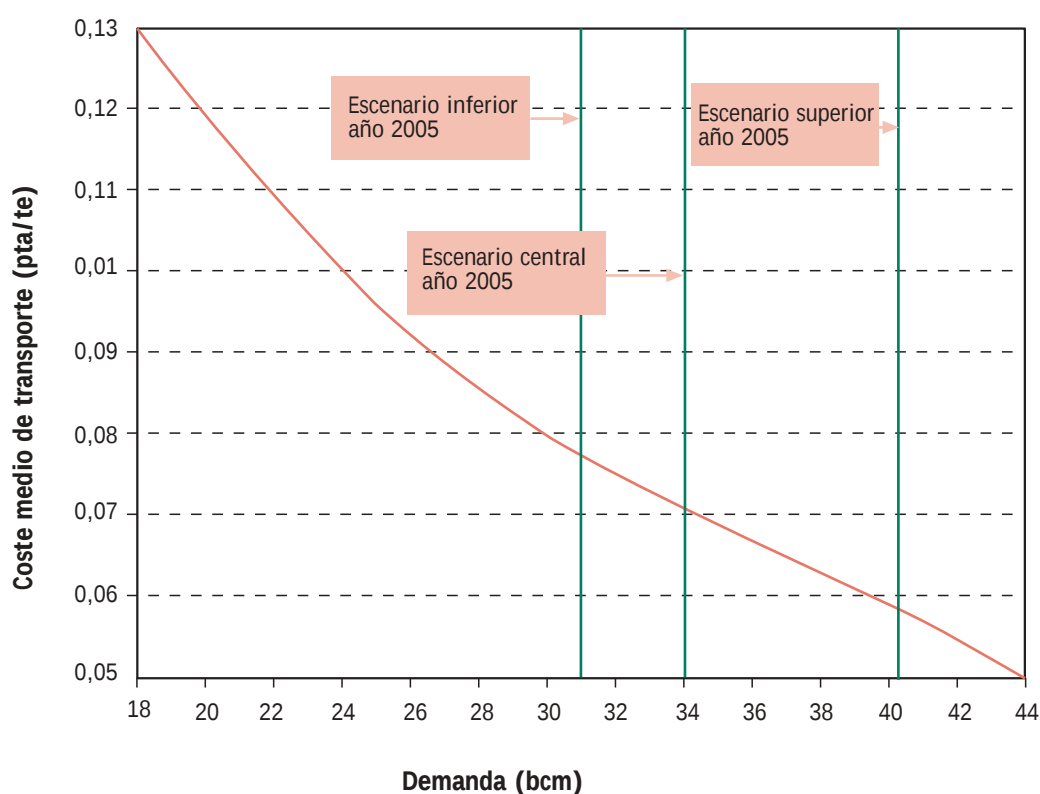
El nuevo almacenamiento de GNL necesario para que las plantas de regasificación del sistema alcancen una autonomía global de 10 días, según se indica en el capítulo 7, es equivalente a 4 tanques de 150.000 m³.

Al analizar el valor del coste medio de transporte de las infraestructuras para garantía del suministro, se observa

que disminuye cuando aumenta el volumen de gas demandado, ya que la inversión a retribuir se reparte entre un mayor volumen de suministros. Así, entre los escenarios de demanda inferior y central del año 2005, los costes por estos conceptos caerían un 6%, y hasta casi un 23% si se alcanzase el escenario demanda superior. La **figura 8.1.3** muestra esta variación del coste medio de transporte de los proyectos para garantía del suministro en función de la demanda agregada.

En la **figura 8.1.4** se indica el coste medio del transporte aproximado para los tres escenarios descritos en el capítulo 4 del presente informe, inferior, central y superior, que se encontrarían en valores de entre 0,077 y 0,058 pta/te. Este coste se repartiría entre todos los consumidores de gas y debería quedar recogido dentro de las tarifas y de los peajes.

Figura 8.1.3: Coste medio del transporte de los proyectos de garantía del suministro en función del volumen de demanda para una tasa de rentabilidad interna antes de impuestos del 9%



Fuente: CNE

Figura 8.1.4: Coste medio de transporte de los proyectos para garantía del suministro para los 3 escenarios de demanda. TIR adi 9%

Escenario de demanda año 2005 (bcm/año)		Coste medio de transporte (pta/te)
Inferior	30,8	0,077
Central	33,9	0,070
Superior	40,5	0,058

Fuente: CNE

8.1.3. Evaluación económica de los proyectos para el aumento de capacidad de entrada de gas al sistema 2001-2005

La eficiencia económica de las propuestas de proyectos para el aumento de capacidad de entrada de gas se valora en función de su aportación al incremento de la capacidad nominal de entrada al sistema por peseta invertida y por su coste medio de transporte.

En función del grado de saturación de la infraestructura a la que se conecta la nueva entrada y de su cercanía a los puntos de consumo, los proyectos para aumentar la capacidad de entrada de gas al sistema pueden requerir inversiones en infraestructuras complementarias, desdoblamiento de gasoductos y/o estaciones de compresión, para introducir todo el gas que permitiría la infraestructura principal de entrada. La necesidad de realizar inversiones significativas en infraestructuras complementarias puede llegar a ser un factor que penalice un proyecto de entrada de gas con relación a otros proyectos alternativos.

En la **figura 8.1.5** se recogen los distintos proyectos propuestos por los promotores para el aumento de la capacidad de entrada de gas, indicándose las infraestructuras principales y complementarias que incluyen, su presupuesto y los incrementos de capacidad que aportan cada uno.

En general, se aprecia que cuanto mayor es la capacidad de emisión nominal de los proyectos propuestos y mayor es la

distancia a los puntos de consumo, mayor es la necesidad de infraestructuras complementarias, lo que aumenta el volumen de la inversión. Esta relación es particular para cada proyecto y depende asimismo de la saturación existente en las infraestructuras a las que se conecta. Por tanto, se ha de procurar un diseño de los proyectos que optimice en cada caso el dimensionamiento de la entrada en función de las inversiones complementarias requeridas y de las nuevas necesidades de demanda.

Por otra parte, en la **figura 8.1.6** se pone de manifiesto que las nuevas inversiones en las plantas de regasificación tienen un número de días de autonomía diferente debido a que en cada una de ellas hay una distinta relación entre la inversión en tanques de GNL y la nueva capacidad de emisión.

Las comparaciones entre proyectos no pueden realizarse si no se tienen en cuenta previamente las diferencias técnicas relacionadas con la autonomía de las plantas, que en algunos casos, tales como la entrada de Barcelona y la de Huelva, implican una inversión en tanques de GNL muy inferior a la que correspondería; y en otros casos, muy superior a la necesaria para su optimización.

En la **figura 8.1.7** se resumen las características básicas de los proyectos propuestos, a partir de las cuales se realizan los cálculos de evaluación económica.

En la **figura 8.1.8** se exponen los resultados de las evaluaciones económicas de los proyectos según los parámetros definidos: la inversión en capacidad nominal de entrada al sistema y el coste medio del transporte. La evaluación económica de la inversión se ha realizado con los datos aportados por los promotores de los proyectos sin incorporar, en otras características técnicas, la capacidad de almacenamiento de GNL en planta, origen del número de días de autonomía. Esto resta mucha coherencia al resultado de la evaluación económica, que se ha mantenido para dar una idea de la efectividad de los proyectos según han sido planteados por sus promotores, y no para desechar un proyecto frente a otro.

Figura 8.1.5: Detalle de los presupuestos de infraestructuras que componen los proyectos de capacidad de entrada

Presupuesto de las infraestructuras para incrementar la capacidad de entrada según promotores			
Infraestructuras	Inversión Mpta	Incremento de la capacidad nominal m³(n)/h	Costes de explotación % s/inversión
Entrada de Barcelona	26.550	650.000	7,5%
Planta de Barcelona (1 tanque de 150.000 m³)			
EC Arbós			
Entrada de Huelva+Tarifa	87.100	1.300.000	4,7%
Planta de Huelva (1 tanque de 150.000 m³)		950.000	
Gasoducto Huelva-Córdoba (desdoblamiento)			
EC Sevilla			
EC Córdoba			
Conexión Internacional Tarifa		350.000	
Gasoducto Córdoba-Madrid (desdoblamiento)			
EC Almendralejo			
EC Zamora			
EC Algete			
Entrada de Cartagena	30.800	750.000	7,5%
Planta de Cartagena (1 tanque de 105.000 y un tanque de 150.000 m³)			
EC Paterna			
EC Alcoy			
Entrada de Bilbao (opción 400.000 m³(n)/h)	48.866	400.000	7,1%
Planta de Bilbao (2 tanques de 150.000 m³)			
Gto. Arrigorriaga-Santurce (desdoblamiento)			
Gto. Conexión con Francia (Irún)			
EC Zaragoza			
Entrada de Bilbao (opción 800.000 m³(n)/h)	61.126	800.000	6,7%
Planta + ampliación (2 tanques de 150.000 m³)			
Gto. Arrigorriaga-Santurce			
Gto. Conexión con Francia (Irún)			
Gto. Leona – Haro (desdoblamiento)			
Ampliación EC Haro			
EC Zaragoza			
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)	42.826	150.000	7,2%
Planta en Ría de Ferrol (2 tanques de 150.000 m³)			
Gasoductos			
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	47.746	400.000	6,6%
Planta en Ría de Ferrol (2 tanques de 150.000 m³)			
Gasoductos			
Entrada Sagunto*	48.000	750.000	7,5%
Planta en Sagunto (2 tanques de 150.000 m³)			

* Proyecto pendiente de una mayor definición

Fuente: CNE y empresas promotoras

Figura 8.1.6: Días de autonomía de la ampliación de capacidad en las plantas de regasificación

Plantas de regasificación	Incremento de capacidad nominal m³(n)/h	Incremento capacidad en tanques m³ GNL	Incremento capacidad útil bcm/año f.c.: 75%	Nº días de autonomía de la ampliación de las plantas
Planta de Barcelona	650.000	150.000	4,3	6,9
Planta de Huelva	1.300.000	150.000	6,2	4,7
Planta de Cartagena	750.000	255.000	4,9	10,2
Planta de Bilbao (Opción 400.000)	400.000	300.000	2,6	22,5
Planta de Bilbao (Opción 800.000)	800.000	300.000	5,3	11,3
Planta de Ría de Ferrol (sin ciclos)	150.000	300.000	1,0	60,0
Planta de Ría de Ferrol (con ciclos)	400.000	300.000	2,5	23,7
Planta de Sagunto	750.000	300.000	5,0	12,0

Fuente: CNE

Figura 8.1.7: Características de los proyectos de capacidad de entrada al sistema gasista propuestas por los promotores

Proyectos	Inversión propuesta Mpta	Incremento capacidad de emisión nominal m³(n)/h	Incremento capacidad útil Bcm/año f.c.: 75%	Costes de explotación % s/ inversión
Entrada de Barcelona	26.550	650.000	4,3	7,5%
Entrada de Huelva + Tarifa	87.100	1.300.000	8,5	4,7%
Entrada de Cartagena	30.800	750.000	4,9	7,5%
Entrada de Bilbao (Opción 400.000)	48.866	400.000	2,6	7,1%
Entrada de Bilbao (Opción 800.000)	61.126	800.000	5,3	6,7%
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)	42.826	150.000	1,0	7,2%
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	47.746	400.000	2,5	6,6%
Entrada de Sagunto	48.000	750.000	5,0	7,5%

Fuente: CNE

Figura 8.1.8: Eficiencia económica de las inversiones de los proyectos para aumentar la capacidad de entrada

Proyectos	Inversión en capacidad de emisión nominal Pta/m³(n)/h	Coste medio de transporte TIR adi =9% Pta/te	Máximo nº de días de autonomía en planta
Entrada de Barcelona	40.846	0,10	6,9
Entrada de Huelva + Tarifa	67.000	0,13	4,7
Entrada de Cartagena	41.067	0,10	10,2
Entrada de Bilbao (Opción 400.000)	122.164	0,28	22,5
Entrada de Bilbao (Opción 800.000)	76.407	0,17	11,3
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)	285.507	0,66	60,0
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	119.365	0,28	23,7
Entrada de Sagunto	64.000	0,15	12,0

Fuente: CNE

Barcelona y Cartagena se muestran como las inversiones en mejor posición en términos de inversión en capacidad de emisión de entrada y en los costes medios de transporte. Ambos proyectos se benefician de una infraestructura de conexión que no requiere grandes refuerzos, por lo que no precisan de infraestructuras complementarias.

No obstante, como se observa en la figura, la planta de Barcelona, a excepción de la de Huelva, presenta un grado de autonomía inferior al del resto de las plantas. Si se homogeneizase en capacidad de almacenamiento de GNL, el proyecto de Barcelona tendría una inversión significativamente superior, ya que se vería obligada a construir nuevos tanques de 150.000 m³.

El proyecto de entrada Huelva + Tarifa, según la figura 8.1.7, tiene el mayor volumen de inversión en infraestructuras de todas las propuestas que se analizan, debido a la saturación existente en la infraestructura de la zona y al alejamiento entre los puntos de entrada de gas y los puntos de consumo.

Aunque su coste medio de transporte se muestra entre los más bajos, también es el proyecto que presenta el menor número de días de autonomía en planta de todos los propuestos. Si se añadiesen las inversiones necesarias en capacidad de almacenamiento de GNL, la Entrada de Huelva + Tarifa requeriría una inversión total mayor en capacidad instalada, y aumentaría el coste de transporte del proyecto.

Todos los parámetros señalan que el dimensionamiento del proyecto de entrada por Bilbao mejoraría aumentando la capacidad nominal de emisión hasta al menos 800.000 m³/h. Esto traería como consecuencia la necesidad de construir nuevos desdoblamientos de gasoductos entre Lelusa y Haro, y una ampliación de la estación de compresión en Haro, inversión que se compensaría con las ganancias en capacidad de entrada.

El proyecto de la nueva entrada de gas en la Ría de Ferrol arroja los peores valores de la inversión en capacidad instalada y de los costes de transporte, que mejoran sensiblemente si se consideran los posibles ciclos

combinados próximos a la planta. Por otro lado, y conforme a la información aportada por los promotores, el proyecto de entrada de gas por Sagunto, presenta unos parámetros comparables a los proyectos mejor clasificados, y un diseño óptimo en relación con el número de días de autonomía.

8.1.4. Evaluación económica de los planes de infraestructuras 2001-2005

A continuación se valora el posible impacto económico del plan de infraestructuras de urgencia 2001-2005 analizado en el capítulo 7 y del plan de infraestructuras de capacidad máxima, que desarrollaría todas las propuestas de inversión. En la **figura 8.1.9** se indican los proyectos que se incorporarían en cada uno de estos planes con sus principales características económicas y técnicas.

En la mencionada figura se observa que el plan de urgencia 2001-2005 tiene un volumen de inversión inferior en un 16% al plan de capacidad máxima, y resultaría un 8% más económico en términos de capacidad de entrada instalada por peseta invertida.

Asimismo, el plan de urgencia 2001-2005 aporta un incremento de capacidad de entrada de gas en el sistema estimado en un máximo de 28 bcm/año, inferior en 2,5 bcma al incremento estimado para el plan de capacidad máxima. No obstante, en las condiciones indicadas en el capítulo 7, el plan de urgencia permitirá dar suficiente cobertura a la demanda de gas esperada en el año 2005.

El coste medio del transporte de los planes de infraestructura estima el coste unitario del conjunto de las nuevas inversiones por cada termia de la demanda incremental que atienden. En ningún caso este valor debe interpretarse como el impacto sobre las tarifas y los peajes, ya que éstos son el resultado de la demanda agregada, y no, como en este caso, de la demanda incremental.

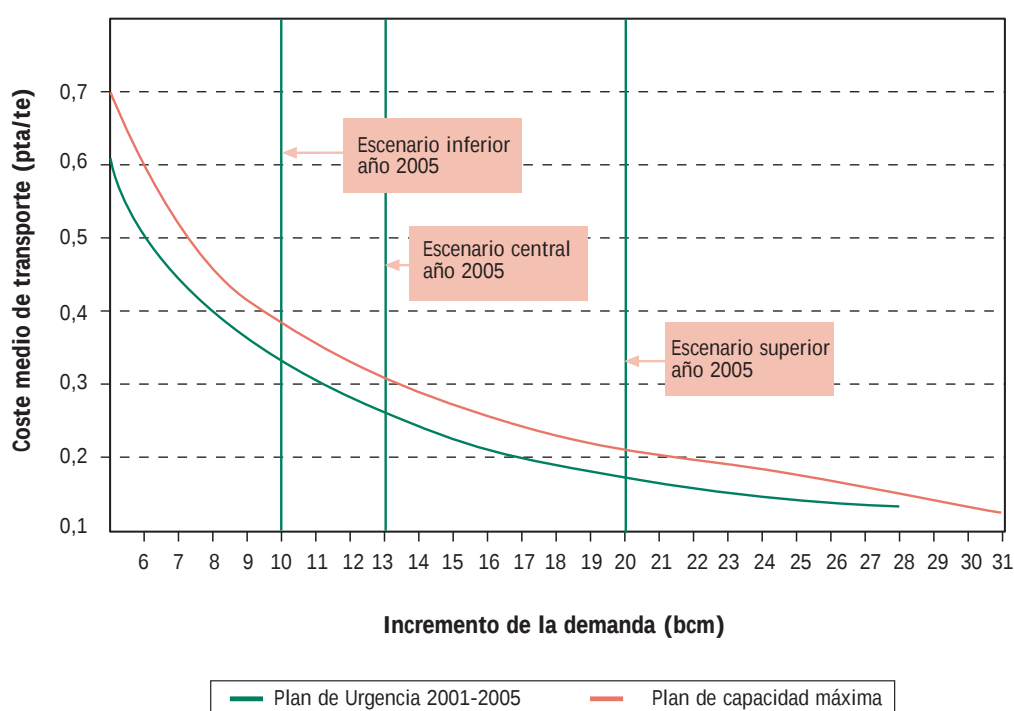
La **figura 8.1.10** muestra la variación de los costes medios de transporte en función del incremento de demanda.

Figura 8.1.9: Descripción de los planes de infraestructuras analizados

Descripción	Planes de Infraestructuras		Diferencia %
	Plan de Capacidad Máxima	Plan de Urgencia 2001-2005	
Proyectos incluidos			
Entrada de Barcelona	X	X	
Entrada de Huelva + Tarifa	X	X	
Entrada de Cartagena	X	X	
Entrada de Bilbao (Opción 400.000)			
Entrada de Bilbao (Opción 800.000)	X	X	
Entrada de Ría de Ferrol (sin ciclos)			
Entrada de Ría de Ferrol (con ciclos)	X		
Entrada de Sagunto	X	X	
Total inversión (Mpta)	301.322	253.576	-16%
Total capacidad nominal m³(n)/h	4.650.000	4.250.000	-9%
Inversión capacidad de emisión nominal (pta/m³(n)/h)	64.800	59.665	-8%
Total capacidad útil incremental (bcma)	30,5	28,0	-8%

Fuente: CNE

Figura 8.1.10: Coste medio del transporte de los planes de infraestructuras en función del volumen de demanda para una tasa de rentabilidad interna antes de impuestos del 9%



Fuente: CNE

En la **figura 8.1.11** se indican las variaciones del coste medio de transporte para los dos planes de infraestructura considerados, en los diferentes escenarios de demanda previstos. El coste medio de transporte del plan de urgencia es alrededor de un 16% inferior al plan de capacidad máxima en cada escenario.

tener una repercusión significativa sobre el nivel de tarifas y peajes del gas si su elección no se adecúa a las necesidades de la demanda. Es recomendable llevar a cabo las correspondientes evaluaciones económicas que permitan la más acertada optimización.

Figura 8.1.11: Coste medio de transporte de los planes de infraestructura para los tres escenarios de demanda

Incremento de demanda en 2005 ⁽¹⁾ (en bcm/año)	Coste medio del transporte Pta/te	
	Plan de infraestructuras de capacidad máxima	Plan de infraestructuras de urgencia 2001-2005
Escenario Inferior	9,8	0,440
Escenario Central	12,9	0,335
Escenario Superior	19,5	0,221

⁽¹⁾ La capacidad actual del sistema gasista está estimada en 21 bcma
Fuente: CNE

En definitiva, el análisis muestra que el nivel de costes medios del transporte está directamente relacionado con la evolución de la demanda real y por tanto sería aconsejable acomodar en el tiempo las nuevas inversiones para aumento de la capacidad de entrada de gas a la evolución de la demanda, evitando en lo posible originar una excesiva capacidad ociosa que tendrá sus repercusiones en el valor de las tarifas y peajes.

Esta Comisión recomienda que se mantenga un seguimiento periódico de la demanda de gas y sus previsiones, así como de las capacidades del sistema, para detectar con la suficiente anticipación las necesidades de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y optimizarse técnica y económicamente en cada momento.

8.1.5. Resumen

De la evaluación económica se destaca el importante volumen de inversión que representan las distintas alternativas en infraestructuras para garantía del suministro y aumento de capacidad de entrada al sistema analizadas y que pueden llegar a

Con todo, las evaluaciones económicas presentadas en este apartado no incorporan todos los aspectos necesarios para proporcionar una valoración final de los planes de infraestructuras de transporte de gas, por lo que las conclusiones de este apartado deben enmarcarse y matizarse por el conjunto de recomendaciones realizadas a lo largo de todo este informe

Los análisis realizados, tanto para los proyectos para Garantía del Suministro, como para los Proyectos de Aumento de Capacidad, muestran que el nivel de costes medios del transporte está directamente relacionado con la evolución de la demanda real. Esto aconseja acomodar en lo posible las nuevas inversiones a su evolución, evitando que se origine, o bien una capacidad ociosa excesiva, cuyo coste podría tener repercusiones en el valor de las tarifas y peajes; o bien carencias de infraestructuras que introduzcan restricciones en el crecimiento del consumo.

Para ello, se recomienda mantener un seguimiento periódico de la demanda de gas y sus previsiones, así como de las capacidades del sistema, que permita detectar con la suficiente anticipación las necesidades de nuevas inversiones, de manera que el plan de

infraestructuras pueda actualizarse y optimizarse técnica y económicamente en cada momento.

Las inversiones destinadas a mejorar la garantía del suministro del sistema ascienden a un volumen estimado de 144.250 Mpta, que han de imputarse al conjunto de la demanda, ya que contribuyen a mejorar la seguridad de todos los suministros. El coste medio del transporte de estos proyectos se encuentra entre las 0,077 y 0,058 pta/te, en función del escenario de demanda que se considere para el año 2005. (ver figura 8.1.4)

El plan de infraestructuras de urgencia 2001-2005, presenta un coste total de 253.576 Mpta, para una capacidad útil adicional máxima de 28 bcma y 4.250.000 m³/h de capacidad nominal instalada, que representa una inversión de 59.665 ptas/m³(n)/h. El coste medio del transporte se encuentra entre las 0,370 pta/te y 0,186 pta/te en función del escenario de demanda que se considere para el año 2005. (ver figuras 8.1.9 y 8.1.11)

El plan de capacidad máxima presenta un coste total de 301.322 Mpta, para una capacidad útil adicional de 30,5 bcma y 4.650.000 m³/h de capacidad nominal instalada, que representa una inversión de 64.800 ptas/m³(n)/h. El coste medio del transporte se encuentra entre las 0,440 pta/te y 0,221 pta/te en función del escenario de demanda que se considere para el año 2005. (ver figuras 8.1.9 y 8.1.11)

Ambos planes de infraestructura no son alternativos, sino que representan dos visiones complementarias: la visión de corto plazo de los proyectos a desarrollar con carácter de mayor urgencia en el periodo 2001-2005 y la visión de largo plazo que queda fuera del objetivo de este informe.

En relación con cada uno de los proyectos presentados de ampliación de la capacidad de entrada mediante plantas de regasificación, hay que destacar que sus características técnicas son heterogéneas, y por tanto, no se pueden realizar comparaciones entre ellas sin una

previa homogeneización, ajustando de igual manera los días de autonomía en tanques de GNL.

En general, se aprecia que en los proyectos de ampliación de la capacidad de entrada, cuanto mayor es la capacidad de emisión nominal del proyecto analizado y mayor es la distancia a los puntos de consumo, mayor es la necesidad de infraestructuras complementarias, lo que aumenta el volumen de la inversión.

Las infraestructuras complementarias serán específicas para cada proyecto de entrada de gas y dependerán asimismo de la saturación existente en las infraestructuras a las que se conecta. Por tanto, se ha de procurar un diseño de los proyectos para las nuevas entradas de gas que optimice en cada caso el dimensionamiento de la misma en función de las inversiones complementarias requeridas y de las nuevas necesidades de demanda.

En relación con la valoración particular de los proyectos propuestos, las nuevas plantas de regasificación de las Entradas de Sagunto, Ría de Ferrol con ciclos combinados y Bilbao y Cartagena presentan un máximo número de días de autonomía superior a 10 días. Las ampliaciones realizadas en las plantas de Huelva y Barcelona son de 4,7 y 6,9 días respectivamente. (ver cuadro 8.1.6)

A partir de los datos económicos, se concluye que la eficiencia de Bilbao mejora ampliando su capacidad de emisión a 800.000 m³/h y que la planta de Ría de Ferrol sin la construcción simultánea de los ciclos combinados asociados no resultaría una inversión atractiva para el sistema.

Por otro lado, y conforme a la información aportada por los promotores, el proyecto de entrada de gas por Sagunto, presenta unos parámetros comparables a los proyectos mejor clasificados y un diseño óptimo en relación con el número de días de autonomía.

8.1.6. Conclusiones

En el capítulo 7 se realizó el análisis del funcionamiento técnico de las infraestructuras gasistas. En este capítulo se ha examinado su evaluación económica. Del análisis tanto técnico como económico cabe extraer las siguientes conclusiones:

1. Reiterar de nuevo la necesidad de disponer de las inversiones previstas hasta 2004 tal y como se indicó en el capítulo 7. Estas inversiones deben ser acometidas con urgencia.
2. Las infraestructuras previstas para 2005 deberían ser ya el resultado de la planificación realizada por el Ministerio de Economía. En consecuencia, esta planificación debe estar disponible tan pronto como sea posible, con el fin de disponer de las inversiones necesarias en 2005.
3. Dado que el coste medio del transporte está ligado a la demanda real, la planificación debe acomodar acertadamente en el tiempo las nuevas inversiones a la evolución de la demanda, evitando tanto capacidades ociosas (costes innecesarios), como falta de capacidad (origen de restricciones). De esta forma debe detectar con la suficiente anticipación las necesidades de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y ser el óptimo en cada momento.
4. Las infraestructuras resultado del análisis técnico del apartado 7 calificadas como de urgencia, son las mínimas necesarias para atender las centrales de ciclo combinado que presentan un mayor grado de avance: esto es, o tienen la autorización administrativa o contratado el acceso a la red gasista o ambas cosas. A medida que otras centrales avansasen en su grado de concreción de modo que se pudieran incorporar a corto plazo, la necesidad de desarrollo infraestructuras de gas adicionales sería más acusada.
5. En una primera estimación, y sujeta al resultado de la planificación, se estima que la planta de regasificación en la Ría del Ferrol, cobra su justificación para atender las necesidades de los ciclos combinados que en tiempo y capacidad se instalen en la zona.
6. Como ya se adelantó en el capítulo 7, el análisis de la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL revela la existencia de déficit de capacidad de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de 35 días de existencias estratégicas impuestas, así como con los 10 días de capacidad de almacenamiento de GNL incluidas en el peaje de regasificación. Las dificultades que puede suponer la ampliación de alguna de estas plantas (en especial, las de Cartagena y Barcelona) pueden hacer más aconsejable el que los días de autonomía se computen para el conjunto de las instalaciones y que la ampliación precisa de almacenamiento de GNL se realice a través de la construcción de nuevas plantas de regasificación.

8.2. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector eléctrico

Conforme a la información facilitada por el gestor técnico del sistema eléctrico relativa a los costes de inversión correspondientes a los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte, relacionados en apartados anteriores, se recoge en la tabla siguiente, para el periodo 2001 a 2005, el volumen total de inversión, en millones de PTA de 2001, clasificadas las actuaciones en prioritarias y no prioritarias, y valoradas las mismas a los costes unitarios establecidos en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica:

Figura 8.2.1. Estimación de la inversión en infraestructuras de transporte

	Inversiones en MMPTA de 2001					Total
	2001	2002	2003	2004	2005	
Instalaciones Prioritarias	42.667	126.595	39.739	38.348	24.011	271.360
Instalaciones No Prioritarias	0	0	0	3.636	2.005	5.641
TOTAL	42.667	126.595	39.739	41.984	26.016	277.001

Fuente: CNE

Considerando la anterior senda de inversiones y teniendo en cuenta lo establecido en el referido Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, en cuanto a la retribución de las nuevas instalaciones adjudicadas de forma directa, en la **figura 8.2.2** se recoge el incremento que podría experimentar, por este único concepto, la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica y que tendría que ser trasladado a las tarifas y peajes de cada ejercicio.

Teniendo en cuenta que la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para el año 2001 se eleva, de acuerdo con el Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, a 96.809 MMPTA, los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras

de transporte de energía eléctrica vendrían a representar, para el periodo considerado, un incremento de la retribución de dicha actividad de un 36,9%, correspondiendo un 36,1% a las actuaciones consideradas prioritarias y un 0,8% a las actuaciones no prioritarias, si bien en cuanto a estas últimas cabría esperar, si tales actuaciones se someten a una adjudicación concurrencial, un incremento algo menor al aquí indicado.

En la **figura 8.2.3**, se recoge la evolución que experimentaría la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, en millones de pesetas de 2001, motivado, única y exclusivamente, por los referidos planes de desarrollo de las infraestructuras de la red de transporte, así como el incremento anual para el periodo considerado.

Figura 8.2.2. Estimación del incremento en la retribución del transporte

	Incremento de la retribución del transporte en MMPTA de 2001					Total
	2002	2003	2004	2005	2006	
Instalaciones Prioritarias	5.495	16.305	5.118	4.939	3.093	34.951
Instalaciones No Prioritarias	0	0	0	468	258	727
TOTAL	5.495	16.305	5.118	5.408	3.351	35.677

Fuente: CNE

Figura 8.2.3. Estimación de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica

2001	Retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica				
	2002	2003	2004	2005	2006
96.809	102.304	118.609	123.727	129.135	132.486
	5,68 %	15,94 %	4,32 %	4,37 %	2,59 %

Fuente: CNE

Asimismo, el anterior incremento de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica podría conllevar, considerando constantes todos los demás costes y parámetros que intervienen en la determinación de las tarifas eléctricas, la senda de incrementos de tarifas y/o peajes recogidos en la siguiente tabla.

energía eléctrica, hace evolucionar la retribución de esta actividad con el (IPC-1) y con el incremento de la demanda, afectada esta última de un factor de eficiencia. Por tanto, la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica no depende, de manera directa, de las inversiones en las redes de distribución aunque,

Figura 8.2.4. Estimación del incremento porcentual de la tarifa eléctrica debido al transporte

	Incremento de la tarifa eléctrica considerando únicamente el incremento de la retribución de la actividad de transporte					
	2002	2003	2004	2005	2006	Total
Instalaciones Prioritarias	0,25 %	0,75 %	0,24 %	0,23 %	0,14 %	1,62 %
Instalaciones No Prioritarias	0 %	0 %	0,0 %	0,02 %	0,02 %	0,03 %
TOTAL	0,25 %	0,75 %	0,24 %	0,25 %	0,16 %	1,65 %

Fuente: CNE

Lógicamente, el previsto incremento de la demanda de energía eléctrica, a lo largo del periodo considerado, hará que los incrementos necesarios en las tarifas y peajes, para cubrir los costes de la red de transporte, sean sensiblemente menores, ya que la energía que debe soportar dichos costes también será mayor.

En cuanto a las inversiones en infraestructuras eléctricas que, durante el periodo considerado, tengan que abordar las empresas distribuidoras en aras a garantizar el suministro, las mismas no tienen por qué representar, un incremento de la retribución de la actividad de distribución y, por ende, de las tarifas y peajes, ya que la fórmula retributiva de dicha actividad, establecida en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de

lógicamente, mayores incrementos de la demanda conllevarán mayores necesidades de inversión, y viceversa. Deberá vigilarse, en este punto, que las empresas distribuidoras acompañen sus inversiones en las redes de distribución a la evolución de la demanda de los próximos ejercicios, y ello supuesto que, ya desde el inicio del periodo considerado, la calidad de servicio es, al menos, la reglamentaria, ya que, en aquellas zonas donde se observen valores actuales de la calidad de servicio peores que los reglamentados, será necesario un sobre-esfuerzo inversor por parte de las empresas distribuidoras, sin que quepan reivindicaciones de una mayor retribución por parte de dichas empresas, puesto que la actual retribución de la actividad de distribución viene a permitir alcanzar los umbrales de calidad de servicio reglamentados.

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.

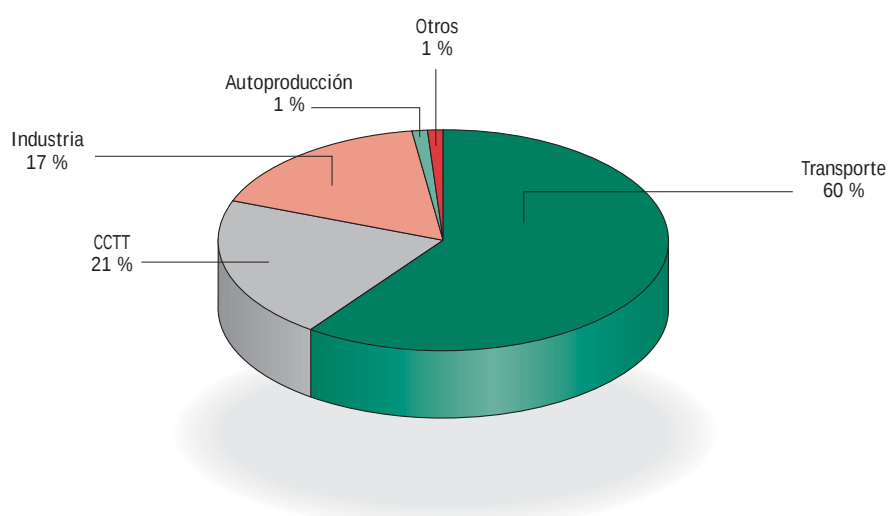
Existen, por otro lado, ciertas medidas que de ser implantadas en un futuro próximo podrían contribuir a la minimización de emisiones, como la sustitución de centrales térmicas de carbón por centrales de ciclo combinado de turbina de gas, nuevas actuaciones en el sector del transporte, nuevas

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

9.1. La emisión de contaminantes en los sectores energéticos

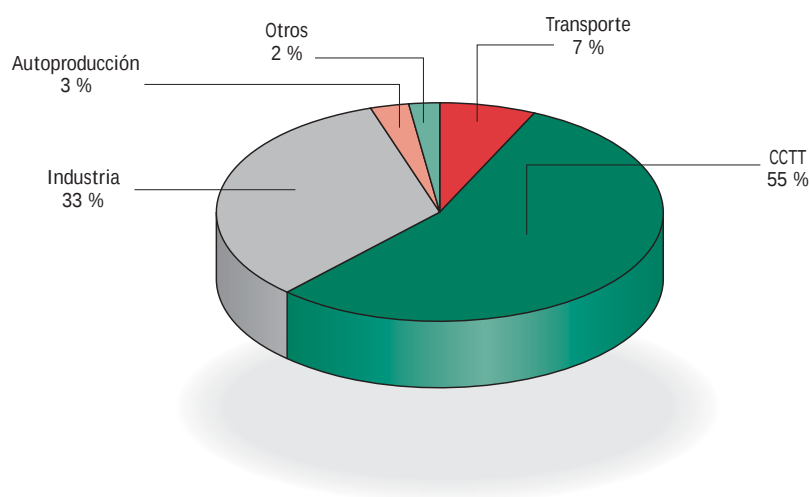
La clasificación de emisiones contaminantes por sectores, muestra que es el transporte el sector principalmente contaminante en cuanto a NO_x (60% del total). Este lugar lo ocupan las centrales térmicas en el caso del SO_2 , con el 55% de las emisiones.

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

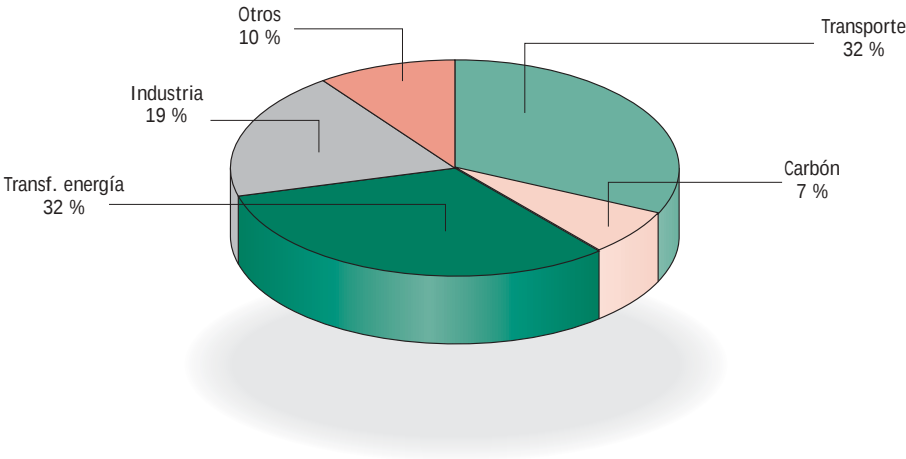


Fuente: OCDE 1999. Datos referidos a España 1995

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

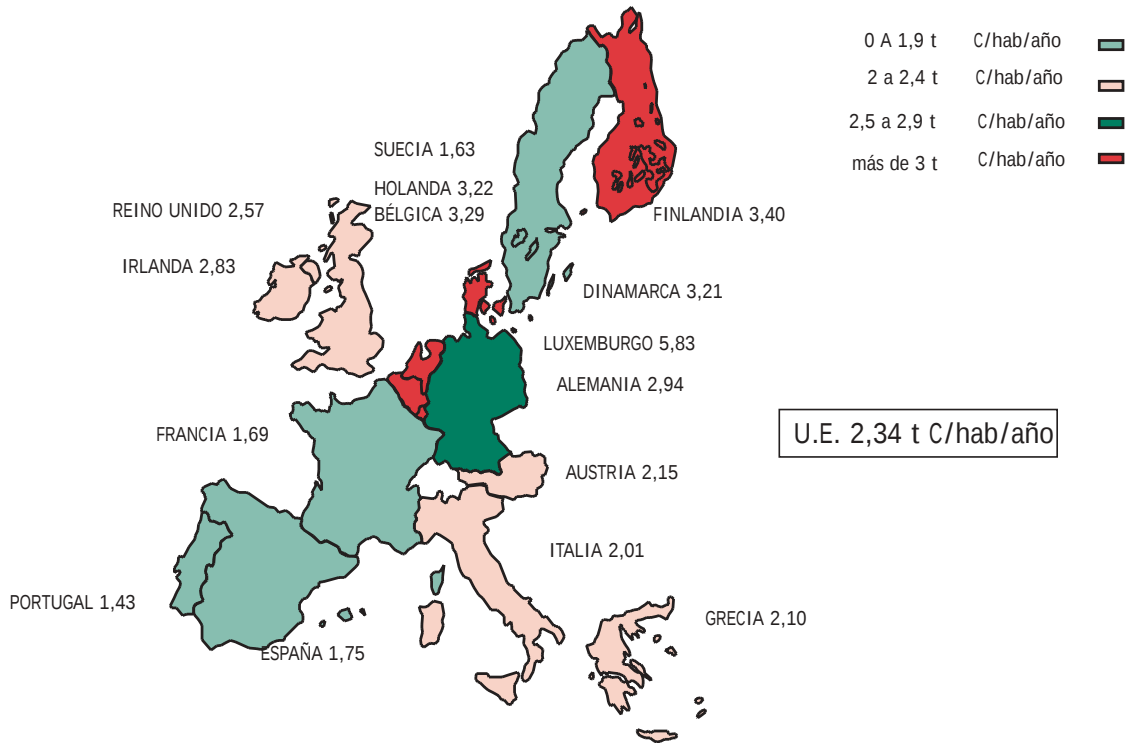
Figura 9.1.3. Emisión de CO₂ por sectores



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.

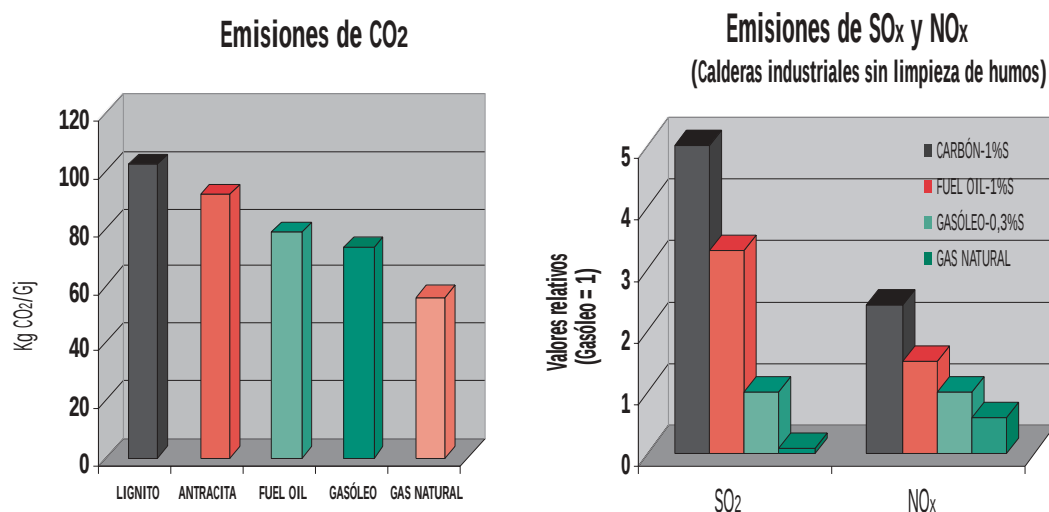
- Posee un bajo contenido en compuestos orgánicos volátiles, principales causantes de las nieblas urbanas y el aumento de la concentración de ozono a nivel del suelo.
- Por su baja relación carbono/hidrógeno, la cantidad de CO_2 producida por unidad de energía es la menor de los combustibles fósiles (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

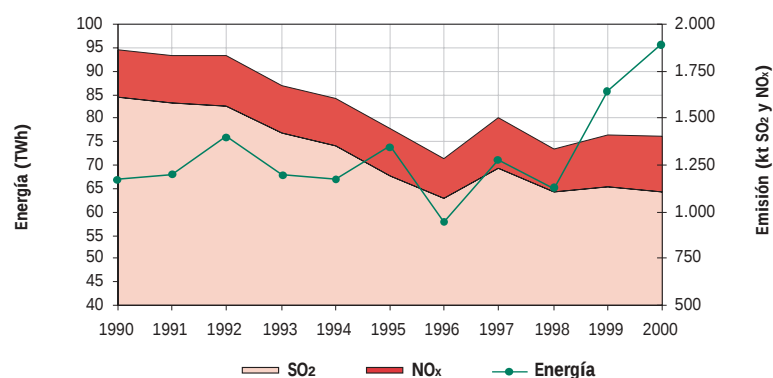
establecía la metodología de tratamiento y envío de datos a la Dirección General de Energía.

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

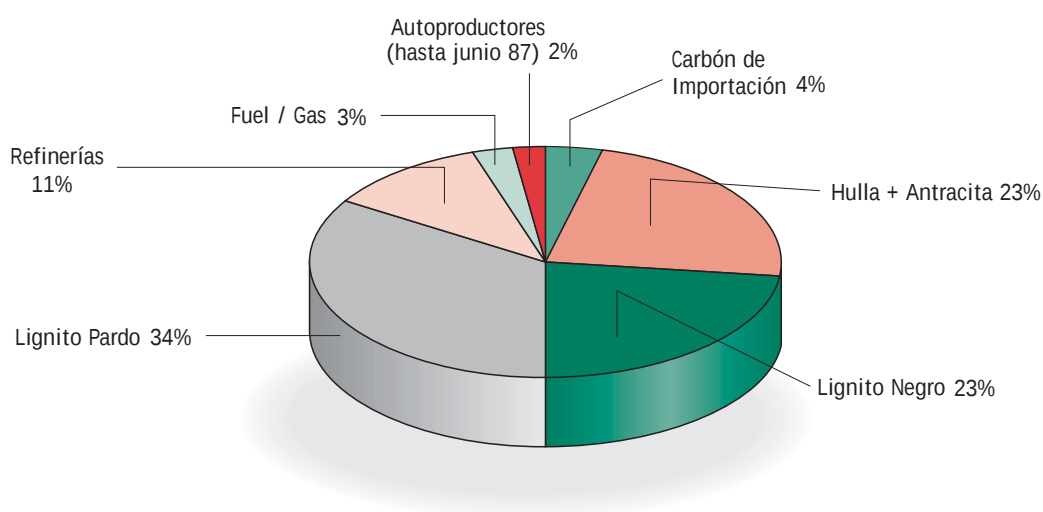
preocupación sobre este riesgo, llegando a proponer un Procedimiento de Operación del Sistema para el cumplimiento de los topes de NO_x.

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.

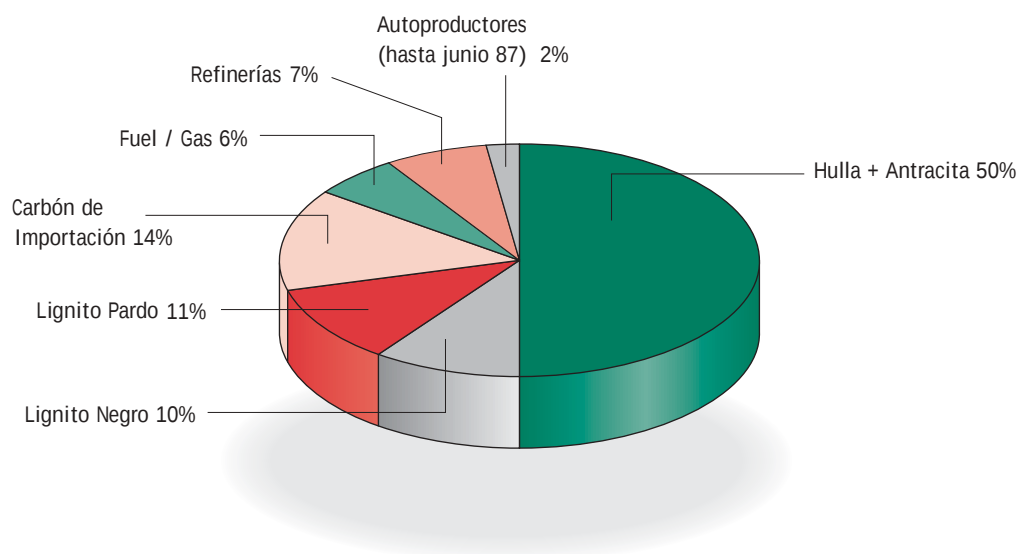
En el cuadro siguiente se muestran las emisiones absolutas y específicas en 2000 procedentes de las centrales térmicas.

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

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

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.

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.

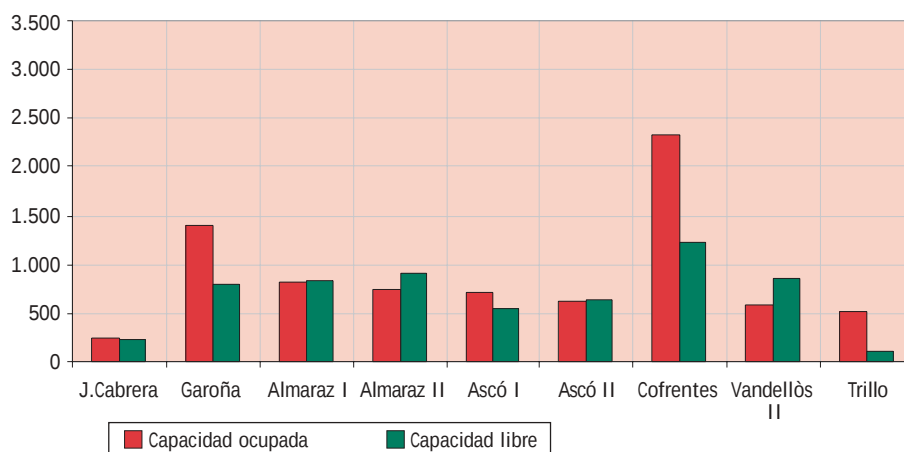
9.3.3. Plan de fomento de las energías renovables

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

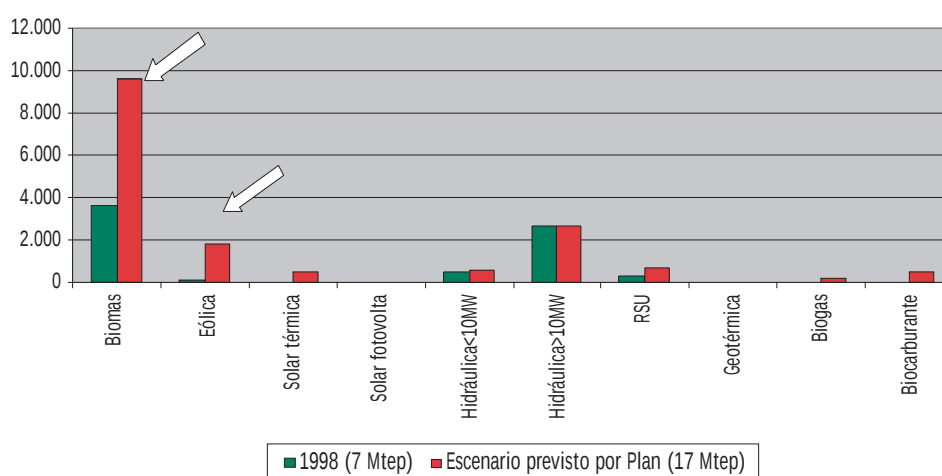
- Es necesario multiplicar por más de dos las energías renovables, al encontrarnos en un contexto de crecimiento de demanda energética.
- El grueso de la contribución actual de estas energías proviene de la generación de electricidad de origen hidráulico y de la biomasa⁷ (95% entre las dos), la primera 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.

10. Otras consideraciones sobre el riesgo de desabastecimiento

10.1. La diversificación de la oferta

A continuación se analiza la diversificación de la oferta de gas natural, actual y futura, así como la diversificación de la oferta de generación eléctrica.

10.1.1. La diversificación en la oferta de gas natural

El Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético" adoptado por la Comisión Europea¹ examina el problema del aumento de la dependencia energética de la Unión Europea y propone abrir un debate en profundidad en torno a las cuestiones esenciales para ilustrar las elecciones energéticas que deben realizarse.

Tres son las constataciones principales del Libro Verde.

La primera, que la Unión Europea será cada vez más dependiente de las fuentes de energía exteriores: sobre la base de las previsiones actuales, el actual grado de dependencia del 50% se situaría en un 70% en 2030. La ampliación de la Unión a nuevos países no cambia en nada este hecho.

La segunda, es que la Unión Europea dispone de muy poco margen de maniobra con respecto a las condiciones de la oferta energética, estando en la demanda su principal área de influencia, esencialmente, a través de una política de ahorro energético.

Y la tercera, es que la Unión Europea no está en condiciones de afrontar el desafío del cambio climático a largo plazo, ni de respetar los compromisos contraídos en este sentido.

Siguiendo con un análisis de los datos y comentarios expuestos en dicho documento, se señala que las reservas energéticas convencionales europeas siguen siendo muy reducidas, pese a los avances realizados en su costosa explotación y extracción. En particular, las reservas

comunitarias confirmadas de petróleo se limitan a unos ocho años de consumo² y tienen unos costes de extracción muy superiores a los de otros yacimientos (de 7-11 dólares por barril frente a los 1-3 dólares por barril de la zona de Oriente Medio), las reservas de gas natural se cifran en unos 20 años de consumo, las de carbón, aunque son muy superiores a las de petróleo, están condicionadas por un proceso de la Unión Europea de regresión de la actividad minera, debido a su escasa competitividad y a razones medioambientales, y los yacimientos de uranio natural tienen un elevado coste de explotación en comparación con el precio y la disponibilidad internacional del mismo.

De estos datos deriva la dependencia energética de la Unión Europea del exterior, que en términos numéricos se traduce en una importación del 76% de sus necesidades de petróleo, un 40% de las de gas natural, más de un 50% de su consumo de carbón y el 95% del uranio natural (aunque controla el resto del ciclo de procesamiento del mismo). En las **figuras 10.1.1, 2 y 3**, se puede apreciar el origen de las importaciones durante 1999 de petróleo, gas natural y carbón respectivamente

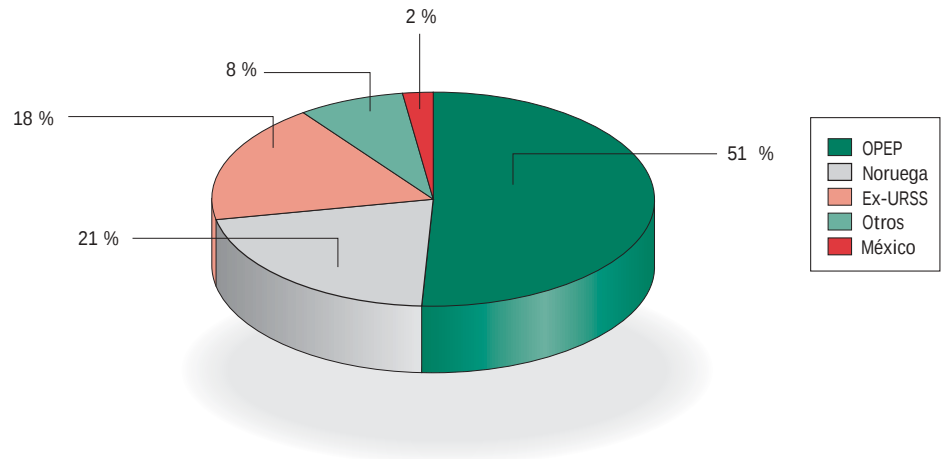
Si se tiene además en cuenta la subida de los precios del petróleo (que se han llegado a triplicar desde marzo de 1999), cuyos efectos podrían incluso debilitar la reactivación de la economía europea, se concluye y ponen de manifiesto las debilidades estructurales del abastecimiento energético de la Unión. En definitiva, "la Unión Europea no puede emanciparse de su dependencia energética sin una política energética activa".

No puede perderse de vista la cada vez mayor interdependencia entre los Estados miembros en materia de energía. Dado el proceso de realización del mercado interior de la energía ya iniciado, lanzado

¹ COM (2000) 769

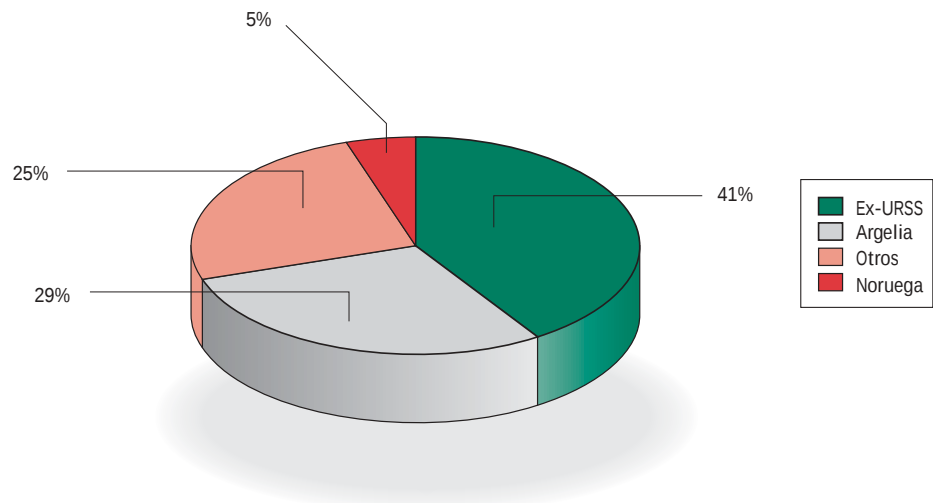
² Este valor se calcula como el cociente entre las reservas probadas y el consumo de combustible en el año considerado.

Figura 10.1.1 Origen de las importaciones en la UE de petróleo en 1999



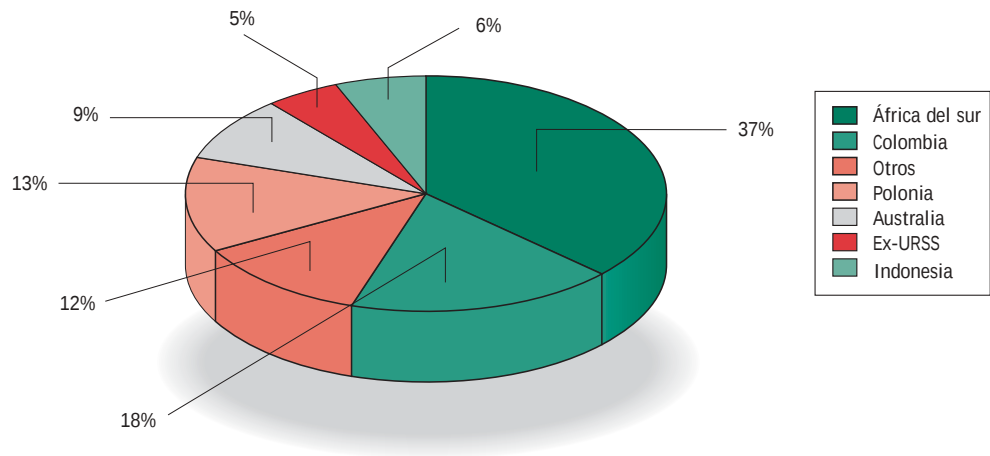
Fuente: Comisión Europea. Libro Verde

Figura 10.1.2 Origen de las importaciones en la UE de gas natural en 1999



Fuente: Comisión Europea. Libro Verde

Figura 10.1.3 Origen de las importaciones de carbón en la UE en 1999



Fuente: Comisión Europea. Libro Verde

fundamentalmente a partir de las Directivas europeas de gas y electricidad³, y la problemática de la lucha contra el cambio climático, cualquier decisión adoptada por cualquier Estado miembro tendrá un efecto, en mayor o menor medida, sobre el resto. Sin embargo, en el Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea, los Estados miembros no quisieron sentar las bases para una política energética común, y la Unión Europea proclama que se encuentra desprovista de instrumentos comunitarios para tomar decisiones conjuntas en este campo. El Libro Verde plantea una reflexión sobre el sentido de la adopción de decisiones nacionales en materia de política energética no coordinadas.

Constatados los hechos y los efectos que la falta de acción en el mercado energético tendría sobre el sector, y de forma global, en la competitividad de la economía europea, dicho documento plantea el estudio de diferentes propuestas encaminadas, no tanto a maximizar la autosuficiencia energética ni a minimizar la dependencia del exterior, sino, desde un punto de vista realista, a disminuir de forma significativa el riesgo que tal dependencia conlleva.

Las medidas propuestas se enmarcan dentro de dos grupos, uno de ellos encaminado a controlar el crecimiento de la demanda y, el otro, a gestionar la dependencia de la oferta.

En lo relativo al control del crecimiento de la demanda, la Unión Europea puede recurrir a la regulación o a medidas fiscales para profundizar en los mercados interiores de gas y electricidad, favoreciendo la competencia entre compañías, orientar el consumo de energía hacia los mercados más respetuosos con el medio ambiente y que contribuyan a una mayor seguridad del abastecimiento y,

fomentar el ahorro a través de la mejora de rendimientos en los procesos consumidores de energía o del apoyo a la investigación en nuevas tecnologías.

Si la seguridad del abastecimiento depende, en primer lugar, de políticas orientadas a la demanda, una gestión responsable de la dependencia debe considerar el factor de la oferta, incluso si los márgenes de la UE al respecto son limitados. En el caso de la oferta interior se deberían desarrollar las fuentes energéticas menos contaminantes y que supongan una disminución de la dependencia de los aprovisionamientos externos, o al menos, la disminución de la dependencia de un mismo recurso, como son el gas natural y las energías renovables, y preservar el acceso a los recursos actuales, con una política de reservas ampliada y renovada, que permita luchar contra la especulación y los problemas de abastecimiento. En el caso de la oferta exterior, se debería mantener un diálogo permanente con los países productores tendente a mejorar los mecanismos de formación de los precios, y se deberían reforzar las redes de abastecimiento de forma que ofrezcan una mayor garantía de seguridad de suministro, tanto entre los países miembros como entre éstos y el exterior. Asimismo, no se debe olvidar que las normas de la competencia deben ejercer su labor en el control y garantía de la competencia en el mercado de distribución de combustibles, y la posibilidad de inclusión de nuevos operadores en el mismo.

La diversificación de la oferta actual de gas natural en España

Entrando un poco más en detalle en el caso español, según los datos reflejados en el **figura 10.1.4**, se observa una estructura de energía primaria dominada claramente por una proporción de la participación del petróleo en la misma superior a la mitad, el 54%, valor bastante más elevado que la media europea, aunque no por ello deje

³ Directivas 98/30/CE y 96/92/CEE respectivamente

de ser significativo también en este caso. El carbón es la segunda fuente de abastecimiento en términos de energía primaria, seguido de la energía nuclear, y en valores porcentuales no difieren demasiado de la situación global de la Unión Europea. Es destacable, asimismo, la escasa participación del gas natural en el balance energético, dato que resalta aún más si se vuelve a hacer una comparación con el caso europeo. Las energías hidráulica y otras renovables constituyen una aportación del 6% de forma conjunta en ambos casos.

En vista de los datos anteriormente expuestos y sin perder de vista el objetivo de conseguir una mayor seguridad de abastecimiento en nuestro sistema energético, se puede afirmar que la promoción de una mayor participación del gas natural, así como de las energías renovables, en el balance de energía primario contribuirían a disminuir la dependencia del petróleo, diversificando las fuentes de aprovisionamiento y, por lo tanto, reduciendo los efectos negativos de un hipotético fallo en el suministro de una de ellas.

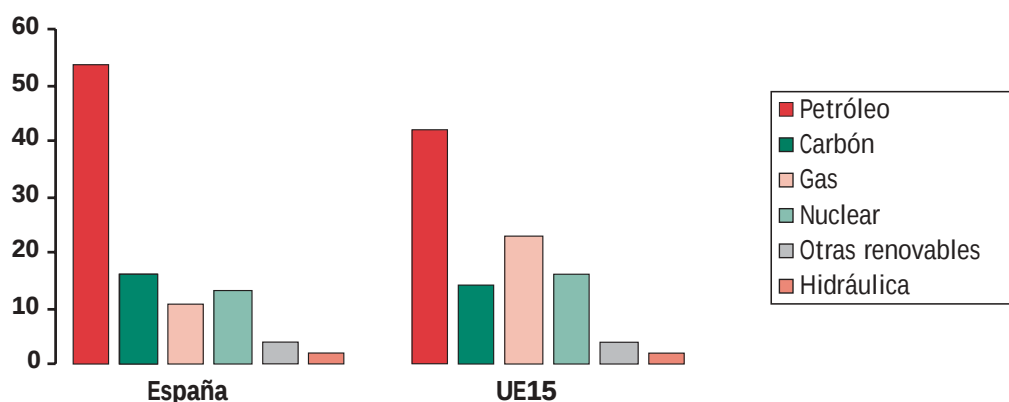
En el caso del gas natural, haciendo un análisis de la evolución de los aprovisionamientos del mismo desde el año 1994, nuestro país se ha abastecido siempre de forma mayoritaria a partir de Argelia,

llegando a proporcionarnos hasta del 65% de nuestras necesidades gasistas en alguna ocasión. Sin embargo la tendencia seguida en los últimos años ha sido la de un aumento del número de países de origen del gas en forma de gas natural licuado, según se muestra en el **figura 10.1.5**, pese a que la cuota de participación argelina siga siendo elevada. La única aportación de gas procedente del continente europeo es desde Noruega a través de la interconexión con Francia por gasoducto.

En este sentido, y en el contexto de la Unión Europea, el Libro Verde destaca a Rusia (Siberia occidental), la región del Caspio, inclusive Irán, Oriente Próximo y Nigeria, como zonas a tener en cuenta a largo plazo en cuestión de suministro de gas, y señala que el mantenimiento de unas relaciones adecuadas con los países de tránsito es una de las condiciones básicas para un abastecimiento regular de la Unión.

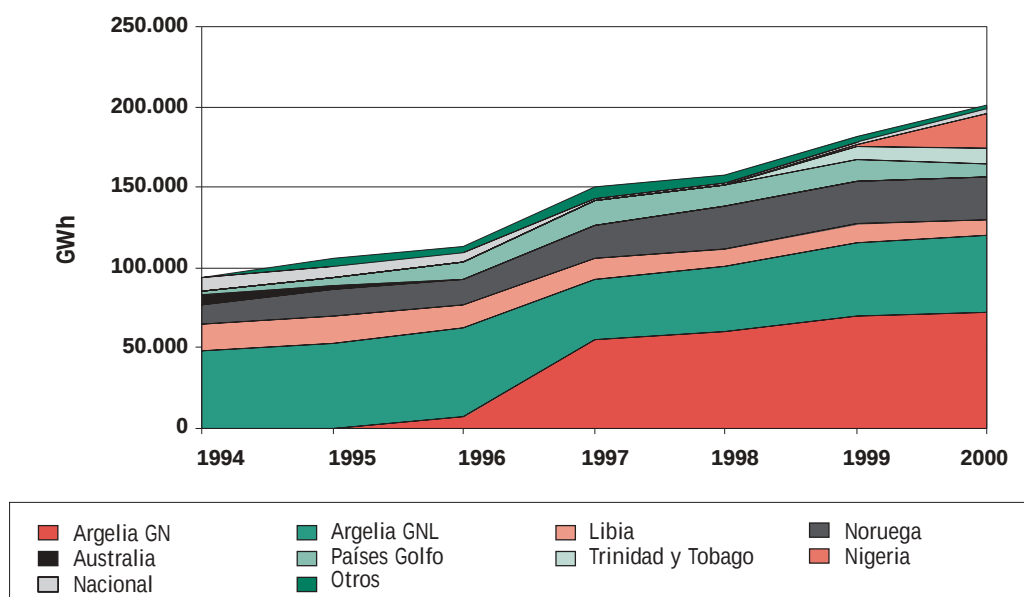
De nuevo particularizando al caso español, se analizan a continuación las formas en las que el gas ha sido incluido en el sistema: en estado gaseoso, a través de las conexiones internacionales y a partir de los yacimientos propios, y en forma de gas natural licuado, por medio de los

Figura 10.1.4 Estructura del consumo de energía primaria en España y la Unión Europea en 1999. Valores porcentuales



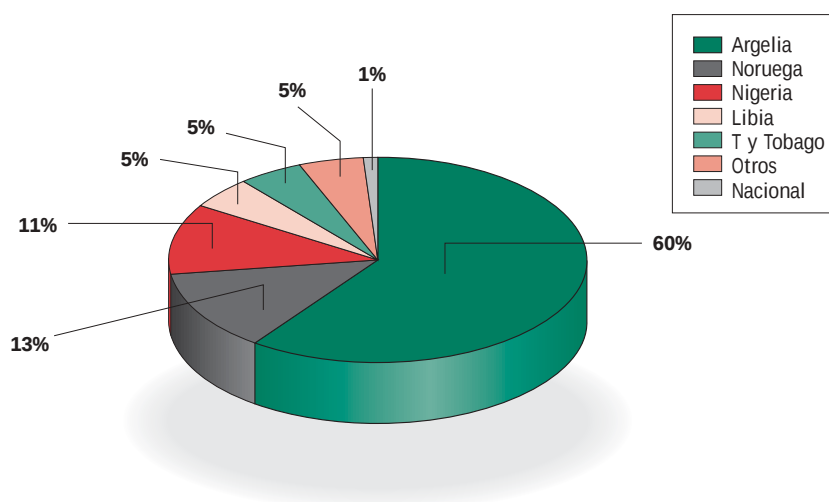
Fuente: CE Libro Verde

Figura 10.1.5 Evolución de los aprovisionamientos de gas natural en España. Período 1994 – 2000



Fuente: Sedigas

Figura 10.1.6 Origen de los aprovisionamientos de gas natural en España durante el año 2000

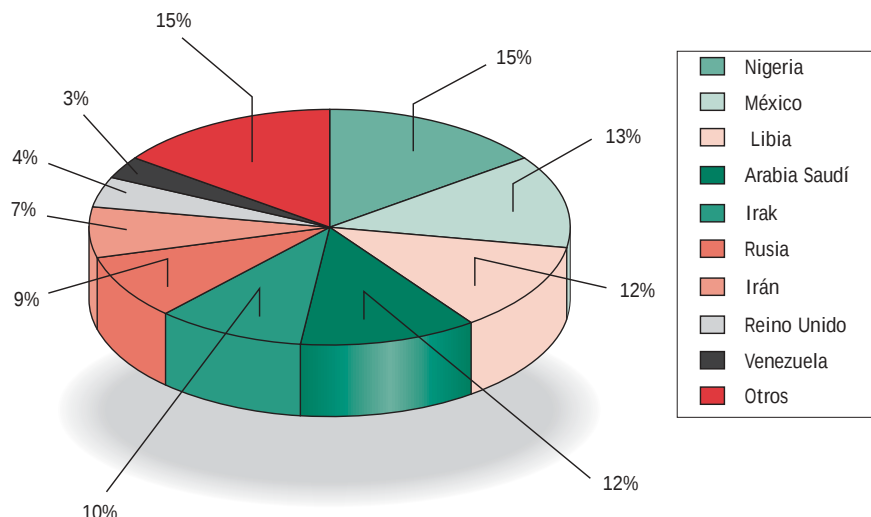


Fuente: Sedigas

terminales de regasificación. Nuestro país cuenta actualmente, como se ha descrito en el capítulo 3.1 de este informe, dedicado a la descripción del estado actual del sistema de gas natural, con cinco puntos de entrada: tres terminales de regasificación y dos conexiones por gasoducto. La evolución de la proporción de las formas en que el gas ha sido introducido se expresa en el

figura 10.1.8. En ésta, se observa cómo en el periodo considerado, la proporción de gas natural ganó una importancia considerable sobre el gas natural licuado en el año 1997, debido a la puesta en funcionamiento del gasoducto del Magreb a finales del año 1996, para situarse en los últimos años en un valor próximo a la participación equitativa de ambas formas. Dados los

Figura 10.1.7 Origen de los aprovisionamientos de petróleo en España durante el año 2000



Fuente: Cores

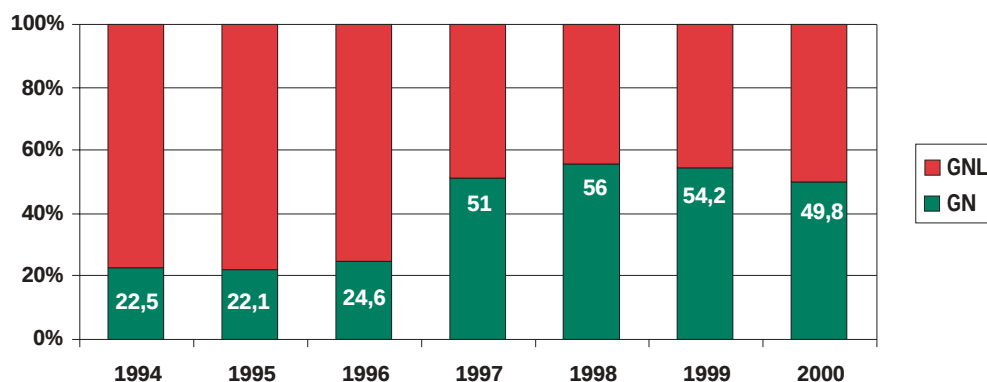
proyectos de incremento de la capacidad de interconexión con el exterior, expuestos en el capítulo 7, y debido al elevado número de estudios de construcción de plantas de regasificación, es probable que la proporción de suministros se eleve en favor del gas natural licuado, aunque depende del aumento de las capacidades de transporte de las dos conexiones internacionales y de las posibilidades y plazo de ejecución de nuevas interconexiones con otros países a través de gasoducto. En relación con la seguridad de suministro, la atípica configuración del sistema de aprovisionamiento español en

base a un elevado número de terminales de regasificación (en comparación con el resto de los países europeos), proporciona a nuestro sistema una elevada flexibilidad en cuanto a la operación del mismo y a la posibilidad de diversificación de fuentes de suministro a corto plazo.

La diversificación de la oferta futura de gas natural en España

Con el objetivo de analizar la evolución futura de la participación del gas natural en la estructura de consumo

Figura 10.1.8 Evolución de la proporción de gas natural (GN) / gas natural licuado (GNL) en los aprovisionamientos de gas. Período 1994 – 2000



Fuente: Sedigas

energético de España, se ha realizado una aproximación, extrapolando hacia el quinquenio 2001-2005 el crecimiento anual acumulativo habido en el consumo de energía primaria en España durante el periodo 1990-2000. Asimismo, como datos de evolución de la demanda de gas natural se han tomado los correspondientes al escenario más probable expuestos en el apartado 4.1. El resultado se muestra en la **figura 10.1.9**. En esta figura, se observa que la participación del gas natural pasaría de un 12,2% del total de la energía primaria consumida en el año 2000, a una posible proporción del 18,6%, según el escenario de consumo de gas y las hipótesis asumidas para el cálculo del crecimiento de la energía primaria.

Este importante crecimiento en la participación de la estructura de energía primaria será motivado principalmente por los

consumos previstos de gas en los ciclos combinados y, en menor medida, por el crecimiento del consumo de gas en el mercado convencional, como puede observarse en la **figura 10.1.10**.

El resultado de este rápido crecimiento es congruente con el objetivo de conseguir una mayor seguridad de abastecimiento en nuestro sistema energético, como se ha expuesto anteriormente en este informe, ya que contribuye a disminuir la alta dependencia del petróleo, al equilibrar el peso de los componentes de nuestra oferta energética.

Haciendo referencia a los datos expuestos en el apartado 5.1, dedicado a la "Previsión de la oferta de gas natural", se recuperan dichos valores para analizarlos desde el punto de vista de la diversificación del suministro. El resultado se muestra en la **figura 10.1.11**.

Figura 10.1.9.- Estimación del consumo de Energía Primaria y participación del gas natural

	Consumo total de Energía Primaria (EP)	Gas natural	Participación del gas natural en el balance de EP
	Ktep	Ktep	%
2000	125.086	15.223	12,2
2001	129.560	16.577	12,8
2002	134.194	19.683	14,7
2003	138.993	22.580	16,2
2004	143.965	25.535	17,7
2005	149.114	27.750	18,6

Fuente: MINECO y CNE

Figura 10.1.10.- Participación del gas natural en la estructura de Energía Primaria dividido por mercados, convencional y centrales de ciclo combinado

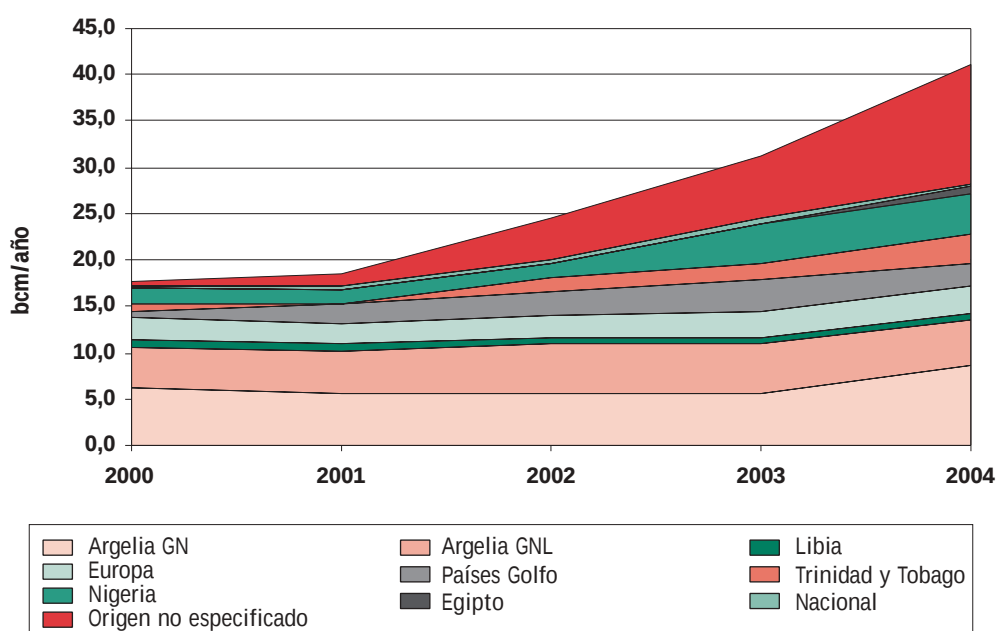
	Consumo total de Energía Primaria	Gas natural (Ktep)		Participación sobre el total (%)	
	Ktep	Convencional	CCGT	Convencional	CCGT
2001	129.560	16.577	0	12,8	0,0
2002	134.194	18.108	1.575	13,5	1,2
2003	138.993	19.820	2.760	14,3	2,0
2004	143.965	21.081	4.454	14,6	3,1
2005	149.114	22.342	5.407	15,0	3,6

Fuente: MINECO y CNE

Realmente no se puede realizar una valoración precisa de la evolución de los aprovisionamientos, dado el grado de incertidumbre asociado a estos valores, creciente además según nos alejamos en el horizonte temporal (el porcentaje de suministros previstos para el año 2004 cuyo origen es, a día de hoy, completamente desconocido, representa un 32% del total). Sin embargo, en líneas generales, se puede afirmar que, pese a la previsión de incremento de la participación del gas procedente de

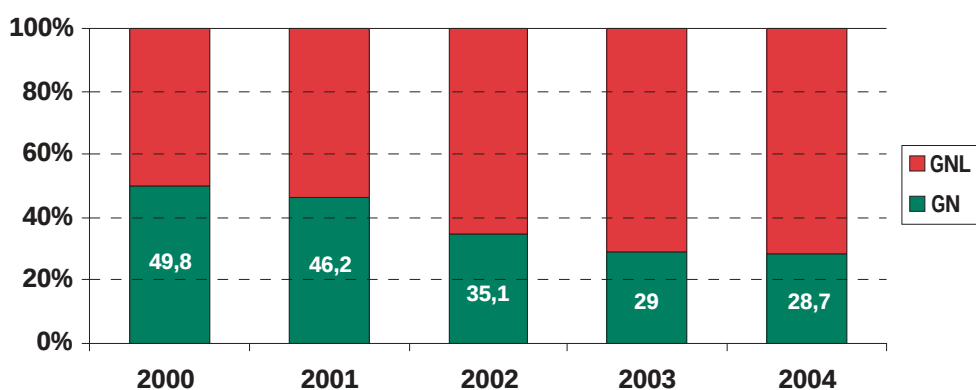
Argelia, la diversificación de suministro se verá mejorada como consecuencia del aumento de los lugares de procedencia de las importaciones, como es el caso de Egipto, así como de las aportaciones de los demás países ya establecidos actualmente. Dentro de este último grupo, cabe destacar el crecimiento de las importaciones previstas procedentes de Nigeria, que en 2004 podrían alcanzar un valor del 10% del suministro en dicho año, o incluso superior.

Figura 10.1.11 Evolución esperada de los aprovisionamientos de gas natural en España. Período 2001 – 2004



Fuente: CNE

Figura 10.1.12 Previsión de la evolución de la proporción de gas natural (GN) / gas natural licuado (GNL) en los aprovisionamientos de gas. Período 2000 – 2004



Fuente: CNE

Por otra parte, en el texto dedicado a la diversificación del gas natural en España se comentó la posibilidad de que la proporción de suministros se eleve en favor del gas natural licuado, dados los nuevos proyectos de incremento de la capacidad de interconexión con el exterior. Dicha posibilidad se ve apoyada de una forma más determinante, e incluso se concreta con valores numéricos, a partir de los datos procedentes de los agentes que tienen previsto incorporar gas al sistema. De este modo, en la **figura 10.1.12** se aprecia como, de una estructura bastante equilibrada, en la que gas natural y gas natural licuado participaron de forma similar en el suministro total del año 2000, se evolucionaría a una estructura caracterizada por una contribución del gas natural al total de únicamente un 28,7% en el año 2004.

La reglamentación de la diversificación de la oferta de gas natural en España

La legislación española, en el Capítulo VIII del Título IV de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que aborda la seguridad de suministro, dedica un artículo, el 99, a la diversificación de los abastecimientos de gas natural. En él, se impone a los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema el deber de "diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60%". Asimismo, el Ministerio de Economía se reserva la facultad de modificar este porcentaje en función de la evolución de los mercados internacionales de gas natural. Está eximido de esta obligación el gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible. Teniendo en cuenta la globalidad de los aprovisionamientos durante el año 2000, esta condición se cumplió de manera conjunta, ya que la participación del gas argelino en ese año fue del 59,7%.

Estas disposiciones relativas a la seguridad de suministro son propias de la legislación española, ya que no existen Directivas europeas específicas en relación con el

mantenimiento obligatorio de reservas mínimas o sobre diversificación de los suministros de gas natural. Se considera que son de vital importancia para el país, dada la escasa capacidad de producción interior, cuya representación en la participación de los aprovisionamientos totales es únicamente del orden del 1%. De hecho, está pendiente su desarrollo por medio de un Real Decreto, en el cual, a juicio de esta Comisión, se deberían tener en cuenta los aspectos que se enuncian a continuación.

En la obligación de diversificación, deben tenerse en cuenta diversos aspectos. Así, la posible imposición de diversificación a nivel de agente individual, presenta dos efectos contrapuestos, beneficiando, por un lado, la introducción de la competencia, pero, perjudicándola por el otro. El efecto positivo es que permitiría a los nuevos entrantes suscribir contratos con Argelia, hasta un 60% del total de sus suministros y además obligaría a la empresa instalada a ceder una parte de sus contratos de gas con esa procedencia, en la medida que sobrepase el 60% a nuevos entrantes, para no infringir sus obligaciones de diversificación. El efecto negativo se debe a que el coste de la diversificación presenta economías de escala: los costes marginales de diversificar decrecen con el volumen de las compras. Esto dificultaría la entrada de nuevos agentes cuya cuota de mercado fuera pequeña, ya que no podrían hacer frente a los costes de esta obligación. En consecuencia, sería necesario introducir elementos de flexibilización que permitieran la exención del cumplimiento de la misma.

Los elementos de flexibilidad deberían ir dirigidos hacia criterios objetivos relacionados básicamente con: el volumen de las compras de gas natural, debiendo determinar los umbrales de consumo por debajo de los cuales se eximiría a los comercializadores y consumidores cualificados de sus obligaciones de diversificar hasta un determinado valor; la duración de los contratos, teniendo en cuenta que los contratos a corto plazo tendrían que excluirse de las obligaciones de diversificar hasta un porcentaje establecido para evitar la complejidad y el

incremento temporal en la negociación que ello supondría; y el número de suministradores existentes en el país de origen, puesto que en la medida que el gas proceda de diferentes compañías suministradoras el riesgo de interrupción del suministro puede ser más bajo.

Asimismo, se hace necesario destacar la necesidad de una definición concreta y precisa de cada uno de los elementos de flexibilización de las medidas destinadas a mejorar la seguridad de suministro, para disminuir la inseguridad regulatoria y permitir que los agentes del mercado conozcan con precisión la complejidad y rapidez de los procedimientos.

Al emitir esta Comisión el correspondiente informe preceptivo sobre el proyecto de Real Decreto, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas, fueron propuestas algunas precisiones y valores numéricos en lo relativo a las medidas de flexibilización de las obligaciones de diversificación. Concretamente, se proponía la exención de la obligación de diversificar a los agentes que incorporasen gas al sistema, cuyo volumen de ventas o consumo anual en firme para cada uno de ellos no supere 0,5 bcm, siempre y cuando la cuota conjunta de todos no supere el 30% del mercado, así como los contratos a corto plazo, hasta que éstos no alcancen un 10% del mercado nacional. Cuando se llegase a este porcentaje se deberían aplicar criterios de adaptación progresivos para conseguir una adecuada transición a los requisitos generales. En todo caso, los consumidores cualificados cuyos consumos individuales firmes no excedan individualmente de 100 millones de metros cúbicos anuales, quedarían, asimismo, exentos de la obligación de diversificación. Para el cálculo del gas incorporado al sistema por cada sujeto con destino al mercado nacional, se proponía tomar en consideración las cantidades anuales de gas de carácter firme que tuviesen comprometidas a principios de cada año natural.

Sin perjuicio de todo lo anterior, se debería dejar abierta no obstante, la posibilidad de otorgar un tratamiento

diferenciado para aquellos aprovisionamientos de gas que, con origen en un país determinado, signifiquen una auténtica diversificación de la oferta de carácter monopolística u oligopolística. Esto debería ir acompañado de un análisis y de las comprobaciones que se estimasen oportunas. Y aún en el caso de que un sujeto obligado a mantener la diversificación en sus aprovisionamientos, quisiera suscribir un contrato que, por sí mismo o en unión con contratos anteriores de gas del mismo origen, sobrepasase la proporción del 60 por 100 de gas procedente de un mismo país en la totalidad de aprovisionamientos de dicho sujeto, debería poder solicitar la autorización para suscribir dicho contrato.

El porcentaje de diversificación, así como el de reservas mínimas estratégicas, debería ser revisado periódicamente, por ejemplo cada dos años, y modificado en función de la disponibilidad del sistema y de la evolución del mercado gasista español y los mercados internacionales. En el caso de que se diera tal modificación, los sujetos afectados deberían disponer de un plazo de un año para reajustar sus contratos de aprovisionamiento.

A modo de conclusión, la diversificación de las fuentes de suministro de gas permite disminuir la excesiva dependencia de una de ellas y, por lo tanto, la rigidez de la demanda en torno a la misma.

10.1.2. La diversificación en la oferta de energía eléctrica

Como ya se señalaba en el apartado dedicado al caso del gas natural, el Libro Verde incide en la importancia del proceso de realización del mercado interior de energía (gas y electricidad), con los objetivos principales de reforzar la competitividad de la economía de la Unión Europea e incrementar su seguridad de suministro. En el caso de la electricidad, la creación de dicho mercado evoluciona lentamente. Hasta ahora, se han registrado un bajo número de intercambios, que representan aproximadamente el 8% de la producción total de electricidad y, aunque la competencia entre los productores

comunitarios ha presionado los precios nacionales a la baja, los intercambios se han limitado. En este sentido, se propone promocionar el desarrollo suficiente de infraestructuras de transporte, especialmente en el sur de Europa, lo cual afecta directamente a nuestro país.

En lo que se refiere a las fuentes de generación eléctrica, se señala la gran dependencia de los hidrocarburos, teniendo que asumir la variación errática de los precios de los mismos. A falta de un avance tecnológico revolucionario, la nueva generación necesaria para cubrir las necesidades debidas al aumento de la demanda y a la sustitución de centrales que lleguen al final de su vida útil, se caracterizará por un predominio de las centrales de ciclo combinado y una recesión de las centrales alimentadas con combustibles sólidos y productos petrolíferos. Asimismo, parece improbable un crecimiento a corto plazo de la energía nuclear. En relación con este hecho y, con el doble propósito de incrementar la seguridad de suministro y reducir las emisiones de gases vinculados al cambio climático, se propone en dicho documento pasar de la cuota del 14% (en 1997) de la producción eléctrica a partir de energías renovables (se considera incluida la hidroelectricidad) hasta un 22% en el año 2010. En esta línea, en nuestro país, la Ley 54/1997

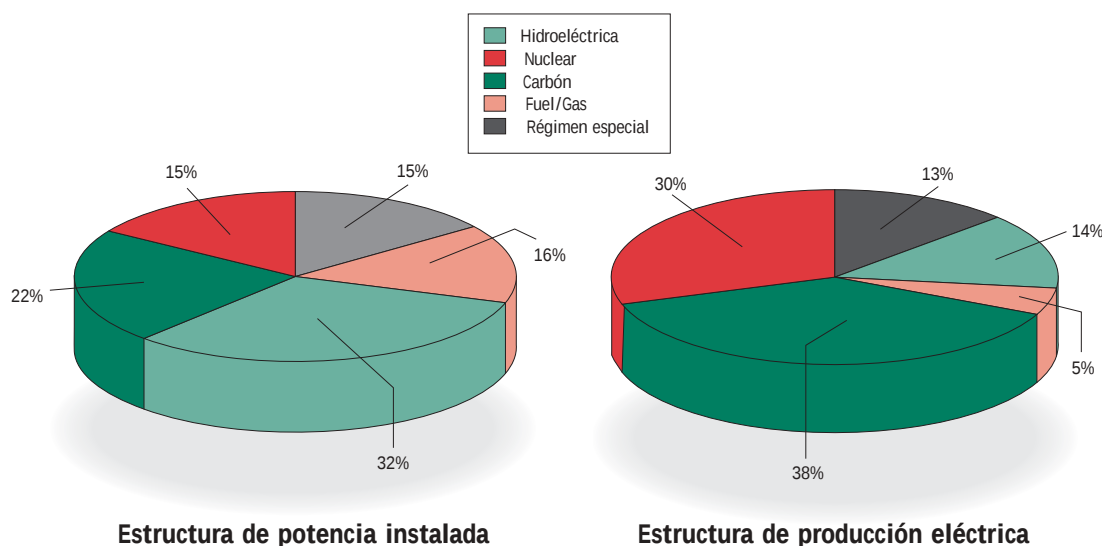
establece el objetivo de que los recursos renovables cubran como mínimo el 12% del total de la demanda (en términos de energía primaria) en el año 2010, para lo cual puede ser necesario un apoyo a la generación de electricidad procedente de dichos recursos.

La diversificación de la oferta actual de energía eléctrica en España

En adelante el análisis se restringe al caso español. Al final del mismo se puede comprobar como las previsiones de generación de electricidad realizadas por el gestor técnico del sistema eléctrico se corresponden con las tendencias esperadas y expuestas en el Libro Verde, que, en definitiva, se traducen en un aumento de las centrales de ciclo combinado y de la generación procedente de recursos renovables, incluida en nuestro país dentro del régimen especial, lo cual contribuye a un incremento de la diversificación de las fuentes de suministro.

En la **figura 10.1.13** se representa la estructura de la potencia eléctrica instalada en la Península a finales del año 2000, y junto a ella la energía producida por dicho parque de generación en función del tipo de central productora.

Figura 10.1.13. Estructura de potencia y de energía producida por el sistema eléctrico peninsular en el año 2000



Fuente: REE

El objetivo de este apartado es analizar la influencia en la estructura de potencia y de energía del futuro parque de producción de energía eléctrica dentro del sistema peninsular. El análisis se ha realizado a partir de los datos facilitados por Red Eléctrica de España⁴ y por los promotores de las nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado. Este análisis difiere del más comúnmente realizado, en función del tipo de combustible usado para la generación, y en este caso, se ha preferido utilizar el criterio de la tecnología de producción empleada. El colectivo del régimen especial incluye los dispositivos de cogeneración (alimentados principalmente a partir de gas natural y fueloil), fuentes de energías renovables y residuos. Asimismo, a efectos de la realización de este estudio, únicamente se ha considerado la potencia eléctrica instalada en el sistema peninsular y la generación de energía debida a dicha potencia. No se ha tenido en cuenta el sistema insular ni los intercambios internacionales, que en el año 2000 tuvieron una participación del orden del 2% en términos de energía.

La diversificación de la oferta futura de energía eléctrica en España

De la multiplicidad de posibles escenarios futuros el análisis se va a restringir a dos de ellos: el primero,

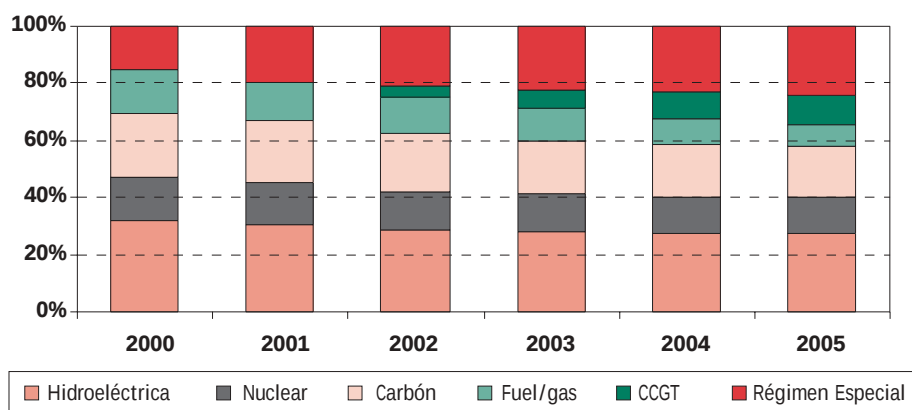
proviene de las estimaciones realizadas por el gestor técnico del sistema eléctrico y el segundo, corresponde al tratado en lo apartados previos y que procede del calendario de incorporación de ciclos combinados realizado por sus promotores.

La evolución de la diversificación de la oferta eléctrica según el estudio realizado por el gestor técnico del sistema

El sistema eléctrico nacional tiene una potencia instalada repartida de forma bastante homogénea entre los distintos sistemas de producción. Sin embargo, una de las características de la generación en nuestro sistema es la asimetría entre potencia instalada y la contribución a la generación de electricidad de cada una de las formas que lo constituyen. Como puede observarse, los medios de producción de que dispone el sector eléctrico se utilizan de forma muy diferente según el tipo de central. Así, el 16% de la potencia instalada en centrales de fuel-oil/gas, sólo contribuyó en el año 2000 al 5% de la producción

⁴ Concretamente se ha tomado el escenario central de demanda (crecimiento medio 3,3%), con un escenario medio de incorporación de ciclos combinados y en un año hidráulico seco.

Figura 10.1.14 Evolución de la potencia de generación eléctrica instalada en el sistema peninsular español. Período 2000 – 2005. Escenario central, año seco



Fuente: REE

total bruta. Las centrales nucleares, sin embargo, con una potencia instalada menor (15%), produjeron el 30% de la energía eléctrica en el 2000.

En los resultados del estudio de cobertura eléctrica realizado por el gestor técnico del sistema en relación con la estructura de potencia, se aprecia un aumento progresivo y significativo de la participación de las nuevas centrales de ciclo combinado así como de las instalaciones en régimen especial en la misma, según se aprecia en la **figura 10.1.14**. El aumento de estos dos tipos de central, que conjuntamente en 2005 llegarían a alcanzar un 34% de la potencia eléctrica instalada en la Península, provoca una disminución de la participación del resto de los sistemas de producción considerados. Las centrales hidroeléctricas y las nucleares disminuyen su participación porcentual, debido a la mayor potencia total instalada, que pasaría de los 51.861 MW en el año 2000 a los 60.844 MW en el 2005. Las centrales de fuel-oil/gas y carbón, además de contribuir menos en términos de proporción, disminuyen su potencia instalada en términos absolutos.

En la **figura 10.1.15** se compara directamente la estructura de potencia instalada en la Península en el año 2000 y la prevista por REE en el 2005 según las hipótesis

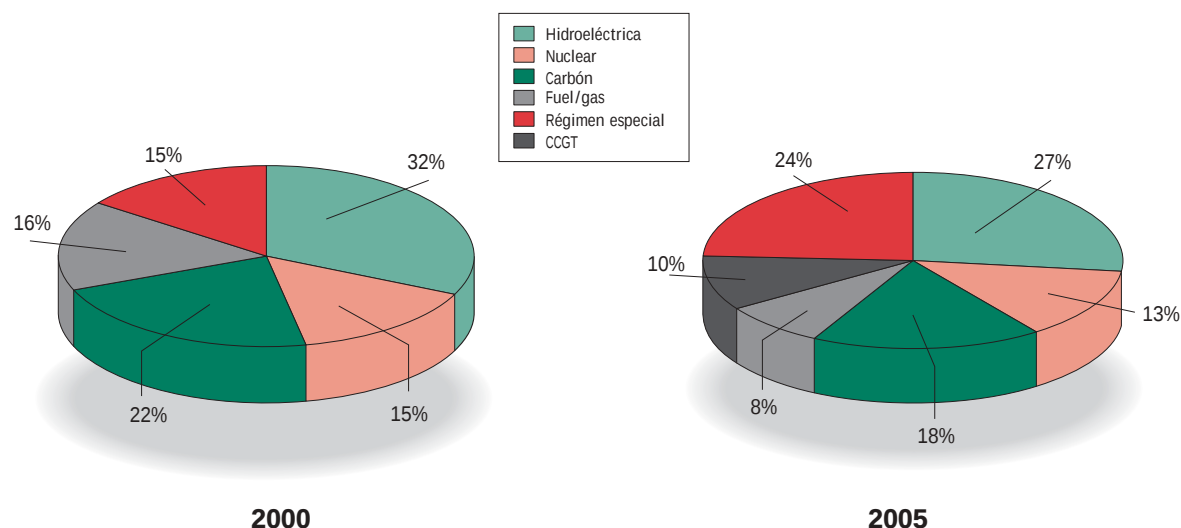
expuestas anteriormente. Destaca, en primer lugar, el incremento de la diversificación de los sistemas de producción, con la nueva e importante participación de las centrales de ciclo combinado (10%). Se disminuye el valor de la participación mayoritaria de las centrales hidroeléctricas en el 2000 (32%), que se reduce al 27% en el 2005. La contribución conjunta de los dos sistemas mayoritarios (carbón e hidroeléctrica en el año 2000 y régimen especial e hidroeléctrica en el 2010) se reduce, pasando de un 54% al 51%.

La evolución de la diversificación de la oferta eléctrica según la notificación de incorporación de ciclos combinados realizada por sus promotores.

Teniendo en cuenta ahora los datos de previsión de incorporación de centrales de ciclo combinado según sus promotores⁵, en lugar de las estimaciones de REE, la evolución de la estructura de la potencia eléctrica instalada cambia según se muestra en la **figura 10.1.16**.

⁵ Se ha considerado el escenario más probable de incorporación de CCGT de los proyectos con autorización administrativa y contrato de acceso al sistema gasista aprobado.

Figura 10.1.15 Potencia eléctrica instalada en la península en el año 2000 y previsión para el 2005



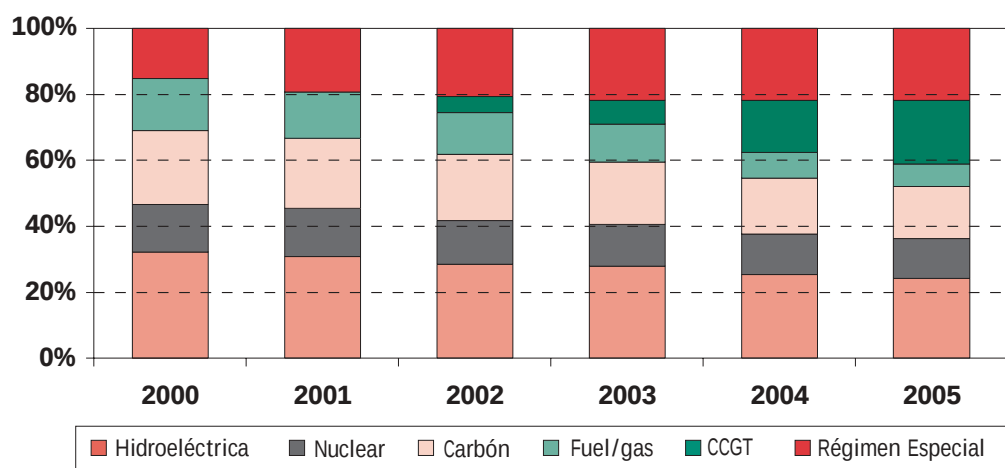
Fuente: REE

En este caso, únicamente se dispone de datos de previsiones hasta el año 2005. En ésta se aprecia claramente que el ritmo de incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado no difiere mucho hasta el año 2003 del representado en la figura 10.1.14, según datos de REE. En cambio, la situación es diferente para los dos años siguientes, en los que la participación de las CCGT en la estructura de potencia del sistema eléctrico peninsular, sí que es más importante si se

tienen en cuenta las previsiones de los promotores de dichas centrales.

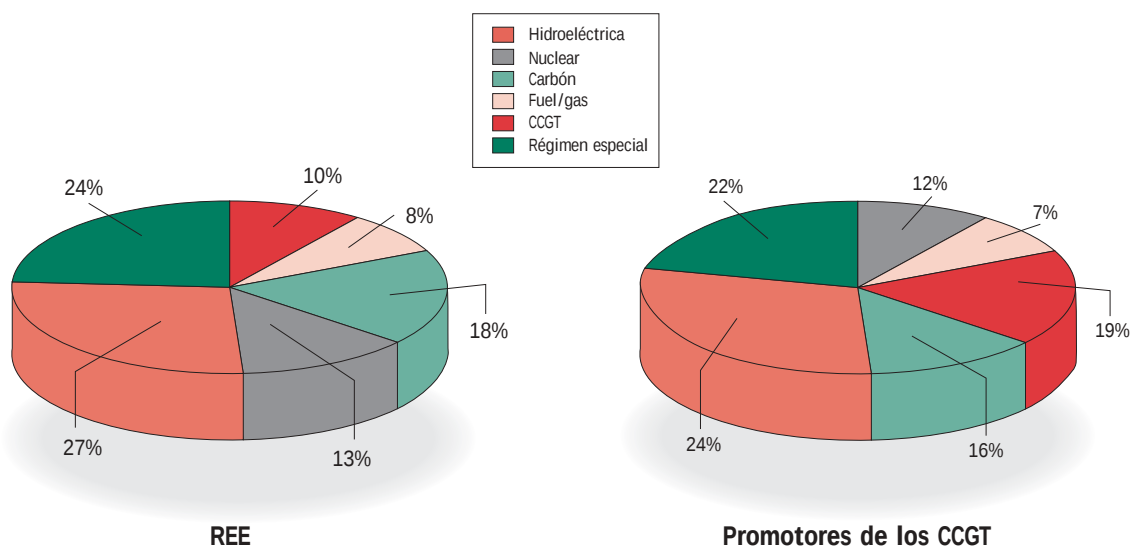
Concretamente, tal y como muestra la **figura 10.1.17**, en el año 2005, la participación de las centrales de ciclo combinado en la estructura de potencia del sistema, según las previsiones efectuadas teniendo en cuenta el estado de los proyectos de los promotores, sería algo más del doble que si se tuviese en cuenta el escenario de incorporación

Figura 10.1.16 Evolución de la potencia de generación eléctrica instalada en el sistema peninsular español. Período 2000 – 2005



Fuente: CNE

Figura 10.1.17 Previsión de la potencia eléctrica instalada en la península en el año 2005 según las previsiones de incorporación de CCGT de REE y de los promotores



Fuente: REE y CNE

previsto por REE, realizado en base a criterios relacionados con el crecimiento de la demanda, la hidráulica, el precio del gas natural y la rentabilidad de los grupos. Esta nueva situación no implicaría necesariamente un incremento desproporcionado de la generación eléctrica en un futuro a partir de centrales de ciclo combinado, ya que su rentabilidad estaría ligada a variables como el precio del gas natural, el número de horas de funcionamiento de cada central, el precio de otros combustibles y otras condiciones derivadas de la interacción de las distintas tecnologías de producción según las normas del mercado eléctrico.

10.2. La capacidad de almacenamiento de gas natural

De acuerdo con el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas firmes. Esta obligación tiene por objeto asegurar la seguridad y continuidad del suministro de gas natural, que tiene el carácter de servicio esencial y de especial importancia en el desenvolvimiento de la vida económica, máxime teniendo en cuenta nuestra dependencia externa en los aprovisionamientos de gas natural.

Existe una carencia regulatoria en este punto, al no haberse aprobado el Reglamento de reservas estratégicas, seguridad de suministro y diversificación de existencias. Este reglamento debe dilucidar la forma de contabilizar las existencias de seguridad (si se consideran sólo las de los almacenamientos subterráneos o si también se pueden contabilizar como reservas de seguridad el almacenamiento operativo en tanques o gasoductos) y además se debe poner en marcha la inspección y control de las obligaciones de mantenimiento de dichas existencias, hasta ahora inexistente⁶. Igualmente, se debe clarificar el concepto de interrumpibilidad a efectos de determinar el consumo que puede quedar exento del mantenimiento de estas existencias de seguridad, y se debe clarificar dónde y cómo, se proporcionan los cinco días de almacenamiento incluidos en el peaje conjunto de transporte y distribución, ya que los gasoductos no llegan a tener dos días de capacidad de almacenamiento.

La capacidad de almacenamiento se divide por su ubicación física en la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, en almacenamientos subterráneos y en gasoducto.

⁶ La inspección y control de las existencias mínimas y de seguridad de gas corresponde a la CORES, de acuerdo con el artículo 7, punto 14 del RD-L 6/2000.

Figura 10.2.1. Capacidad de los almacenamientos subterráneos

	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad útil de almacenamiento Mm ³ (n)	1.275	1.275	1.518	1.885	2.685
Necesidades operativas y estacionales Mm ³ (n)	825	902	985	1.049	1.114
Capacidad de almacenamiento estratégico Mm ³ (n)	450	373	533	836	1.571
Demanda media firme incluyendo ciclos Mm ³ (n)/día	42,7	52,6	62,2	71	77
Días de almacenamiento operativo y estacional [días]	19	17	16	15	14
Días de almacenamiento estratégico [días]	11	7	9	12	20

Fuente: CNE

La capacidad actual de los almacenamientos de gas en España se analiza en el apartado 3.1.3 de este informe. Además, en el apartado 7.1.5 se analiza la evolución prevista de esta capacidad para los próximos 5 años, de acuerdo con los proyectos de ampliación presentados por los distintos agentes.

Las previsiones de capacidad de los almacenamientos subterráneos se recogen en la **figura 10.2.1** y muestran que sólo contabilizando la capacidad asignada al almacenamiento operativo podríamos aproximarnos a los 35 días preceptivos de existencias de seguridad.

Por otra parte, de acuerdo con el Real Decreto 949/2001, el peaje de regasificación da derecho a una capacidad de almacenamiento de GNL en tanques igual a cinco días de la capacidad diaria contratada hasta el 2004 y a partir de este año, diez días. La **figura 10.2.2** muestra la autonomía de las plantas de GNL estimada para los próximos 5 años, teniendo en cuenta los proyectos de ampliación de tanques y los incrementos de la demanda previstos.

Como resumen de este apartado, el análisis de la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL revela la existencia de déficit de capacidad de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de 35 días de existencias estratégicas impuestas por la Ley 34/1998, así como con los 10 días de capacidad de almacenamiento de GNL incluidas en el peaje de regasificación a partir de 2004.

10.3. Seguridad en equipos e instalaciones gasistas

A continuación, se analiza la vulnerabilidad del sistema ante determinados riesgos y se exponen los criterios de seguridad considerados.

• Seguridad ante problemas de abastecimiento

La seguridad del sistema con respecto al abastecimiento fundamentalmente la proporciona la diversificación de los aprovisionamientos, como ya se ha reseñado en el apartado 10.1.

Figura 10.2.2 . Autonomía de Tanques de GNL

Autonomía Tanques de GNL	2001	2002	2003	2004	2005
	días	días	días	días	días
Barcelona	6,0	4,1	4,5	4,8	6,3
Huelva	10,6	8,2	4,5	4,8	6,6
Cartagena	3,6	6,1	5,4	5,8	8,8
Bilbao			18,9	10,1	11,2
Sagunto				10,8	12
TOTAL	6,5	5,4	6,4	8,3	8,2

Fuente: CNE

Por tanto, para el año 2004 y 2005, no existiría capacidad en tanques para proporcionar el almacenamiento a que da derecho el peaje de regasificación. Durante el periodo considerado, aumenta notablemente la capacidad de almacenamiento pero la demanda aumenta a un ritmo similar, con lo que se mantiene la situación actual de déficit.

Sin embargo, los aprovisionamientos de gas al sistema gasista español aún presentan una concentración elevada de una procedencia geográfica, y además, existe una tendencia cada vez más acusada a depender del suministro de GNL. El aprovisionamiento por vía marítima a través de buques metaneros puede verse afectado por condiciones meteorológicas adversas que

pueden imprevisiblemente afectar a la logística del abastecimiento, provocando un cierre de puertos que impida durante un breve periodo la descarga de buques metaneros, o la carga de los mismos en los puertos de origen.

Por este motivo, debe de disponerse de planes de emergencia que consideren los efectos del fallo de alguna de las plantas de GNL o de una conexión internacional (caso menos probable), sobre el suministro.

El fallo de un punto de entrada debe suplirse desde otros puntos de entrada al sistema o desde los almacenamientos subterráneos, por lo que se necesita que exista capacidad excedentaria de entrada al sistema y que la red de transporte esté en condiciones de hacer frente a cualquiera de esas contingencias. Si estas medidas no fuesen suficientes debería procederse a la regulación del suministro, comenzando por el mercado interrumpible.

• Dimensionamiento de instalaciones gasistas

El dimensionamiento del sistema ha de hacerse para permitir suministrar la punta de invierno de un escenario de demanda cuya probabilidad de ocurrir se establezca en un límite razonable, valorando el aumento de seguridad y el coste que supone. En general, se usa como criterio de seguridad el año más frío entre veinte. Como hemos visto, el peor escenario considerado por ENAGAS es el año más frío de diez.

• Mallado del sistema

La red de gasoductos de transporte española se encuentra poco mallada, aunque ha mejorado sustancialmente en los últimos años, en concreto con el gasoducto Ruta de la Plata (Extremadura- Asturias) y la conexión de Galicia con Portugal. En comparación con la red de transporte eléctrico, el mallado de la red de transporte de gas es muy inferior, debido, entre otras causas, a la juventud de la misma.

De entre los proyectos propuestos para aumentar el mallado del sistema, destaca el gasoducto Alcázar de San Juan (Ciudad Real) -Alcudia de Crespins (Alicante), que conectaría la zona del Levante con la zona central de la Península.

En cuanto a las redes de distribución, para la seguridad de suministro a poblaciones con un consumo de gas natural considerable, es conveniente que su alimentación se realice a través de, al menos dos puntos de entrada, para permitir el mantenimiento del suministro en caso de fallo de uno de ellos.

• Seguridad ante riesgos potenciales de instalaciones

Averías en equipos

Los brazos de descarga de GNL y los equipos de vaporización son los puntos críticos en las plantas de regasificación. Para limitar riesgos, estas instalaciones tienen una configuración modular, lo que implica que el deterioro o el no funcionamiento de un equipo particular haga que se afecte una parte de la capacidad, pero no toda ella. Así en concreto, cada instalación cuenta con varios brazos de descarga y el fallo de uno de ellos sólo supondría una mayor lentitud en la descarga. Los equipos de vaporización se componen generalmente de varios módulos de 200.000 m³(n)/h, por lo que el no funcionamiento de uno llevaría únicamente a no disponer de esa capacidad.

Cortes eléctricos

Ante los fallos eléctricos, las plantas de Huelva, Cartagena y Barcelona poseen grupos electrógenos que aseguran una emisión mínima de 300.000 m³(n)/h y el funcionamiento de los servicios críticos como el control distribuido, las válvulas motorizadas y los circuitos de recirculación de GNL para mantenimiento en frío de los equipos.

Los equipos de mayor importancia del sistema de transporte son las estaciones de compresión, las posiciones de válvulas y las estaciones de regulación y medida.

Las estaciones de compresión disponen de un grupo electrógeno con capacidad suficiente para suministrar toda la potencia eléctrica demandada por la estación.

En el caso de fallo de suministro de energía eléctrica en una estación de regulación, ésta seguirá funcionando de manera autónoma sin energía eléctrica. Las estaciones de regulación más importantes disponen de grupo electrógeno o de baterías eléctricas con autonomía para 24 horas para la telemetría y el calentamiento de gas.

Los almacenamientos subterráneos disponen de equipos electrógenos que aseguran toda la producción, y los compresores funcionan con gas vehiculado.

El centro de control del gestor técnico del sistema también dispone de equipos de alimentación eléctrica ininterrumpida.

Afecciones en las redes gasistas

Ante posibles afecciones por parte de terceros en la red gasista, los transportistas y distribuidores disponen de centros de atención y recepción de avisos de urgencia permanentemente atendidos, así como equipos de mantenimiento repartidos por la geografía nacional para la rápida resolución de los problemas.

• Planes de emergencia que contemplen las posibles contingencias en las instalaciones gasistas

Los responsables de las distintas instalaciones que constituyen el sistema disponen de planes de actuación que establecen las directrices a seguir en la gestión de situaciones de emergencia respecto a la garantía de suministro y las medidas de seguridad en las instalaciones y personas.

En caso de situaciones graves de desabastecimiento o que amenacen la seguridad de personas o instalaciones, el Gobierno podrá establecer medidas excepcionales de acuerdo con lo establecido en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

• Planes de mantenimiento de instalaciones

Para garantizar un funcionamiento correcto del sistema gasista se establecen planes de mantenimiento periódicos que incluyen paradas programadas de equipos de plantas de regasificación, vigilancia y resquejimiento de redes, control de la protección catódica, mantenimiento de estaciones de compresión y regulación, etc.

10.4. La interrumpibilidad

A continuación se analiza el tratamiento de la interrumpibilidad.

De forma general, tanto para el mercado libre como para el regulado, la interrumpibilidad se puede asociar fundamentalmente a dos conceptos: por un lado, al suministro de gas o electricidad; y por otro, a la red.

En el primero de ellos, las condiciones en el suministro de gas entre el oferente y el demandante son libremente pactadas entre las partes, de manera que, es en el contrato de suministro de gas donde se pueden encontrar las condiciones particulares de interrupción del suministro de gas.

El segundo concepto es el asociado a los problemas de red. En la actualidad, y debido a los problemas de congestiones que presenta la red de transporte de gas, algunos contratos de acceso de terceros a la red para nuevos consumidores están siendo firmados con cláusulas

⁷ De esta forma, el transportista puede suspender el suministro en días de demanda excepcional por razones climatológicas, siendo estos días aquéllos en los que la demanda supera un determinado valor. Asimismo se establece el número de días para los que se puede aplicar la interrupción, el periodo de aplicabilidad, y el tiempo de preaviso.

de interrumpibilidad, de manera que, cuando el transportista detecta problemas puede provocar el corte de suministro a dichos consumidores⁷. Para este caso, no existe un precio especial en el uso de la red asociado a esta interrumpibilidad.

En la actualidad, la interrumpibilidad sólo está regulada para el mercado no liberalizado, que se suministra a tarifa, de manera que, el usuario final de gas para acogerse a esta tarifa debe disponer y mantener operativa una instalación alimentada por otra fuente de energía alternativa. La prestación del servicio interrumpible es llevada a cabo, en este caso, a petición del usuario, si bien el usuario tiene derecho a un preaviso de suspensión del suministro, que para el caso del gas no es inferior a veinticuatro horas⁸.

Es decir, el tratamiento de la interrumpibilidad sólo está reglamentado para el caso anterior que corresponde a consumidores industriales acogidos a tarifa regulada.

Por otro lado, parece claro que la red de transporte debería de ser dimensionada de manera que no diera lugar a congestiones en el suministro. De esta forma, sólo en casos puntuales de extrema demanda, o ante fallos, el transportista acudiría a la aplicación de la interrumpibilidad. En estas circunstancias, podría pensarse en una disminución del coste por uso de la red que fuera mayor que el derivado de la simple no utilización de la misma.

Por otro lado, en el caso del gas, un consumo interrumpible tiene unas especiales contraprestaciones con respecto a un consumo normal. Para el mercado regulado, como en el caso eléctrico disfruta de mejores precios merced a una tarifa especial. Y para el gas, tanto para el mercado regulado como para el liberalizado, el consumo interrumpible disfruta de exenciones en la obligación del cumplimiento tanto de diversificación del suministro, como en el mantenimiento de las existencias mínimas⁹.

Sin embargo, dado que el consumo interrumpible no está

tipificado legalmente para el mercado liberalizado, no está claro a quién aplicar estas ventajas en este mercado.

Por ello, es preciso definir y aclarar el concepto de interrumpibilidad en el mercado liberalizado.

Aún poniendo de manifiesto que el tratamiento de la interrumpibilidad precisa de una regulación específica, a continuación se desarrolla una posible aproximación al caso de las centrales de ciclos combinados de gas.

Dado que un consumo de gas es interrumpible si dicho consumo admite que pueda dejar de ser suministrado porque el consumidor dispone de un suministro alternativo garantizado de otro combustible, el consumo de gas de una central actual de producción de energía eléctrica mixta de fueloil-gas sería un consumo interrumpible. En este caso, no sería preciso el preservar el almacenamiento de seguridad mínimo de treinta y cinco días, así como contabilizar este consumo en las obligaciones de diversificación.

Dependiendo de su diseño, ciertas centrales de ciclo combinado pueden tener la posibilidad de funcionar con un combustible diferente al gas natural. Parece lógico pensar que si existe la posibilidad de producir energía eléctrica con otro combustible, se les exima de la obligación en el cumplimiento de las existencias mínimas de seguridad, al menos durante el número de días que puedan producir energía eléctrica con el combustible alternativo. En otro caso, el mencionado consumo no podría ser calificado como interrumpible y precisaría del mantenimiento de los treinta y cinco días de existencias mínimas de gas.

⁸ Artículo 27 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

⁹ El artículo 98 de la Ley de Hidrocarburos establece la necesidad de mantener unas existencias mínimas de seguridad correspondientes a treinta y cinco días de los consumos firmes. Y el artículo 99 establece la exención de la obligación de diversificación al abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.

Por todo ello, es preciso definir y aclarar el concepto de interrumpibilidad en el mercado liberalizado. En este caso, podría orientarse a una interrumpibilidad asociada al uso de la red.

Por otro lado, y puesto que el gas almacenado en nuestro país, es gas propio de las empresas que operan en el mismo, y por tanto un gas "seguro" no parece necesario contabilizar este gas en cuanto a la necesidad de que sea un gas de procedencia diversificada.

10.5. Posibles mejoras de la normativa eléctrica para contribuir a la seguridad del suministro

La actividad de generación de energía eléctrica, al menos la correspondiente al régimen ordinario, se desenvuelve en un marco liberalizado estando sujeta por tanto a las señales que el propio mercado proporciona. En este contexto, la inversión en nueva capacidad de generación se producirá cuando las expectativas de beneficio percibidas por los agentes, presentes o potenciales, del mercado eléctrico sean suficientes, sin que quepa intervención administrativa alguna a este respecto.

Sin embargo, junto con elementos completamente liberalizados, conviven en el mercado español de electricidad elementos regulados que pueden tener una influencia significativa en el comportamiento de las actividades liberalizadas. En este epígrafe, se tratan de identificar este tipo de elementos regulatorios y proponer mejoras dirigidas a permitir que las decisiones de inversión se adopten en condiciones puramente de mercado, recibiendo las señales adecuadas de su repercusión sobre los costes de infraestructuras ocasionados o sobre la seguridad de suministro.

El contenido de este epígrafe se ha dividido en cuatro apartados, que identifican elementos regulatorios susceptibles de mejora para proporcionar las señales de inversión adecuadas: fijación de tarifas, retribución por garantía de potencia, introducción de señales de localización y el control de tensión.

10.5.1. Fijación de tarifas

El mantenimiento de las tarifas integrales para consumidores ha de hacerse compatible con un escenario de mercado liberalizado al 100% para la generación, si no se quiere interferir en el normal funcionamiento del mercado y con ello en las decisiones de inversión y explotación con consecuencias imprevisibles.

El ejemplo de California es, en algunos aspectos muy revelador de lo que puede suceder en un marco regulatorio mal definido, aunque quepa insistir en que la situación general del sistema energético en California no puede trasladarse a la situación en España. Al margen de los efectos derivados de los problemas administrativos, fundamentalmente dificultades para la obtención de permisos, se ha puesto de manifiesto que no es posible fijar las tarifas integrales para los consumidores cautivos, o que no han ejercido su derecho a la elegibilidad, sin tener en consideración los precios de la electricidad en el mercado, o lo que es lo mismo, el coste de atender los suministros. Así, es conocido que el detonante final de la crisis fue la imposibilidad de hacer frente a las facturas por parte de los distribuidores, obligados a suministrar a unos precios muy inferiores a los costes de adquisición de la energía para sus clientes.

En el caso del sector eléctrico español, en el contexto regulatorio actual, coexisten dos grupos de clientes: los acogidos a tarifa integral y los que acuden al mercado. La consecuencia inmediata de esta realidad es que cada vez tiene menos sentido seguir hablando del nivel de la tarifa eléctrica y pasa a ser más relevante hablar del nivel de ingresos totales del sector eléctrico. Estos ingresos provienen de las tarifas integrales y, progresivamente, cada vez tendrá mayor importancia lo recaudado por las tarifas de acceso de los clientes que acuden al mercado.

Dicho nivel de ingresos debe ser suficiente para cubrir los costes de transporte, de distribución, de gestión comercial a tarifa de acceso, los costes permanentes y de

diversificación y seguridad de abastecimiento, y los costes de generación y de gestión comercial correspondientes a clientes acogidos a tarifa integral.

En este sentido, cabe destacar que una parte de la tarifa integral abonada por los consumidores que no acuden al mercado debe cubrir el coste de adquisición de la energía de los consumidores a tarifa. Es decir, un precio regulado (la tarifa integral) incorpora, por la parte de coste de generación, un precio libre cuyo valor oscilará dependiendo de la evolución del mercado.

En consecuencia, la incertidumbre existente, por una parte, en cuanto a los ingresos a recuperar por clientes que acuden al mercado y, por otra, respecto al precio de mercado imputado a los clientes acogidos a la tarifa integral son dos elementos que dificultan la estimación de los ingresos y costes en el ejercicio tarifario pero, que a la vez, son necesarios para establecer la tarifa eléctrica.

Por el momento, el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, ha sido financiado, según la Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000, con cargo a los perceptores de derechos de compensación de los Costes de Transición a la Competencia.

Esta Comisión está desarrollando una metodología tarifaria para asignar los distintos costes para establecer de forma global las tarifas de acceso e integrales. Se considera que la coherencia para determinar tanto las tarifas de acceso como las tarifas integrales es un requisito necesario para garantizar la recuperación de los costes regulados del sector.

No obstante, a pesar de la coherencia en cualquier metodología, el cálculo de las tarifas –tanto integrales como de acceso- se basa en previsiones de variables de entrada, tales como las potencias contratadas, la distribución de la probabilidad de punta en los distintos niveles de tensión, la energía consumida, la composición de la demanda por niveles de tensión, el número de clientes, el precio de mercado y la prima de régimen

especial, entre otras. Las previsiones de estas variables pueden diferir con los valores reales de las mismas, llevando a que el nivel de ingresos difiera de los costes a recuperar.

Este elemento de incertidumbre, común a todo ejercicio tarifario, lleva a hacer explícito un procedimiento de ajuste regulatorio de los valores reales de estas variables respecto a los previstos en el momento de establecer las tarifas. En este sentido, la metodología tarifaria de la Comisión Nacional de Energía propondrá, por una parte, definir el procedimiento de ajuste de los costes regulados, teniendo en cuenta la regulación que aplica a cada concepto de coste, y, por otra, hacer explícito inicialmente, en el momento de establecer la tarifa para el año siguiente, el sistema elegido para ajustar las posibles variaciones de los precios de la energía de los clientes a tarifa integral.

De todo lo anterior, se puede inferir que es necesario fijar unas tarifas que permitan cubrir los costes del suministro completamente. En otro caso, se estará poniendo en peligro la estabilidad económica del sistema eléctrico y en consecuencia, su seguridad del suministro.

10.5.2. Retribución por garantía de potencia

La existencia de una señal de garantía de potencia o pago por capacidad en los mercados eléctricos es una opción de diseño regulatorio, que no se utiliza en todos los sistemas eléctricos. El concepto en sí del pago por garantía de potencia persigue, principalmente, reducir el riesgo al que están sujetos los generadores en un mercado eléctrico para recuperar parte de sus costes fijos de inversión, favoreciendo la incorporación al sistema de una mayor potencia para un mismo nivel de precio.

En el caso del mercado español puede ser preciso mantener una señal de estas características, dada la mayor incertidumbre en la recuperación de costes existente en el mercado español, con respecto a otros mercados, ocasionada por la fuerte influencia en el funcionamiento de

las unidades y en el nivel de precios de las diferentes condiciones de hidraulicidad. Además, la limitada capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas hace más importante disponer de unas señales claras para la incorporación de nueva potencia en el sistema.

Sin embargo, para que una señal de garantía de potencia sea efectiva ha de tener unas garantías de estabilidad suficientes. Esto es debido a que las inversiones en el sector eléctrico tienen vidas esperadas generalmente superiores a los 15 años, y no pueden adoptarse en base a una señal de precios, o de retribución, que no tenga garantizada una continuidad en un horizonte mínimo.

En consecuencia, se considera necesario establecer normativamente unas bases suficientemente transparentes para determinar la retribución por garantía de potencia, comprometiéndose a mantenerlas durante un plazo mínimo, que podría ser de unos 5 años.

Producción mínima para el cobro de la garantía de potencia

Al margen del establecimiento de una señal de retribución de garantía de potencia estable, que tendrá efectos en las decisiones de inversión futuras de las empresas, es importante revisar las señales que se están enviando a los agentes que participan hoy en el mercado de producción. Esto es así porque las señales de garantía de potencia tienen dos efectos diferentes, por una parte, contribuyen a fomentar la entrada de nueva capacidad y, por otra, al mantenimiento en operación de las centrales de costes variables más elevados, cuya expectativa de funcionamiento es reducida.

De hecho, durante estos últimos años los pagos por garantía de potencia han enviado una señal clara a las centrales más antiguas de fuel-oil/gas natural para que se mantuviesen disponibles, mejorando la seguridad del sistema aún sin que se haya producido la entrada de nueva potencia en el sistema.

A este respecto en el Real Decreto-Ley 6/2000, se aumentó el número de horas que una central ha de funcionar en un año determinado para tener derecho al cobro por garantía de potencia. El objetivo de esta medida fue evitar que centrales que no estuviesen realmente disponibles, y por tanto no aportasen seguridad al sistema, recibiesen cobros por garantía de potencia. Siendo este objetivo perfectamente válido, la medida puede tener implicaciones negativas para los fines de garantía del suministro por los motivos que se exponen a continuación.

Las centrales actualmente existentes en el sistema peninsular con mayores costes variables son las centrales de fuel-oil/gas natural, que además son bastante antiguas. Entre éstas, las más eficientes son necesarias para cubrir la demanda durante un número significativo de horas siempre que las condiciones de hidraulicidad no sean muy elevadas. Otras son necesarias para suministrar la demanda en una zona determinada, siendo programadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas. El resto pueden no ser necesarias para suministrar la demanda, salvo en situaciones de demanda extrema, hidraulicidad muy baja o ante fallos elevados del equipo generador. De todo ello, se deduce que algunas de estas centrales funcionarían, según un despacho económico, un número de horas muy inferior a las 480 horas fijadas, especialmente, en momentos en los que la hidraulicidad sea elevada.

Para estas centrales, funcionar 480 horas en un año puede suponer un coste neto si el precio del mercado es inferior a sus costes variables, lo que debería suceder si la demanda se puede cubrir con centrales más baratas. En estas circunstancias, la señal económica que reciben estas centrales por garantía de potencia se ve reducida en este coste, de manera que puede no ser rentable mantener la central disponible aunque la señal de garantía de potencia estuviese correctamente calculada.

Se ha de destacar que la señal de garantía de potencia es especialmente importante para este tipo de unidades que, en situaciones normales, funcionarían un escaso o nulo

número de horas al año, aportando al sistema exclusivamente seguridad de suministro aunque apenas aporten energía. En sistemas donde no existen centrales hidroeléctricas, o son escasas, suelen emplearse turbinas de gas para cumplir esta función de garantía de suministro y para ellas resulta aplicable todo lo descrito anteriormente, no siendo descartable su instalación en un futuro en el sistema español.

Además, se ha de tener en cuenta que el funcionamiento de unidades para cubrir 480 horas con independencia de los precios que resulten en el mercado, altera de forma artificial el equilibrio entre la oferta y demanda y, por tanto, el correcto funcionamiento del mercado de producción.

Por todo ello, se debería sustituir el mecanismo de número de horas mínimo por otro método que permita garantizar la disponibilidad de las unidades sin los inconvenientes del actual. Temporalmente, podría mejorarse significativamente la situación simplemente reduciendo el número de horas necesario al entorno de las 50 ó 100 horas equivalentes a plena carga, cuya incidencia en el mercado y en los resultados de las unidades sería muy reducido, y puede ser suficiente para comprobar que las unidades permanecen operativas.

Sujetos con derecho al cobro u obligación de pago por garantía de potencia

Un problema del mercado eléctrico actual es su carácter de mercado a corto plazo, en el que no se contempla la contratación de energía eléctrica a largo término. Sin embargo, para favorecer un desarrollo adecuado de nueva capacidad y en consecuencia, una garantía en la cobertura de la demanda futura, puede ser necesario desarrollar mecanismos de contratación a largo plazo.

El sistema eléctrico español ya cuenta con esta posibilidad en la medida en que se permite la contratación bilateral entre agentes. Sin embargo, esta posibilidad presenta dificultades en su aplicación, dado que los generadores

que están vinculados al cumplimiento de un contrato bilateral físico, no tienen derecho al cobro de la garantía de potencia en la reglamentación vigente. Con ello, no sólo se dificulta la contratación bilateral a corto plazo sino también a largo, lo que puede incidir negativamente en el desarrollo de nuevas infraestructuras.

En consecuencia, la retribución de un generador por garantía de potencia no debe depender del modo en que contrate su venta de energía: pool o contratación bilateral.

Del mismo modo, en cuanto al pago por garantía de potencia, éste no debe depender de si el consumidor adquiere energía en el mercado diario o si la adquiere mediante una contratación bilateral o si adquiere su energía a tarifa. En todo caso, la garantía de potencia que presta el sistema es la misma, por lo que su imputación debe ser coincidente.

Disponibilidad de combustibles

La retribución por garantía de potencia pretende adecuarse a la contribución de cada grupo generador a la garantía de suministro. Así, está previsto que los grupos que pueden tener limitaciones en el suministro del combustible necesario para producir electricidad, tengan una menor retribución que otros grupos para los que el combustible está totalmente o casi totalmente garantizado. Sin embargo, actualmente no está regulado cómo se determinan las limitaciones de combustible para los grupos térmicos, ni qué efecto tendrían las mismas en su retribución por garantía de potencia.

Esta situación, que no ha sido muy relevante en el sistema eléctrico hasta el momento, comienza a ser importante con la inminente entrada de centrales basadas en la tecnología de ciclo combinado de gas natural. Estas centrales se suministran normalmente mediante gas contratado libremente con un suministrador y a través de la red de gasoductos. Por consiguiente, existen dos posibles problemas en el abastecimiento: de gas y de red. Así, en cuanto al gas, las condiciones de

interrumpibilidad serán las libremente pactadas entre las partes y, en consecuencia, desconocidas para el resto. En cuanto a red, los problemas vendrán derivados de las congestiones, y serán gestionados por el gestor técnico del sistema. En la actualidad, no existe un peaje interrumpible en gas.

Además, existen centrales de ciclo combinado que pueden funcionar un cierto número de horas al año con combustibles alternativos, en general gasóleo, para lo que han de disponer además de almacenamientos de este combustible. Estas centrales aportan una garantía de suministro al sistema superior a la aportada por las centrales que se suministran exclusivamente a través del sistema de gasoductos.

Por lo tanto, podría considerarse que la retribución por garantía de potencia incluyera una retribución diferenciada para las nuevas centrales de ciclo combinado de gas natural, en función de su disponibilidad de combustibles, diferenciando aquéllas que pueden funcionar con combustibles alternativos de las que se suministran exclusivamente a través de la red de gasoductos. En cualquier caso, esta consideración tiene que ser analizada conjuntamente con el tratamiento de la interrumpibilidad para estas centrales tratado en este mismo capítulo del informe.

10.5.3. Señales de localización

Al margen de satisfacer las necesidades de potencia en el sistema eléctrico a nivel peninsular, es necesario que pueda suministrarse la demanda en todos los puntos de consumo. Para conseguirlo se ha de disponer de unas redes de transporte y distribución que permitan llevar la energía desde las unidades de generación a la demanda.

Considerando lo anterior, la localización de las centrales de generación en unas zonas u otras no es indiferente para el sistema. La localización próxima a los centros de consumo reduce la necesidad de redes de transporte y reduce las pérdidas por las mismas. De la misma forma, la

concentración de unidades de producción en una zona, que obligue a transportar su energía a grandes distancias para ser consumida en otras zonas, obliga a invertir en redes de transporte y genera elevadas pérdidas. Se pone de manifiesto que, de alguna forma, las inversiones en generación pueden sustituir a ciertas inversiones en redes de transporte.

La normativa actual no refleja adecuadamente las implicaciones que tiene la ubicación de una planta de producción en uno u otro punto de la red, en cuanto a los costes de infraestructuras y pérdidas que genera. Esto es así, dado que la retribución de las centrales de producción no tiene todavía en cuenta las pérdidas asociadas al transporte de la energía, y tampoco se ha previsto que las unidades de generación contribuyan a sufragar los costes de la red de transporte. En todo caso, en cuanto a las pérdidas, el capítulo VI del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, avanza en su asignación correcta. En cuanto a los costes de infraestructuras asociados con la localización, aún no hay ninguna reglamentación al efecto, aunque ésta, si la hubiera, debería ser coherente con la reglamentación gasista, de forma que la retribución de las actividades reguladas fuera reflejo de sus costes en cada uno de los sectores.

Por tanto, en línea con las tendencias europeas en la materia, se considera necesario incorporar en la regulación del transporte y del mercado, señales que permitan a los agentes tomar las decisiones de localización más adecuadas, recibiendo para ello, una señal económica acorde a los costes o beneficios ocasionados en el sistema.

10.5.4. Normativa sobre el control de tensión

El control de tensión en las redes de transporte y distribución es un problema que está muy relacionado con la localización geográfica de los centros de producción y consumo, de manera que todo lo expuesto en el punto anterior contribuirá positivamente a mejorar también este aspecto, aunque el control de tensión requiere de

elementos complementarios a la simple ubicación geográfica.

El mantenimiento de tensiones en las redes de transporte y distribución es responsabilidad de los gestores de dichas redes, y contribuyen a él, positiva o negativamente, las propias redes de transporte y distribución así como todos los elementos o sujetos conectados a ellos: productores, en régimen ordinario y especial, y consumidores.

Como en cualquier otro servicio, es necesario hacer llegar a cada uno de los sujetos una señal adecuada que represente los costes o beneficios ocasionados al sistema, para evitar costes innecesarios o un deterioro de la calidad del servicio de consecuencias difíciles de prever.

Por otra parte, la naturaleza local del control de tensión hace imposible que este servicio se preste en condiciones de mercado, como se ha reconocido en el Procedimiento de Operación sobre control de tensión en la red de transporte: P.O.7.4. Por tanto, es necesario regular la contribución de cada sujeto (transportista, distribuidor, generador y consumidor) al control de tensión.

Transcurridos cuatro años desde la puesta en marcha del nuevo esquema regulador del sistema eléctrico, la experiencia acumulada en el control de tensión, particularmente, a nivel de redes de distribución y consumidores, ha sido muy desfavorable, obligando al sistema a incurrir en elevados costes por restricciones técnicas en el mercado de producción y reduciendo los márgenes de seguridad en el suministro.

Para mejorar esta situación se propone acelerar la aplicación completa del P.O. 7.4 sobre control de tensión en la red de transporte, reforzar las señales sobre los consumidores (en particular, introducir posibles recargos o descuentos por control de tensión en las tarifas de acceso), desarrollar las capacidades de los distribuidores para la gestión de los elementos de control de tensión disponibles en sus redes y adecuar la regulación del régimen especial para la prestación de este servicio.

10.6. Los retrasos administrativos

La construcción de las infraestructuras necesarias para el abastecimiento energético (y ciñéndonos al objeto de este informe – marco, en particular, para el abastecimiento eléctrico y gasista) de nuestro país, está sometida a un proceso administrativo que debe ser observado para poder obtener las correspondientes autorizaciones, previas al inicio de ejecución de cada proyecto. En dicho proceso, para la valoración de los proyectos, se tienen en cuenta consideraciones como la capacidad legal, técnica y económico-financiera de los solicitantes, las condiciones de eficiencia energética, técnica y de seguridad de la instalación, el cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y minimización de los impactos ambientales, o las circunstancias del emplazamiento escogido. El otorgamiento de la autorización administrativa tiene por lo tanto, carácter reglado y se rige por los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Procedimiento de planificación estándar conforme a la Ley

Como ya ha sido puesto de manifiesto en el capítulo 2 de este informe, en nuestro país, actualmente, la decisión sobre la construcción de una determinada instalación puede ser tomada directamente por el propio promotor de la misma o, en cambio, puede estar sujeta a planificación, en función del tipo de instalación y del sistema al que pertenezca.

Para el caso de la red de transporte, aunque aún no haya sido detallado el procedimiento de planificación para el sistema gasista, el Real Decreto 1955/2000 sí lo desarrolla para el sistema eléctrico. Según el mismo, el proceso de planificación del transporte de energía eléctrica consta de tres etapas: propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica y programa anual de instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica.

En la primera de ellas, la elaboración de dicha propuesta será llevada a cabo por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, Red Eléctrica de España, cada cuatro años y con un programa de ejecución de instalaciones para un horizonte de seis a diez años. Durante el proceso se dispone de un plazo para la recepción de las propuestas de desarrollo por parte de otros sujetos del sistema eléctrico, que serán estudiadas por el gestor. Posteriormente, el Ministerio de Economía remitirá la propuesta inicial a las Comunidades Autónomas para que envíen sus alegaciones, retornando la información de nuevo al gestor para que realice la propuesta de desarrollo final, que será remitida finalmente al Ministerio de Economía.

En la segunda etapa del proceso de planificación y a partir de la propuesta resultante de la etapa anterior, el Ministerio de Economía elaborará el plan de desarrollo de la red de transporte, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, una vez al menos cada cuatro años. Posteriormente, será sometido al Consejo de Ministros para su aprobación y remitido al Congreso de los Diputados.

Finalmente, en una tercera etapa, sobre la base del plan elaborado en la etapa anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y publicará anualmente el programa anual de instalaciones de la red de transporte, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Según se acaba de exponer, el proceso de planificación es complejo y largo, debido al elevado número de participantes en el mismo y de las numerosas etapas de información y/o revisión de las propuestas. Por lo tanto, la elaboración del primer plan de desarrollo de la red de transporte no será inmediata. Esto puede dar lugar a que el sistema se halle desprovisto temporalmente de las indicaciones oportunas sobre las necesidades de construcción de nueva infraestructura de transporte.

Actualmente se han iniciado sendos procedimientos de planificación, Orden de 1 de junio de 2001 y Orden de 30

de mayo de 2001 para el desarrollo de la red de transporte de gas natural y energía eléctrica respectivamente.

Procesos de autorización administrativa de construcción de instalaciones

A continuación se describen brevemente los procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica y de las instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

Instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural

La regulación correspondiente a la autorización administrativa previa de las instalaciones de la red básica, redes de transporte secundario e instalaciones de distribución está contemplada por la Ley 34/1998, de 7 de octubre. Según la misma, los solicitantes deberán acreditar suficientemente las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección medioambiental, la adecuación del emplazamiento y su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto. En el caso de las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte objeto de planificación obligatoria, deberán ser otorgadas mediante un procedimiento que asegure la concurrencia.

Asimismo, se dan otra serie de pautas generales a incluir en el procedimiento y resolución de la autorización, pero sin incluir una descripción detallada del mismo, la cual será realizada convenientemente mediante un desarrollo reglamentario posterior.

Instalaciones de producción, transporte y distribución del sistema eléctrico

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece el régimen de autorización correspondiente a todas las

instalaciones eléctricas competencia de la Administración General del Estado (cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas). Según el mismo, las instalaciones eléctricas anteriormente citadas, requieren las autorizaciones siguientes: autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y autorización de explotación. Las dos primeras podrán realizarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

La primera de ellas, la 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, debe ir dirigida a la DGPEM¹⁰. Esta resolverá y notificará la resolución dentro de los tres meses desde la presentación de la solicitud. 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. Las nuevas instalaciones de la red de transporte para las cuales se solicite autorización administrativa, deberán estar incluidas en la planificación eléctrica.

La solicitud de aprobación del proyecto de ejecución, que permitirá a su titular la construcción o establecimiento de la instalación, también debe ir dirigida a la DGPEM. El órgano competente para la tramitación del expediente deberá proceder a la emisión de la correspondiente resolución en un plazo de tres meses.

La tercera de ellas, la autorización de explotación permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial. El acta de puesta en servicio se extenderá por el área o dependencia de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno que hayan tramitado el expediente, en el plazo de un mes, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas.

En lo que se refiere a las instalaciones de transporte, el procedimiento para el otorgamiento de la autorización para

cada nueva instalación puede ser de forma directa, cuando únicamente exista una empresa solicitante, o autorización mediante procedimiento de concurrencia, cuando o bien no exista ningún solicitante o haya más de uno.

Esta Comisión es consciente de la necesidad del seguimiento por todas y cada una de las instalaciones de los trámites legales, los cuales permiten asegurar principalmente: una participación activa de todos los afectados (particulares y Administraciones Públicas) en el proceso de autorización pudiendo alegar en el mismo cualquier circunstancia que consideren oportuna al respecto; una coordinación de las nuevas infraestructuras con las existentes previamente y entre ellas mismas; un respeto hacia el medio ambiente mediante la obligación al cumplimiento de la Ley vigente a tal efecto; el mantenimiento de unas condiciones técnicas y de seguridad mínimas y el compromiso por parte de los solicitantes del proyecto, mediante la verificación de su capacidad legal, técnica y económica para responder del mismo.

Sin embargo, también se es consciente de la dificultad que un retraso o una complejidad excesiva en la tramitación de la autorización de una instalación puede suponer para su promotor y, posiblemente, también para el sistema. Esta situación se vería agravada aún más en el caso de que las solicitudes se concentraran en un momento en que fuese realmente necesaria la rápida construcción o puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones para subsanar su falta. En este sentido, algunos promotores de instalaciones, tanto del sistema eléctrico como del gasista, han mostrado públicamente y ante esta Comisión su descontento por la lentitud y los dilatados plazos en la tramitación para la obtención de las diferentes autorizaciones administrativas requeridas, lo cual, en su opinión, dificulta la toma de decisiones así como la coherencia entre las previsiones de crecimiento de demanda y el dimensionamiento de la infraestructura requerida para satisfacer la misma.

¹⁰ Dirección General de Política Energética y Minas

Por lo tanto, consideramos que, en la medida de lo posible, los plazos para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones, tanto eléctricas como gasistas, deberían ser ágiles, de manera que permitan dar una respuesta lo más rápida posible a los promotores de las mismas. La reducción de estos plazos disminuye el tiempo global de los proyectos y permite que se adecuen

con mayor precisión a las previsiones que provocaron su concepción.

En este sentido, sería adecuado proveer de un procedimiento administrativo que facilitase la tramitación de los permisos precisos de modo que se pudiera tender hacia la ventanilla única.

11. Conclusiones

La existencia de unas infraestructuras suficientes es un requisito imprescindible tanto para garantizar un suministro de calidad como para permitir un funcionamiento del mercado en competencia efectiva, en beneficio de todos.

Del análisis realizado acerca de la cobertura de la demanda de gas y electricidad cabe extraer las siguientes conclusiones.

Sobre la cobertura de la demanda de gas natural

En primer lugar, y respecto a la *cobertura de la demanda de gas*, en cuanto a disponibilidad de gas como materia prima, no parece que existan a priori problemas de abastecimiento.

Sin embargo, debido a la incidencia que el elevado crecimiento de la demanda de gas y las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado origina en el sistema de transporte de gas, *es preciso un relevante esfuerzo inversor en infraestructuras gasistas. Si se dispone a tiempo de estas infraestructuras no debiera haber especiales problemas en la cobertura de la demanda de gas natural. En otro caso, pueden existir problemas durante los periodos de consumo punta, tanto para los ciclos combinados como para el mercado convencional de gas.*

Sobre la cobertura de la demanda eléctrica a muy corto plazo

Respecto a la *cobertura de la demanda eléctrica*, si la demanda se mantiene en los valores de previsión centrales, no existen problemas de cobertura. La paulatina incorporación de nuevas centrales y la adecuación de las infraestructuras de gas para su abastecimiento, deberán de ser garantes, *en condiciones normales*, de la cobertura del suministro. Ahora bien, si la demanda evoluciona hacia los valores superiores y extremos considerados por esta Comisión, en situaciones de punta puede haber problemas de cobertura, tal como se ha descrito en el presente informe.

Además, en caso de que existieran retrasos en la incorporación de nuevos grupos, o en situaciones de hidraulicidad muy seca, de fallo simultáneo y sostenido de grupos por encima de las tasas de fallo consideradas, se podría llegar a situaciones con problemas de cobertura. En particular, esta situación puede ser muy ajustada en los próximos periodos de punta hasta 2003 ó 2004, al no existir tiempo para la incorporación de infraestructuras.

Período de consumo punta 2001 a 2002

En las *condiciones normales* de demanda previstas por el gestor técnico del sistema y de disponibilidad del equipo generador e hidraulicidad, no se presentan problemas en la cobertura. No obstante el margen de cobertura para cada escenario no es holgado: 1,15 para el inferior; 1,1 para el normal, 1,09 para los más altos; y de 1,04 para el peor de los escenarios. Tal como se muestra en el informe, para situaciones de demanda punta en torno a 35.000 MW el sistema precisaría de dos nuevos grupos de 400 MW, y para 36.700 MW de demanda punta se requerirían 2.800 MW adicionales (siete grupos); grupos que no estarán disponibles en la punta de este invierno.

En consecuencia, en cualquiera de los escenarios no es de esperar problemas de fallo en la cobertura. Únicamente si apareciesen puntas de potencia superiores a los 35.000 MW, coincidiendo con una hidrología muy seca, y con fallos térmicos superiores a los 4.500 MW, podría darse algún déficit de cobertura, siendo los meses de diciembre y enero en los que hay mayor probabilidad de alcanzar esas demandas.

Período de consumo punta 2002 a 2003

Durante el año 2002 se prevé que entren en servicio siete grupos de 400 MW de gas. De estos grupos tres no tendrán, a priori, restricción alguna por la red de gas. Los cuatro restantes podrán tener restricciones de red en punta. Considerando que de estos últimos, tres disponen de combustible alternativo de gasóleo para un funcionamiento esporádico, no es previsible que existan problemas de cobertura de la demanda eléctrica.

Sin embargo, para los escenarios de demanda más altos, puede haber un índice de cobertura menor que el mínimo deseado de 1,1. Así, el índice de cobertura menor se da con el escenario extremo superior de demanda, alcanzando un valor de 1,07. Es preciso, recordar que para este escenario de demanda, tal como se indica en el informe, se precisarían disponer de diez grupos adicionales.

En consecuencia, se cubre la demanda eléctrica, como en el período anterior para los escenarios centrales de demanda, aunque de forma ajustada. Este hecho, junto con la imposibilidad de disponer en plazo de los refuerzos de la red de gas es indicativo de lo ajustado de la cobertura eléctrica.

Período de consumo punta 2003 a 2004

Durante el año 2003 se prevé la entrada en servicio de, al menos, cuatro nuevos grupos de 400 MW. Para este año, la situación se prevé algo más holgada que en el periodo anterior, pudiendo variar el índice de cobertura, entre 1,09 para el escenario más desfavorable y 1,16 para el escenario central. Aunque en todo caso dependerá de la disponibilidad en tiempo de las infraestructuras.

En la figura siguiente se muestra el índice de cobertura basado en los supuestos considerados en el informe para los periodos anteriores.

Para años posteriores, a medida que puedan entrar en servicio las infraestructuras consideradas en este informe, la cobertura será más segura.

En conclusión, se considera indispensable disponer en plazo de las infraestructuras, en particular las de gas natural dirigidas a satisfacer la demanda de las centrales de ciclo combinado, a fin de eliminar riesgos en la cobertura de la demanda.

En consecuencia, se considera indispensable disponer, en fecha, *del conjunto de instalaciones mínimo que se indica en los anexos I y II de este informe*, que permite dar cobertura al riesgo de desabastecimiento de energía.

Para ello, *de forma transitoria y en tanto en cuanto no esté desarrollada la planificación de la red de transporte conforme a norma*, y los procedimientos de concurrencia en la construcción de las instalaciones de transporte, se recomienda *la adjudicación en la construcción de las infraestructuras al promotor de la instalación correspondiente.*

En la fecha de finalización de este informe, las previsiones de demanda extremas se han cumplido. Así, el 17 de diciembre de 2001, debido a la ola de frío intenso, el consumo punta habría llegado a sobrepasar los 36.000 MW de demanda de potencia punta si no se hubieran tomado medidas. El agotamiento del equipo generador para cubrir esta demanda dada la baja hidráulica, junto con los problemas de tensión asociados provocó que el gestor técnico del sistema tuviera que aplicar medidas de deslastre de cargas. Esta Comisión entiende que la regulación de la gestión hidráulica para cubrir la demanda de punta en situaciones extremas de cobertura, debe contener los incentivos adecuados para que se lleve a cabo una gestión eficiente de los recursos hidráulicos desde la perspectiva energética.

Figura 11.1.1. Índice de cobertura para los escenarios considerados

Índice de cobertura	2001	2002	2003
Escenario inferior	1,149	1,177	1,203
Escenario central	1,111	1,130	1,155
Escenario superior	1,088	1,098	1,122
Escenario extremo superior	1,035	1,070	1,087
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,098	1,098

Fuente: CNE

12. Recomendaciones

Como consecuencia del análisis realizado a lo largo del presente Informe, esta Comisión Nacional de Energía formula las siguientes recomendaciones.

PRIMERA. El mercado eléctrico y de gas natural es un mercado liberalizado, en el que la cobertura de la demanda aparece como una tarea asignada al libre mercado, que funcionando en competencia efectiva ha de proveer un suministro seguro y de calidad en beneficio de todos. En consecuencia, el Estado debe ejercer una *función permanente de supervisión* de la cobertura de la demanda, de modo que su actuación quede reservada al caso en que, detectándose riesgos inadecuados, éstos se eliminen mediante *la incorporación de reglas* que proporcionen las señales regulatorias que garanticen un nivel apropiado de cobertura.

Dado que el *coste medio del transporte* está ligado a la demanda real, la planificación de la red de transporte debe *acomodar acertadamente en el tiempo las nuevas inversiones* a la evolución de la demanda, evitando tanto capacidades ociosas (costes innecesarios), como falta de capacidad (origen de restricciones). De esta forma, debe detectarse con la suficiente anticipación la necesidad de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y ser el óptimo en cada momento.

En consecuencia es preciso realizar un *seguimiento permanente* de las infraestructuras para lograr una adecuada cobertura de la demanda.

SEGUNDA. Por su carácter de monopolio natural la planificación energética queda restringida a la red de transporte, tanto eléctrica, como gasista. En el caso concreto del gas natural, la Ley impone una planificación de carácter obligatorio y de *mínimo exigible para la garantía de suministro en lo referente a los gasoductos de la red básica y a las instalaciones de almacenamientos* de reservas estratégicas. Esta consideración de mínimo exigible, a diferencia de la planificación eléctrica, podría dejar abierta la posibilidad de ampliar o añadir nuevas instalaciones, aunque éstas no estén contempladas en la planificación. Dado que las actividades reguladas deben ser retribuidas

económicamente con cargo a tarifas, peajes y cánones, esto podría llevar a una situación en la que cualquier instalación, sin acreditar si es o no necesaria para el sistema, tenga que ser retribuida por el mismo. La solución podría ser *suprimir el concepto de mínimo exigible* en la planificación gasista, de forma que ésta fuera realmente *vinculante*.

TERCERA. Teniendo en cuenta que las *plantas de regasificación* están sujetas al régimen de liquidaciones e incluidas en un sistema de retribución que, mediante las tarifas, peajes y cánones cobrados por el desempeño de su actividad, asegura la recuperación de las inversiones realizadas por sus titulares en el periodo de vida útil de las mismas, permitiendo una rentabilidad razonable, *parece aconsejable que estas instalaciones entraran a formar parte del proceso de planificación vinculante* asociado a la red de transporte y a los almacenamientos de gas.

Los criterios de planificación han de mostrar la localización idónea y las características técnicas a las que debe responder la planta o gasoducto. Una vez concretados estos extremos, la concurrencia de intereses en su promoción, podría estar dirigida a la construcción de las instalaciones que, de acuerdo con la planificación, se considerase necesarias.

CUARTA. Teniendo en cuenta *las fechas en que deben entrar en funcionamiento* las infraestructuras, así como el tiempo necesario para su construcción, en el entorno de dos años para gasoductos y líneas y en el entorno de tres años para plantas de regasificación, es de vital importancia que *las autorizaciones se tramiten lo más rápidamente posible*, sin que haya demora, ni en la solicitud de la autorización ni en la tramitación de la misma.

QUINTA. Puesto que es indispensable disponer en plazo de las infraestructuras, en particular las de gas natural dirigidas a satisfacer la demanda de las centrales de ciclo combinado, a fin de eliminar riesgos en la cobertura de la demanda, se recomienda un *seguimiento de las infraestructuras* propuestas en los anexos.

Las infraestructuras enunciadas en el anexo I del sector del gas, se han dimensionado suponiendo que hay que

atender las centrales de ciclo combinado que presentan un mayor grado de avance, esto es, las que han obtenido la autorización administrativa y/o las que tienen contratado el acceso a la red gasista. *A medida que otras centrales avancen en su grado de concreción, serán necesarias infraestructuras de transporte adicionales.*

SEXTA. Dentro del proceso de construcción y puesta en servicio de una instalación, se observa que el otorgamiento de los permisos y de las autorizaciones administrativas necesarias genera un importante retraso en el horizonte temporal para la puesta en marcha de la instalación. La obtención de tales permisos y autorizaciones son de vital importancia para conseguir, en tiempo, las infraestructuras imprescindibles para el suministro en los próximos periodos invernales.

En consecuencia, la Comisión Nacional de Energía, *estima conveniente que desde las diversas Administraciones Públicas con competencia en la materia, se agilicen los trámites que permitan concluir el proceso de autorización de las instalaciones referidas.* En este sentido, sería conveniente analizar la posibilidad de proveer un procedimiento administrativo que facilitase la tramitación de los permisos precisos de modo que se pudiera tender hacia la llamada "ventanilla única", en materia de autorizaciones de instalaciones energéticas.

Además, es preciso incidir en que la ausencia de la planificación no debe suponer un retraso en el otorgamiento de las autorizaciones administrativas.

Por otra parte los Consejos Consultivos de Hidrocarburos y Electricidad han puesto de manifiesto la creciente oposición social al desarrollo de nuevas infraestructuras. Ello da lugar al hecho cada vez más frecuente de que el plazo necesario para la realización de nuevas infraestructuras, no sólo viene determinado por el tiempo necesario para autorizarlas e implantarlas, sino también por el tiempo que ha de dedicarse a que socialmente sean aceptadas.

Es por ello, que esta Comisión considera necesario y urgente la puesta en marcha de un plan de información y

concienciación ciudadana que evite oposiciones innecesarias a la implantación de las infraestructuras necesarias. Estas infraestructuras deberán ser proyectadas desde su inicio de manera que cumplan con los mejores requisitos de seguridad y respeto medioambiental exigibles.

SÉPTIMA. La seguridad del suministro *a corto plazo*, es consecuencia directa de las decisiones de inversión en el largo plazo, y por consiguiente, será heredera de los aciertos o errores de las mismas. En este sentido, un adecuado esfuerzo inversor es una condición necesaria pero no suficiente. Un suministro seguro en el corto plazo supone que todos los elementos de gestión, casación, operación, control, reserva, protecciones, comunicaciones, etc. funcionan correctamente haciendo que el consumidor reciba su producto en las condiciones adecuadas de calidad.

Dada la especial responsabilidad del gestor del sistema de velar por la garantía en la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación en el sistema de producción y transporte para el caso eléctrico o entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución en el sistema gasista, el gestor respectivo *debe tener aprobados, publicados y aplicar todos los procedimientos de operación del sistema o normas de gestión técnica* que sean necesarias.

En particular, y puesto que como ya se ha señalado en el caso eléctrico, hay un déficit de compensación de potencia reactiva que provoca restricciones técnicas en el sistema, fundamentalmente por tensiones bajas en las zonas sur, levante, catalana y sur de Galicia, debe de aplicarse el procedimiento de operación que regula el servicio complementario de *control de tensión* de la red de transporte.

Asimismo, es preciso potenciar la aplicación de procedimientos de operación de las redes de transporte y distribución no discriminatorios, para que la energía en *régimen especial* contribuya a la resolución de congestiones, de acuerdo con sus especificidades, como el resto de energías, y aporte a los gestores de red la información suficiente para realizar su labor.

OCTAVA. Ante el importante desarrollo de la *energía eólica* al que se asiste en la actualidad y dada la insuficiencia de señales de eficiencia en su regulación que están produciendo problemas en el sistema eléctrico, se hace necesaria una *mejora de la regulación actual* para hacerla más eficiente, sin abandonar, al mismo tiempo, el fomento de este tipo de energía por su ventaja ambiental.

Además, se considera necesario mantener la estabilidad regulatoria para la cogeneración y avanzar en el Reglamento pendiente.

NOVENA. Esta Comisión considera necesario que por Red Eléctrica de España, en su condición de Operador del Sistema, se elabore un estudio sobre la situación actual, y en particular, para supuestos de situaciones extremas, sobre la gestión hidráulica desde el punto de vista de la cobertura energética.

DÉCIMA. Las previsiones de capacidad de los *almacenamientos subterráneos* de gas natural dan como resultado que sólo contabilizando la capacidad asignada al almacenamiento operativo podríamos aproximarnos a los 35 días preceptivos de existencias de seguridad.

Se detecta una *carencia regulatoria* en este punto, al no haberse publicado el Reglamento de reservas estratégicas, seguridad del suministro y diversificación de existencias. Este reglamento debe dilucidar la forma de contabilizar las existencias de seguridad, si se consideran sólo las de los almacenamientos subterráneos o si también se pueden contabilizar como reservas de seguridad el almacenamiento operativo en tanques o gasoductos o los existentes en otros países de la Unión Europea. De forma paralela se debe poner también en marcha la inspección y control del cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de dichas existencias. Asimismo, en el caso de la diversificación, se incide en la idea de evitar que el cumplimiento de la misma se pudiera convertir en un obstáculo para la entrada de nuevos agentes.

Con independencia de lo anterior, sería aconsejable volver a considerar el número mínimo de días de almacenamiento establecido como precepto legal.

En esta misma línea, la *capacidad de almacenamiento operativo de GNL* en planta a que da derecho el peaje de regasificación es en la actualidad de cinco días de la capacidad contratada diaria hasta el 1 de enero del año 2004 y a partir de esta fecha, diez días. Pero teniendo en cuenta los proyectos de ampliación de tanques y los incrementos de demanda previstos, en los años 2004 y 2005 no se podría proporcionar el almacenamiento a que da derecho el peaje, ya que aunque aumenta notablemente la capacidad de almacenamiento, la demanda lo hace a un ritmo similar. Es por ello que se considera conveniente realizar una ampliación adicional a la indicada, del número de tanques.

UNDÉCIMA. En la actualidad la *interrumpibilidad* sólo está regulada para el mercado no liberalizado que se suministra a tarifa. De forma general tanto para el mercado libre como para el regulado, la interrumpibilidad se puede asociar fundamentalmente a *dos conceptos*: por un lado al *suministro* de gas o electricidad y, por otro, a la *red*.

En el primero de ellos, las condiciones en el suministro de gas entre el oferente y el demandante son libremente pactadas entre las partes, de manera que es en el contrato de suministro donde se pueden encontrar las condiciones particulares de interrupción del suministro.

El segundo concepto es el asociado a los problemas de red. En la actualidad, y debido a los problemas de congestiones que presenta la red de transporte de gas, algunos contratos de acceso de terceros a la red para nuevos consumidores están siendo firmados con cláusulas de interrumpibilidad, de manera que, cuando el transportista detecta problemas puede provocar el corte de suministro a dichos consumidores. Para este caso, no existe un precio especial en el uso de la red asociado a esta interrumpibilidad.

Asimismo, en el caso del gas, los consumidores interrumpibles a tarifa están exentos de las obligaciones de almacenamiento estratégico y diversificación.

Sin embargo, dado que el consumo interrumpible no está legalmente previsto para el mercado

liberalizado, no está claro a quién se aplica en este mercado.

Por todo ello, se considera conveniente *regular el concepto de interrumpibilidad en el mercado liberalizado*.

En todo caso, dada la repercusión que la aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista tiene para el sistema eléctrico, sería adecuado asegurar la coordinación entre los gestores técnicos de ambos sistemas para poder minimizar sus consecuencias.

DUODÉCIMA. Para poder garantizar la *estabilidad económica* de los sistemas y, en consecuencia, la seguridad de su suministro, se considera necesario fijar unos ingresos que permitan cubrir los costes de dicho suministro. La coherencia para determinar tanto las tarifas de acceso como las tarifas integrales es un requisito necesario para garantizar la recuperación de los costes regulados del sector. Por ello es preciso disponer de una *metodología tarifaria* para asignar los distintos costes y poder establecer de forma global las tarifas de acceso e integrales, así como disponer de un procedimiento de ajuste explícito para poder encajar las posibles variaciones respecto a las previsiones consideradas.

DECIMOTERCERA. Respecto a la *garantía de potencia*, se propone incluir un método que permita garantizar la disponibilidad de las centrales sin tener en cuenta el mecanismo del número de horas mínimo de funcionamiento.

Además, la retribución de un generador por garantía de potencia *no debe depender* del modo en que contrate su venta de energía, *ya sea en el pool o mediante contratación bilateral*.

Del mismo modo, en cuanto al pago por garantía de potencia, éste *no debe depender* de si el consumidor adquiere energía en el *mercado diario* o si la adquiere mediante una *contratación bilateral* o si adquiere su energía a *tarifa*.

DECIMOCUARTA. La incorporación de una nueva central de ciclo combinado puede obligar a acometer elevadas

inversiones en los refuerzos de las infraestructuras. Por ello, es preciso un *compromiso jurídico y económico*, si fuera preciso con anticipación financiera, *que garantice la realidad del proyecto*, o al menos la recuperación de costes en caso de retirada del proyecto.

DECIMOQUINTA. En línea con las tendencias europeas en la materia, y con el objeto de enviar señales correctas a los usuarios de red sobre los costes en los que incurren, sería adecuado enviar señales de localización respecto a la ubicación de la carga o aportación al sistema, tanto en el sistema gasista como en el eléctrico. En este sentido, se considera necesario aplicar en la regulación del transporte y del mercado señales que permitan a los agentes tomar las decisiones de localización más adecuadas, recibiendo por ello una señal económica acorde a los costes o beneficios ocasionados al sistema.

DECIMOSEXTA. Dada la importancia que se reconoce al ahorro energético como medio de mejora de la eficiencia energética, y a partir de la experiencia derivada de la implantación de los programas de gestión de la demanda, esta Comisión recomienda profundizar en los mencionados programas.

DECIMOSÉPTIMA. Como ya ha puesto de manifiesto esta Comisión en diferentes informes, es preciso atender también a la urgente necesidad del *desarrollo de la regulación en los sistemas extrapeninsulares* y al desarrollo de los criterios de planificación particularizados para estos sistemas.

DECIMOCTAVA. Por último, cabe reiterar de nuevo la *necesidad de ampliar las interconexiones internacionales, tanto de gas como de electricidad*, que sean precisas para la obtención de un mercado interior europeo de la energía. En este sentido se debe continuar con el camino emprendido y del que es ejemplo reciente el Grupo de Seguimiento de la interconexión España-Francia y el Protocolo de Colaboración entre la Administraciones Española y Portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad.



Comisión

Nacional

de Energía